



Mémoire présenté à

Commission de l'agriculture, des pêcheries, de l'énergie et des ressources naturelles (CAPERN)

à propos du :

projet de loi 21, Loi visant principalement à mettre fin à l'exploration et à la production pétrolières  
et au financement public de ces activités

Questerre Energy Corporation

23 février 2022

## 1. Résumé exécutif

Avec plus de trente ans d'histoire dans l'industrie du gaz naturel au Québec, Questerre a été et reste engagée dans les objectifs d'indépendance énergétique de la province et, plus récemment, dans les objectifs de réduction des émissions de GES du gouvernement. Le projet de loi 21 vise à faire du Québec un chef de file dans la lutte contre les changements climatiques afin de réduire les émissions de GES et d'atteindre la neutralité carbone. Nous ne croyons pas que le projet de loi 21 puisse tendre à l'atteinte de ces objectifs, car il ignore manifestement la réalité de la consommation énergétique du Québec. Au contraire, il verrouille l'augmentation des émissions de GES. Il prive également la société québécoise des avantages environnementaux, sociaux et fiscaux du développement d'une ressource gazière stratégique importante.

La décision du gouvernement du Québec de bafouer ses accords de licence en nous refusant le droit à la production, après des investissements substantiels, est décourageante et totalement incompatible avec les objectifs qu'il a précédemment déclarés. Cette décision est d'autant plus décevante qu'à sa demande, nous avons largement assuré l'acceptabilité sociale de notre projet. Un projet qui reflète les consultations des parties prenantes et qui a été conçu pour des émissions de GES quasi nulles, non seulement au niveau de la production, mais aussi de la consommation de gaz naturel. Cela permettrait de réduire les émissions de GES à l'échelle mondiale, mais aussi au Québec tout en se positionnant parmi les pays leaders, comme la Norvège, dans la transformation énergétique émergente.

En outre, l'indemnisation proposée par le projet de loi 21 équivaut à une expropriation sans contrepartie juste et équitable. Cette expropriation nuit gravement au profil du Québec en tant que juridiction sûre pour les investissements étrangers et nationaux. Nous avons l'intention de travailler pour modifier et améliorer cette loi. Nous prendrons toutes les mesures nécessaires pour protéger les droits des Premières Nations, des municipalités, des agriculteurs, de nos actionnaires, et des autres personnes qui soutiennent notre projet. Ceci inclut des Québécois qui ne seront pas indemnisés pour leur redevance sur notre découverte.

## 2. Introduction

Bien que les premiers efforts de la SOQUIP, Shell et d'autres, y compris notre entreprise, aient été infructueux, l'application de nouvelles idées et technologies par Questerre et ses partenaires a abouti à une découverte de gaz naturel de classe mondiale en 2008. C'était l'aboutissement de décennies de travail et de plusieurs millions de dollars d'investissement. Avec le potentiel de répondre aux besoins du Québec pendant des décennies, notre découverte a le potentiel d'améliorer significativement son indépendance énergétique.

Nous sommes perplexes quant au fait que ni ce projet de loi ni le résumé de l'impact réglementaire ne font référence ou ne reconnaissent notre découverte. Plusieurs participants aux audiences du BAPE ont souligné l'ampleur et l'importance de cette découverte. C'est après tout la raison pour laquelle le gouvernement a procédé à plusieurs audiences du BAPE et à des évaluations environnementales stratégiques, c'était parce qu'il y avait une véritable découverte commercialisable de gaz naturel au Québec. Cela a abouti à l'introduction d'une nouvelle loi sur les hydrocarbures en 2016 ainsi que de nouvelles lois et règlements environnementaux qui s'harmonisent avec cette loi.

Nous avons collaboré avec le gouvernement alors qu'il évaluait la manière dont il souhaitait procéder au développement de ses ressources naturelles, y compris notre découverte. Nous avons participé aux consultations sur la politique énergétique 2030 qui s'engageait à un avenir à plus faibles émissions et au développement du gaz naturel pour atteindre ces objectifs. Nous avons également été consultés sur le Livre vert sur l'importance de la consultation et de la participation des parties prenantes. Nous avons engagé notre entreprise vers l'excellence en matière d'acceptabilité sociale pour se conformer à ces nouvelles exigences.

Nous nous attendions à ce que ce processus de consultation soit réciproque et nous sommes consternés de constater que la commission parlementaire n'a pas lancé d'invitation aux parties concernées, y compris nous-mêmes et les Premières Nations impactées par le projet de loi.

Nous avons répondu aux recommandations du Livre vert et aux commentaires du public sur l'acceptabilité sociale du nouveau gouvernement. Au cours de cette période, nous avons engagé des discussions et des consultations exhaustives avec les parties prenantes. Nous avons complètement repensé notre approche de la production et même de la consommation de gaz naturel, en fonction de ces commentaires de la part de citoyens du Québec.

De bonne foi, nous nous sommes engagés dans des processus de développement à impact quasi nul, avec pour objectif zéro émission, zéro fluide toxique, zéro impact sur l'eau potable et zéro fracturation. Nous avons accepté de donner aux municipalités une part des bénéfices et avons obtenu leur soutien. Nous avons reçu le soutien de nombreux groupes d'agriculteurs et de syndicats. Nous avons également accepté de donner aux Premières Nations un intérêt dans les bénéfices nets et une option de participation au capital-actions couvrant leurs territoires

traditionnels. La nouvelle loi propose de confisquer ces intérêts aux Premières Nations sans aucune compensation. Les Premières Nations ont aussi été exclues des consultations sur la loi.

Grâce à notre travail, selon un sondage Léger 360 de l'automne dernier, seulement 13 % des Québécois s'opposent à notre projet avec son nouveau design. Nous croyons qu'il est plus que juste d'affirmer que nous avons atteint l'acceptabilité sociale au Québec. Lorsque nous avons présenté au gouvernement notre nouvelle approche à impact zéro et la confirmation que nous pensions avoir atteint un niveau équitable d'acceptabilité sociale, la réponse choquante a été d'annoncer publiquement une interdiction de la production de pétrole et de gaz au Québec. La raison invoquée était la réduction des émissions de gaz à effet de serre, malgré des preuves et des études indépendantes qui démontrent que la production locale réduit sensiblement les émissions mondiales.

#### Notre position

Nous pensons que la position du gouvernement est basée sur une fausse prémisse. Elle estime que la société n'a qu'une décision binaire à prendre - choisir entre une énergie non renouvelable fiable et peu coûteuse et des émissions accrues ou des sources d'énergie renouvelable non fiable et sans émissions. Elle ne tient pas compte de la troisième option, celle d'une nouvelle technologie du carbone, qui combine les avantages des énergies non renouvelables et ceux des énergies renouvelables, à savoir l'élimination des émissions de GES. Il s'agit d'une opportunité de marché d'un milliard de dollars, où le Québec peut jouer un rôle de premier plan. C'est cette nouvelle technologie du carbone qui est mise en œuvre à l'échelle mondiale par des chefs de file du secteur de l'énergie comme la Norvège avec le projet *Northern Lights* et l'Alberta avec le *Global Carbon Trunk Line*, entre autres.

L'approche " bloquer et interdire " du projet de loi 21 ignore également la dure réalité : la transition énergétique vers des sources entièrement renouvelables prendra beaucoup, beaucoup, beaucoup plus de temps que les gens ne le pensent. Un objectif noble de transition sans un plan d'exécution concret et réalisable n'a aucune valeur. Pour maintenir notre niveau de vie, le pétrole et le gaz naturel continueront à représenter une composante importante de notre régime énergétique à court et moyen terme. Nous pensons que cela explique en grande partie pourquoi le gaz naturel a été inclus, au début de cette année, dans la taxonomie des investissements durables de l'Union européenne.

L'importance des énergies non renouvelables n'est nulle part plus évidente qu'au Québec. Malgré sa richesse en hydroélectricité, près de 55 % de ses besoins énergétiques totaux sont couverts par le pétrole et le gaz naturel. Comme il n'y a pas de production nationale, cette énergie est entièrement importée avec l'exposition à tous les risques liés à la chaîne d'approvisionnement, aux risques financiers et autres. À cet égard, le Québec est comme tous les autres membres de

l'association Beyond Oil and Gas qui dépendent également des énergies non renouvelables pour une partie importante de leurs besoins énergétiques.

En ce qui concerne la consommation de gaz naturel au Québec, celle-ci est restée relativement stable au cours des trente dernières années, avec une augmentation de 15% au cours de la dernière décennie. En ce qui concerne les produits pétroliers, comme le note Pierre Olivier Pineau dans son dernier rapport sur l'état de l'énergie au Québec, " si la tendance des dernières années (2015-2019) se poursuit, les ventes totales de produits pétroliers en 2030 seront supérieures de 22% à celles de 2013 ".

Malgré sa décision d'interdire la production locale avec ce projet de loi, nous croyons que le gouvernement reconnaît la dépendance et l'importance continues du pétrole et du gaz naturel. Il prévoit des exemptions pour les pipelines intraprovinciaux, qui comblent les besoins du Québec ainsi que pour les réservoirs de stockage afin d'atténuer les pénuries hivernales.

Les impacts des pénuries d'énergie ont été vécus par le Québec plus récemment en 2019 et 2020 avec le propane. L'Europe a connu des pénuries similaires pour le gaz naturel. À cet effet, l'automne dernier, la France est revenue sur sa décision de suspendre le développement de nouvelles centrales nucléaires tant pour des raisons économiques que de sécurité d'approvisionnement.

Pour nous, ce n'est pas une coïncidence si le développement d'un approvisionnement domestique fiable présente des avantages financiers et stratégiques, mais aussi des avantages environnementaux. Il est conforme à un principe du développement durable selon lequel la production doit se faire aussi près que possible du lieu de sa consommation. Elle élimine non seulement les impacts environnementaux du transport de l'énergie, mais aussi le risque que la production ne respecte pas les normes environnementales les plus strictes. En interdisant la production locale qui aurait une empreinte d'émissions quasi nulle, le Québec ajoute en fait aux émissions de GES globales, au lieu de les réduire. Cette augmentation est encore aggravée par le fait que notre projet de gaz propre s'attaquerait également aux émissions provenant de la consommation et permettrait de les diminuer.

Avec tous ces avantages, nous ne pouvons que constater que la décision d'interdire l'exploitation des hydrocarbures est en fait une nationalisation de notre importante découverte de gaz naturel. Une découverte qui a une immense valeur stratégique pour le Québec en tant qu'importateur d'énergie. Une fois la découverte faite, elle ne peut pas ne pas être niée. Le retour en arrière n'est pas possible.. L'expropriation de cette découverte sans compensation équitable, juste et adéquate est totalement inappropriée et injuste.

### 3. L'entreprise et son projet d'énergie propre

Questerre est une entreprise de technologie et d'innovation énergétiques. Son nom est un amalgame des mots "Québec", "l'est" et "terre", reflétant sa longue histoire dans la province. La société utilise de nouvelles technologies pour développer ses actifs au Canada, aux États-Unis et au Royaume de Jordanie. La société est cotée à la Bourse d'Oslo en Norvège et à la Bourse de Toronto au Canada. Elle compte plus de 10 000 actionnaires, dont la grande majorité est basée dans les pays scandinaves.

#### *3.1. Questerre a répondu à l'appel du gouvernement pour explorer le potentiel des ressources du Québec et contribuer à l'atteinte de son objectif d'indépendance énergétique.*

À l'invitation du ministère des Ressources naturelles, l'actionnaire fondateur de Questerre, Terrenex, a été parmi les premières entreprises énergétiques actives au Québec à la fin des années 1980. Elle a attiré les partenaires industriels et les investissements nécessaires pour établir une source profonde de gaz naturel. Questerre a poursuivi ces efforts au début des années 2000, en attirant les partenaires de l'industrie et, par l'intermédiaire de ses actionnaires, le capital financier, ce qui s'est traduit par une importante découverte de gaz en 2008. Au total, un investissement de plusieurs centaines de millions de dollars a été réalisé à ce jour.

#### *3.2. Questerre a fait une découverte de gaz naturel d'une valeur stratégique considérable.*

Cette découverte pourrait répondre à la demande actuelle de gaz naturel du Québec pendant près de cent ans, et faire en sorte que le Québec ne soit plus dépendant des importations. Sur la base du prix actuel du gaz naturel, une ingénierie indépendante estime la valeur de la découverte à plus de milliards 7 de dollars. Les avantages économiques pour le Québec comprendraient plus de 1 000 emplois et 300 millions de dollars en recettes fiscales annuelles, selon KPMG (voir l'annexe A).

#### *3.3. Questerre a toujours rempli ses obligations et travaillé en collaboration avec le gouvernement du Québec.*

L'entreprise a respecté l'esprit et la lettre de ses accords de licence, y compris ses engagements financiers et ses exigences en matière de respect des normes de sécurité et d'environnement les plus strictes dans les zones où elle opère. Elle a participé avec le gouvernement, par le biais de consultations, à de nombreuses évaluations environnementales stratégiques, au Livre vert sur l'acceptabilité sociale et aux nouvelles lois et réglementations sur l'environnement et les hydrocarbures.

#### *3.4. Questerre a largement atteint l'acceptabilité sociale en répondant aux préoccupations de toutes les parties prenantes.*

Au cours des dix dernières années, Questerre a mené des consultations approfondies avec des groupes importants, notamment des municipalités, des agriculteurs et des Premières Nations. Conformément à la quatrième ligne directrice du Livre vert publié en 2016, "promouvoir le partage des bénéfices des projets de développement énergétique et minier avec les communautés d'accueil", elle a conclu des accords de partage des bénéfices avec les Premières Nations et les villes dans les zones couvertes par ses permis délivrés par le gouvernement.

Surtout, notre entreprise a écouté les préoccupations des groupes environnementaux en matière de réduction des émissions et a complètement modifié son approche. Elle étudie de nouvelles techniques de complétion qui remplacent la fracturation conventionnelle.

Selon les données du sondage Léger 360 d'octobre 2021, plus de 66 % des Québécois décidés sont favorables à l'exploitation locale du gaz naturel et 20 % sont sans opinion. Cet appui augmente à 74 % avec seulement 15 % contre si de nouvelles technologies sont utilisées et 11 % sont sans opinion. (Voir annexe B)

*3.5. Questerre a mis au point une solution de fourniture d'énergie à émissions quasi nulles, fondée sur l'approche de l'économie circulaire.*

Cette solution éliminera les émissions liées à la production et à la consommation de gaz naturel. Elle produira du gaz naturel avec des émissions quasi nulles, sans utiliser d'eau douce et sans injecter de fluides toxiques dans le sous-sol. Il capturera les émissions provenant de la consommation et les recyclera à l'aide d'une nouvelle technologie du carbone dans des produits de grande valeur ou les capturera pour un stockage permanent. Elle produira également de l'hydrogène à émissions quasi nulles à moindre coût et avec un impact écologique réduit par rapport à l'hydrogène produit à partir de l'électricité.

Cela correspond exactement au type d'innovation recherché par le gouvernement du Québec. Cela n'aurait aucun sens de bloquer nos activités, tout comme nous souhaitons investir encore plus au Québec.

*3.6. Notre entreprise a proposé un projet pilote qui ouvrirait la porte à la participation du Québec au marché émergent de mille milliards de dollars pour les nouvelles technologies du carbone.*

Ce projet pilote permettrait de démontrer les avantages environnementaux et économiques, la sécurité et l'efficacité de l'économie circulaire. Pour la première phase, nous avons proposé un test de stockage du carbone. Les phases ultérieures comprendront l'essai d'une nouvelle technologie de recyclage du carbone et la production de gaz et d'hydrogène à émissions nulles.

#### 4. Considérations relatives à l'environnement, à la santé et la sécurité

##### *4.1. L'interdiction de la production locale de gaz n'aura aucun impact sur les émissions de GES du Québec et augmentera les émissions mondiales.*

La demande d'énergie non renouvelable du Québec est importante, inélastique aux prix ou aux objectifs de réduction des émissions et entièrement importée. La consommation de pétrole et de gaz naturel est restée relativement stable au cours des deux dernières décennies, à près de 55 % de la consommation totale d'énergie, ce qui est similaire à la moyenne mondiale des pays développés. Toute cette énergie, y compris près de 70 millions de barils de pétrole et un peu plus de 200 milliards de pieds cubes de gaz naturel, est importée chaque année.

La politique énergétique 2030 du Québec souligne l'importance du gaz naturel comme combustible de transition pour réduire les émissions de GES à l'échelle locale et mondiale.

##### *4.2. L'interdiction de l'exploration et de la production de gaz naturel enfermera le Québec vers des émissions de GES plus élevées.*

Le CIRAIG, un groupe de recherche indépendant, note que le gaz naturel produit au Québec à l'aide de la nouvelle technologie et de l'approche ciblée de notre entreprise aurait un quart des émissions de GES des autres sources actuelles de gaz naturel au Québec. (Voir Annexe C) En continuant à dépendre à 100% du gaz naturel importé, particulièrement des États-Unis, et en ne profitant pas des avantages de la production locale, le Québec contribuerait ainsi au maintien des émissions de GES en empêchant notre solution. L'importation continue bafoue le principe principal du développement durable et le principe environnemental généralement accepté qui préconise l'approvisionnement local des produits et des services. En d'autres termes, l'interdiction de la production locale de gaz naturel va à l'encontre des principes du développement durable.

##### *4.3. En renonçant à la production locale, le Québec contribue à la stagnation de la santé humaine et de la qualité des écosystèmes à l'échelle mondiale.*

Le rapport du CIRAIG indique également que du point de vue de la santé humaine et de la qualité des écosystèmes, le gaz à zéro émission a moins du tiers des impacts environnementaux par rapport au gaz naturel actuellement utilisé au Québec et provenant d'autres sources, notamment l'Alberta et le Marcellus aux États-Unis. Le rapport a également étudié l'impact de l'utilisation du gaz à zéro émission au Québec pour fournir de l'énergie au secteur industriel, comme carburant de transport et pour fabriquer des produits tels que le méthanol et les engrais qui soutiennent l'industrie pétrochimique du Québec. Il a conclu que le gaz à zéro émission présentait les résultats les plus faibles des indicateurs

environnementaux pour toutes les catégories d'impact. (Voir l'annexe C) Le Québec rate une occasion unique d'améliorer ces normes en interdisant la production locale.

*4.4. Le projet de loi accroît les risques pour la santé et la sécurité liés aux pénuries et aux pannes d'énergie.*

À l'automne 2019, la perturbation des chaînes d'approvisionnement a entraîné le rationnement du propane carburant au Québec, menaçant les hôpitaux et les établissements de soins qui l'utilisent comme chauffage d'appoint, les agriculteurs qui l'utilisent pour se chauffer et sécher leurs récoltes, entre autres. Cela s'est reproduit au début de l'année 2020, lorsque le Québec a de nouveau été à quelques jours du rationnement du propane. Un manque de production locale combiné à une dépendance excessive aux importations ne fait qu'augmenter ces risques.

Les conséquences d'un manque de production locale fiable ont été observées au Texas au début de 2021, à la suite d'une tempête hivernale qui a fait plus de 100 morts et causé plus de 40 milliards de dollars de dommages. Comme l'a signalé l'Institut canadien de recherche sur l'énergie et d'autres organismes, l'absence d'un approvisionnement local en gaz naturel suffisant pour répondre à la demande de pointe pendant cette période a joué un rôle essentiel dans l'aggravation des conséquences de cette tempête.

La dépendance énergétique à l'égard des importations alors que la production locale est une capacité non utilisée est un risque prévisible et évitable pour le Québec.

*4.5. Le Québec sera à la traîne derrière l'Europe et le reste de l'Amérique du Nord qui mènent la transition énergétique avec des centres d'énergie nette zéro et des technologies du carbone.*

Interdire les activités incluant l'économie circulaire du carbone élimine la capacité du Québec à devenir un leader mondial de la transition énergétique. Ces hubs nets zéro sont déjà en développement en Norvège, en Alberta avec des investissements prévus totalisant plus de plusieurs milliards de dollars. Il s'agit notamment de projets visant à fournir du gaz naturel à faibles émissions et de l'hydrogène à émissions nulles, ainsi qu'à accepter de recycler ou de stocker les émissions de GES provenant de la consommation de combustibles fossiles. Le Québec, pourtant féru d'innovation, risque de manquer le bateau.

## 5. Considérations économiques et fiscales

### 5.1. *Le déficit commercial du Québec continuera de se creuser*

Représentant près de 50 % du déficit commercial du Québec, l'importation de gaz naturel et de pétrole continuera de croître à un rythme estimé à 7 milliards de dollars par année. Avec l'augmentation actuelle des prix de ces deux produits de base, on s'attend à ce que ce chiffre augmente considérablement en 2022.

Au fur et à mesure que l'inflation augmentera, il y aura également un effet composé de sources d'énergie qui ne sont pas produites localement. Comme le pétrole et le gaz représentent encore une part importante du panier énergétique du Québec, cela aura des effets économiques dévastateurs qui devraient préoccuper les décideurs gouvernementaux.

### 5.2. *Le Québec dépend de plus en plus des États-Unis pour répondre à ses besoins énergétiques.*

La domination du Québec dans la production et la consommation d'hydroélectricité masque le fait que la majorité de la demande énergétique totale du Québec est constituée de gaz naturel et de pétrole. Alors que le Québec dépendait historiquement des importations de gaz naturel de l'Ouest canadien, il a considérablement augmenté ses importations de gaz naturel américain pour le remplacer. Le Québec importe également la totalité de son pétrole brut des États-Unis et de l'Ouest canadien.

### 5.3. *L'insécurité de l'approvisionnement énergétique peut avoir des conséquences désastreuses*

Dans le discours d'ouverture de la deuxième session de la 42<sup>e</sup> législature, le premier ministre Legault a annoncé : " Nous avons compris qu'il est risqué de trop dépendre de l'étranger pour certains produits ", a-t-il dit. Il a ajouté : " Nous devons continuer à accroître notre autonomie alimentaire. Et nous allons maintenant l'étendre à l'ensemble de l'économie."

La crise énergétique en Europe a illustré le risque de dépendance vis-à-vis de l'étranger. Les prix de l'énergie, en particulier ceux du gaz naturel, ont été multipliés par cinq, en grande partie à cause d'une offre insuffisante et de niveaux de stockage réduits. En Amérique du Nord, les prix n'ont que doublé jusqu'à présent, mais l'inquiétude grandit quant à l'adéquation des approvisionnements nationaux. En septembre 2021, *Industrial Energy Consumers of America* ont demandé au ministère de l'Énergie de réduire les exportations de GNL afin de ramener les niveaux de stockage à la moyenne des cinq dernières années. Les prix du propane canadien sont multipliés par trois par rapport à l'année dernière.

Ces pénuries peuvent également entraîner une augmentation des émissions. Au Royaume-Uni, le manque d'énergie éolienne et les prix élevés du gaz naturel ont conduit à la réactivation récente de centrales électriques au charbon.

Comme nous l'avons déjà mentionné, la pénurie de propane au Québec ne pouvait pas être simplement résolue en payant des prix plus élevés. Il manquait du produit, purement et simplement. Pour une perspective environnementale et économique, il n'y a pas de meilleures sources que les sources locales.

*5.4. Les industries québécoises deviennent moins compétitives au niveau national et international sans la production locale d'énergie.*

L'industrie de l'aluminium et d'autres industries énergivores comme les mines et les pâtes et papiers représentent près de 25 % des exportations du Québec. Elles dépendent de l'accès à une énergie compétitive, continue et fiable. Les coûts élevés de l'énergie dus aux importations et aux prix du marché mondial ont mis ces industries au défi. Un approvisionnement local en gaz naturel à émissions presque nulles peut améliorer leur compétitivité et les émissions du cycle de vie de leurs produits. C'est toute l'économie du Québec qui en bénéficierait.

*5.5. Le gouvernement du Québec bloque l'opportunité pour le Québec de devenir un fournisseur mondial de premier plan de produits de grande valeur ayant une empreinte écologique plus faible.*

La production de gaz naturel à émissions presque nulles au Québec pourrait devenir le moteur de nouvelles industries telles que les engrais et le méthanol qui utilisent le gaz naturel comme principale matière première. Grâce à une plus petite empreinte d'émissions résultant de l'utilisation de gaz à émissions presque nulles et de l'accès aux eaux de marée, le Québec pourrait devenir un fournisseur international de ces produits de grande valeur à faible empreinte d'émissions.

La province a longtemps eu l'impression qu'elle devait choisir entre plusieurs sources d'énergie. Ce n'est pas le cas. Aucune juridiction au monde ne refuse de développer une source d'énergie simplement parce qu'elle en a d'autres. Il est logique, d'un point de vue économique, environnemental et social, d'avoir un sain mélange de production d'énergie, lorsqu'il est disponible.

*5.6. Le gouvernement du Québec renonce également aux importantes retombées économiques de l'exploitation de cette ressource.*

Ne nécessitant aucun financement public, le développement du gaz naturel est aujourd'hui économique. Une étude réalisée en 2018 par KPMG estime que les avantages comprennent :

- Plus de 6 000 emplois permanents
- Augmentation du PIB de 360 millions de dollars par an, pour atteindre plus de 700 millions de dollars.
- 150 millions de dollars augmentant à plus de 300 millions de dollars en recettes fiscales annuelles

*5.7. Le gouvernement du Québec exproprie les intérêts dans notre découverte détenus par les Premières Nations, les municipalités et les citoyens du Québec qui détiennent des redevances, sans consultation ni compensation.*

Le projet de loi 21 ne prévoit aucune compensation pour les parties concernées. De plus, la commission parlementaire qui mène les consultations sur le projet de loi n'a pas lancé d'invitation à consulter ces parties. Il s'agit notamment de la Première nation Wôlinak des Abénakis qui détient un intérêt en vertu d'une entente de développement conjoint sur leurs terres d'utilisation traditionnelle avec Questerre et des citoyens du Québec, qui détiennent un intérêt de redevance dans notre découverte du gouvernement du Québec, lorsqu'il a exproprié leur propriété des droits pétroliers et gaziers en juin 1982.

*5.8. La réputation du Québec en tant que juridiction sûre pour les investissements directs sera ternie par cette expropriation illégale, tant ici qu'à l'étranger.*

En contrepartie de l'investissement effectué pour explorer le potentiel en gaz naturel du Québec, selon le " principe du *free mining* ", les conditions des contrats de licence exigent que le gouvernement du Québec accorde à Questerre le droit de produire la découverte une fois celle-ci faite. Le gouvernement a bafoué les termes de ses propres accords en décidant d'introduire cette législation. La violation de la bonne foi est exacerbée par la compensation partielle proposée qui équivaut à une confiscation.

- Il y a une découverte significative réelle établie par plusieurs rapports et audits indépendants. Le gouvernement du Québec conservera, après l'expropriation, la valeur de sa découverte comme réserve stratégique même s'il ne la produit pas à court terme.
- L'industrie des ressources naturelles dans le monde entier dépend de l'exploration réussie pour payer l'exploration infructueuse. Ce projet de loi donnerait au gouvernement du Québec les fruits de notre succès pour qu'il les développe comme il l'entend, tout en laissant notre entreprise sans aucun moyen de récupérer les coûts d'un programme d'exploration complet.
- Le projet de loi propose de ne payer que les coûts annuels admissibles pendant cinq ans et d'ignorer les coûts en capital et tous les coûts annuels avant cette période. Il existe également d'autres coûts. Par exemple, le gouvernement nous a incités à dépenser pour l'acceptabilité sociale qui n'est pas un coût admissible. Le projet de

loi propose que notre entreprise perde la majeure partie de son investissement en dépit de son succès.

- Il s'agit d'un traitement inégal puisque le gouvernement a accordé une véritable compensation supérieure aux coûts initiaux pour l'annulation des accords de licence sur l'île d'Anticosti où il n'y a pas eu de découverte. Dans le passé, le gouvernement a également payé la juste valeur pour l'expropriation des ressources sur le territoire du Québec.
- Le projet de loi cherche à nous obliger à payer pour abandonner prématurément des puits fructueux, qui sont commercialement profitables et utiles. Nous devrions être indemnisés pour la perte de la valeur économique de ces puits et non pas être obligés de faire des travaux pour perdre encore plus d'argent. Le résultat est effectivement le contraire d'une compensation, mais une véritable confiscation.

## 6. Conclusion

Bien que nous dénoncions ne pas avoir été invités à participer à la commission parlementaire en personne, c'est en raison de notre volonté de participation que nous vous avons présenté notre mémoire.

Nous souhaitons que les membres de la commission considèrent nos arguments et permettent au Québec d'être un véritable chef de file en matière d'environnement, tout en bénéficiant économiquement de notre découverte en nous laissant continuer de travailler au Québec.

Le Québec fait la promotion de l'achat local et de l'indépendance énergétique, nous considérons que le projet de loi 21, tel que déposé, va à l'encontre de ces deux importants objectifs. Il est de notre devoir de proposer d'autres avenues, ce que nous avons fait dans ces pages.

Merci de votre attention.

## Annexe A

Évaluation des retombées économiques  
du développement et de l'exploitation de l'Utica du Québec

# Évaluation des retombées économiques du développement et de l'exploitation de l'Utica du Québec

Rapport final

—

31 juillet 2018



**Le présent rapport, qui a été préparé par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. (« KPMG »), est destiné à l'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) (le « Client »), conformément aux conditions du contrat de mission (le « Contrat de mission ») daté du 19 juin 2019 que nous avons conclu avec le client. Les données contenues dans le présent rapport, et sur lesquelles se base l'analyse subséquente d'impacts économiques, ont été fournies par le client. KPMG ne peut garantir la validité de ces données.**

# Sommaire exécutif

## **Une évaluation prudente de la création de richesse associée au développement et à l'exploitation de l'Utica du Québec**

- L'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) a confié à KPMG le mandat de procéder à une évaluation des retombées économiques pour le Québec des activités de développement et d'exploitation des gaz contenus dans l'Utica du Québec
- Il s'agit d'une mise à jour d'une première évaluation réalisée par SECOR (maintenant KPMG) en 2010 de la création de richesse économique qui pourrait être générée au Québec par le développement de ce potentiel gazier
- Cette mise à jour était rendue nécessaire étant donné l'évolution au cours de la dernière décennie de plusieurs paramètres centraux à l'analyse des retombées économiques
- Cette évaluation peut être considérée comme conservatrice puisqu'elle n'inclut pas :
  - les dépenses de transport, de stockage et de distribution du gaz extrait et, par le fait même, les impacts économiques qui en découleraient;
  - les effets plus structurants qui pourraient provenir de l'établissement de nouvelles entreprises ou le développement d'entreprises existantes pour approvisionner l'industrie gazière en biens et services divers;
  - les impacts provenant de l'existence d'une nouvelle source d'approvisionnement en gaz près des clients du Québec et, par ricochet, l'accroissement de la compétitivité de ces utilisateurs de gaz.

## **S'inscrivant dans un contexte où le développement de ce potentiel gazier a été suspendu par le gouvernement du Québec**

- D'abord, par un moratoire sur l'exploration et l'exploitation de la ressource décrété en 2010. Et plus récemment, en juin 2018, par l'adoption de règlements visant notamment à interdire la fracturation hydraulique dans la vallée du Saint-Laurent
- Cette étude ne commente pas la possibilité ou non de redémarrer les activités de développement et d'exploitation des gaz de l'Utica du Québec. Il s'agit uniquement d'une étude des impacts économiques si ce développement venait à se matérialiser.

# Sommaire exécutif

## Des investissements envisagés importants, autant pour le développement que l'exploitation de l'Utica du Québec

- Des activités de développement nécessitant des investissements initiaux importants, qui atteindraient plus de 530 millions \$ (M\$) au cours des trois premières années et qui se chiffraient à près de 700 M\$ par an à partir de la 4<sup>e</sup> année (scénario de base)
- Des activités d'exploitation dont les dépenses augmenteraient avec le nombre de puits mis en service et qui pourraient atteindre, selon le scénario de base de l'industrie, 160 M\$ à la 3<sup>e</sup> année, 245 M\$ à la 5<sup>e</sup> année et plus de 400 M\$ à la 15<sup>e</sup> année; des activités de long terme qui pourraient permettre de générer des impacts économiques structurants pour le Québec
- Et une production potentielle qui pourrait combler les besoins énergétiques en gaz naturel des Québécois dès 2022 si le développement et l'exploitation de la ressource venaient à être autorisés d'ici 2019.

## Génération des retombées économiques significatives, notamment à partir de la 5<sup>e</sup> année

- Une création de richesse de plus de 600 M\$ par année au Québec en 2023, alors que l'activité aura atteint son rythme de croisière (100 puits forés par année) et un soutien à la création de plus de 6 000 emplois annuels au Québec
- Une amélioration importante de la balance commerciale du Québec (allant de 2,1 milliard \$ (G\$) en 2024 à 3,2 G\$ en 2034)\* tout en permettant une diminution de la dépendance énergétique envers l'étranger
- Des recettes fiscales annuelles moyennes de près de 146 M\$ au cours des 6 premières années d'activité (incluant 125 M\$ au gouvernement du Québec, 9,4 M\$ au fédéral et 12,5 M\$ en compensations aux municipalités\*\*) et de plus de 370 M\$ annuellement au cours de 10 suivantes (dont 310 M\$, 18 M\$ et 44 M\$ au gouvernement du Québec, au gouvernement fédéral et aux municipalités respectivement)
- Des retombées qui pourraient être deux fois plus importantes si le scénario de développement optimiste se concrétisait

\* En postulant un prix du gaz de 4,00 \$/mpc auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$/mpc entre 2020 et 2022, de 1,05 \$/mpc en 2023 et de 0,85 \$/mpc entre 2024 et 2034

\*\* Dans une perspective de créer des partenariats avec les municipalités, l'industrie a pris l'initiative de verser 3 % de la valeur nette de la production en compensation aux municipalités.

# Table des matières

	<b>Page</b>
<b>Introduction</b>	<b>5</b>
<b>1. La filière énergétique québécoise</b>	<b>11</b>
– 1.1 La filière énergétique québécoise	11
– 1.2 Regard sur le secteur du gaz naturel	15
– 1.3 Le potentiel gazier du Québec	19
<b>2. Le développement et l'exploitation des gaz de l'Utica</b>	<b>23</b>
– 2.1 Les étapes de l'exploration à la production	23
– 2.2 Les perspectives de développement	27
<b>3. L'évaluation des retombées économiques</b>	<b>29</b>
– 3.1 Les retombées économiques des dépenses de développement	29
– 3.2 Les retombées économiques des activités d'exploitation	40
– 3.3 Les retombées économiques totales de l'industrie	47
<b>4. L'évaluation des retombées économiques du potentiel d'une municipalité type</b>	<b>51</b>
<b>5. Conclusion</b>	<b>57</b>
<b>Annexes</b>	<b>59</b>
– I. Hypothèses et postulats	59
– II. Retombées économiques du scénario optimiste de développement	64



# Introduction

# Contexte de l'étude

**L'Association pétrolière et gazière du Québec (APGQ) a confié à KPMG le mandat de procéder à une mise à jour de l'évaluation des retombées économiques pour le Québec des activités de développement (forage, complétion et installation des puits) et d'exploitation de l'Utica du Québec que l'on retrouve dans les Basses-Terres du Saint-Laurent**

- Une première évaluation des retombées économiques du potentiel que pourraient représenter ces activités avait été réalisée par SECOR (maintenant KPMG) en 2010. Or, depuis, plusieurs paramètres centraux à l'analyse des retombées économiques ont évolué, de sorte que l'APGQ a jugé qu'une mise à jour était nécessaire. Parmi ceux-ci, soulignons :
  - Des avancées dans les technologies de production permettent aujourd'hui d'extraire en moyenne 4,5 fois plus de gaz par puits (scénario de base);
  - Parallèlement, ces avancées viennent augmenter de 40 % les coûts de forage et de «complétion» des puits\*, de près de 90 % les coûts d'installation et de près de 300 % les coûts d'exploitation moyens par puits;
  - Les scénarios de développement de l'industrie reposent sur un moins grand nombre de puits forés annuellement, mais un volume total de gaz extrait près de 4 fois plus élevé (scénario de base, sur 15 ans).

**Le Québec représente un vaste territoire dont le potentiel d'hydrocarbures, connu depuis plusieurs décennies, est encore peu exploité...**

- Dont un important potentiel dans les Basses-Terres du Saint-Laurent. Parmi les autres régions prometteuses, soulignons l'Estuaire et le Golfe du Saint-Laurent (incluant l'île d'Anticosti), la Gaspésie, le Bas-Saint-Laurent et les Appalaches

**... Notamment en raison du moratoire décrété en 2010, ainsi que des règlements subséquents adoptés par le gouvernement**

- Aucune activité n'a donc été réalisée dans la province depuis 2010. Toutefois, les développements rapides dans les bassins avoisinants ayant un contexte géologique similaire à celui du Québec, ainsi que les forages pilotes réalisés entre 2009 et 2010 permettent de confirmer en partie le potentiel de l'Utica dans les Basses-Terres du Saint-Laurent, ainsi que de disposer d'informations quant aux coûts de capital et d'exploitation qui pourraient être requis par puits.
- Il est important de souligner que cette étude ne commente pas la possibilité ou non de redémarrer les activités de développement et d'exploitation des gaz de l'Utica du Québec. Il s'agit uniquement d'une étude des impacts économiques si ce développement venait à se matérialiser.

*\* Pour les puits de développement uniquement, ce qui représente la grande majorité des puits qui seraient forés au Québec. Les coûts de forage et de complétion des puits pilotes sont demeurés inchangés (14 puits uniquement dans le scénario de base)*

# Une analyse des retombées directes et indirectes

**Le présent document se concentre sur les retombées économiques dites « classiques » ou « statiques », c'est-à-dire sur la mesure des effets directs et indirects des dépenses envisagées par l'industrie gazière**

**Les effets directs correspondent aux effets-revenus directement attribuables aux dépenses engagées par l'industrie au Québec**

- Salaires versés par les entreprises gazières aux employés localisés au Québec (ou à leurs premiers mandataires) et autres revenus générés en territoire québécois (profits, amortissements, recettes fiscales)

**Les effets indirects correspondent aux effets-revenus résultant d'une demande de biens et services engendrée par les activités de l'industrie gazière dans d'autres secteurs industriels, soit les impacts chez les fournisseurs québécois des promoteurs**

- Demande de biens intermédiaires envers les divers fournisseurs québécois du projet; biens requis pour les activités de développement et d'exploitation (ex. services professionnels, entreprise d'excavation, équipements, béton, transport, etc.)

**Ces effets directs et indirects ont été évalués à l'aide du modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ)**

- Ce modèle constitue l'outil de référence pour des analyses de retombées économiques sur l'économie québécoise
- Compte tenu que le mode d'organisation des travaux varie entre les divers promoteurs (certains possèdent leurs propres équipes internes, d'autres ont recours à des sous-traitants), il est préférable de se concentrer sur le total des impacts directs et indirects plutôt que sur la répartition entre ces deux blocs

**Tout au long du rapport, les montants sont présentés en dollars de 2018**

# Une mesure conservatrice

**Cette évaluation peut être considérée comme conservatrice puisqu'elle...**

**...n'inclut pas les dépenses d'exploration, de transport, de stockage et de distribution du gaz extrait et, par le fait même, les impacts directs et indirects qui en découlent...**

**...n'inclut pas les impôts fédéral et provincial sur le revenu des sociétés exploitant les gaz de l'Utica, ni de leurs fournisseurs directs et indirects...**

**...n'inclut pas les effets induits...**

- Ces effets correspondent à l'impact des dépenses personnelles de consommation effectuées en raison de l'augmentation des revenus des travailleurs québécois
- Les effets induits représentent généralement près de 20 % des effets directs et indirects

**...n'intègre pas les effets dynamiques ou structurants, par exemple :**

- L'établissement de nouvelles entreprises ou le développement d'entreprises existantes pour approvisionner l'industrie gazière en biens et services divers;
- La diminution des prix du gaz naturel pour les consommateurs québécois en raison de l'ajout d'une source d'approvisionnement près des clients du Québec et, par ricochet, l'accroissement des revenus ou de la compétitivité de ces utilisateurs de gaz;
- Le développement et l'exportation de compétences dans l'extraction des gaz de l'Utica.

**...n'inclut pas les retombées sur les fournisseurs québécois des dépenses réalisées hors Québec**

**En outre, puisqu'il s'agit d'une analyse des retombées économiques d'une industrie très peu développée au Québec, nous avons fait preuve de prudence dans les hypothèses sous-jacentes à l'analyse lorsque des choix s'imposaient. Par ailleurs, les coûts environnementaux n'ont pas été intégrés à l'analyse.**

# Tenant compte des informations disponibles

**L'analyse est effectuée à partir de données connues en 2018...**

**Les dépenses d'investissement correspondent au produit de deux composantes, soit le coût moyen estimé par l'APGQ en juillet 2018 pour un forage représentatif et le nombre de forages prévus par année par l'APGQ. KPMG n'a pas effectué de vérifications quant aux coûts envisagés ni quant au nombre de forages prévus.**

- Les retombées pourraient être plus ou moins élevées selon que ces informations soient ultérieurement revues à la hausse ou à la baisse
- Les activités de développement du gaz naturel peuvent être difficiles à prévoir puisque le prix du gaz, l'environnement économique, l'environnement législatif et les changements technologiques peuvent rapidement modifier l'intensité et l'ampleur des développements

**La répartition des coûts correspond à celle disponible au sein de l'APGQ**

- Au moment de la préparation de ce document, cette répartition était disponible par grande composante de coûts et elle se révélait plus ou moins détaillée selon les composantes
- Les retombées pourraient varier si la répartition entre les composantes différait

**Les retombées sont calculées sur la base de la structure industrielle québécoise intégrée au modèle intersectoriel de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ)**

- L'analyse est effectuée à partir de la version la plus à jour du modèle intersectoriel de l'ISQ. Cette version correspond à la structure industrielle québécoise de 2014. Les retombées pourraient varier si la structure moyenne changeait

**Les recettes fiscales découlent de la structure de taxation de 2018**

- Les retombées fiscales pourraient évidemment différer si des changements étaient apportés aux régimes fiscaux et aux taux de taxation

**Les impacts tiennent compte de la disponibilité ou non de ressources au Québec pour répondre aux besoins du projet**

- L'évaluation des retombées a tenu compte de la localisation géographique des fournisseurs potentiels de l'industrie

# Structure du document

## **Ce document s'articule autour de quatre sections**

- Nous dressons d'abord un bref portrait de la filière énergétique du Québec, particulièrement l'importance stratégique que revêt le secteur de l'énergie pour le Québec et le potentiel que représente le secteur gazier du Québec
- La deuxième section présente les différentes étapes liées à l'exploration, au développement et à l'exploitation des gaz de l'Utica du Québec, tout en exposant les perspectives futures de ces activités au Québec
- La troisième section se concentre sur la mesure des retombées économiques liées aux activités de développement (investissements en capital) et d'exploitation prévues sur les 16 prochaines années, si ces activités venaient à être autorisées par le gouvernement du Québec. Elle présente les grandes composantes de coûts, les principales hypothèses émises et l'évaluation des retombées économiques pour ces deux types de dépenses, d'abord sur un horizon de 6 ans (2019 à 2024), puis sur la période subséquente de 10 ans (2025 à 2034)
- La quatrième section du rapport se penche sur les retombées économiques liées aux dépenses de développement et d'exploitation prévues pour une municipalité type sur une période d'exploitation moyenne de 15 ans

## **Les détails méthodologiques sont explicités dans chacune des sections concernées ou dans des annexes jointes**

## **Les analyses présentées dans le corps du document reposent sur le scénario de croissance de base de l'industrie; les retombées économiques du scénario optimiste sont présentées en annexe**

## **Par prudence, l'analyse porte principalement sur la période 2019-2034. Il est à noter toutefois que l'exploration et l'exploitation gazières pourraient se poursuivre sur 50 ans, et s'intensifier au fur et à mesure que de nouveaux puits seraient mis en service**

- Les retombées seraient plus importantes à partir de 2023, alors que l'industrie aurait atteint son rythme de croisière



# 1. La filière énergétique québécoise

- ▶ **1.1 La filière énergétique québécoise**
- 1.2 Regard sur le secteur du gaz naturel
- 1.3 Le potentiel gazier du Québec

# L'énergie, un actif stratégique pour le Québec

## **L'énergie est une composante de premier plan de la stratégie économique du Québec**

### **Historiquement, l'hydroélectricité a permis le développement industriel du Québec et de ses régions**

- L'abondance de ressources énergétiques renouvelables à un prix de revient parmi les plus bas en Amérique du Nord a contribué à attirer et à développer plusieurs industries, dont les pâtes et papiers, la sidérurgie, la fonte et l'affinage, les cimenteries et les produits chimiques

### **Aujourd'hui encore, l'hydroélectricité continue de servir de moteur économique dans plusieurs régions du Québec, contribuant à créer et à maintenir de nombreux emplois**

- Notamment de manière indirecte en soutenant le secteur industriel grâce à des prix de vente compétitifs de l'électricité

### **L'énergie représente une source d'enrichissement collectif**

- Comme le Québec est un importateur net d'énergie, toute production locale permet par le fait même de diminuer les fuites de revenus vers l'étranger
- Lorsque les besoins énergétiques internes sont comblés par une source locale d'énergie, le Québec peut accroître ses exportations sur les marchés limitrophes et ainsi générer des recettes additionnelles
- Par exemple, en 2017 seulement, les exportations nettes d'électricité ont permis à Hydro-Québec d'augmenter son bénéfice net de 780 millions de dollars

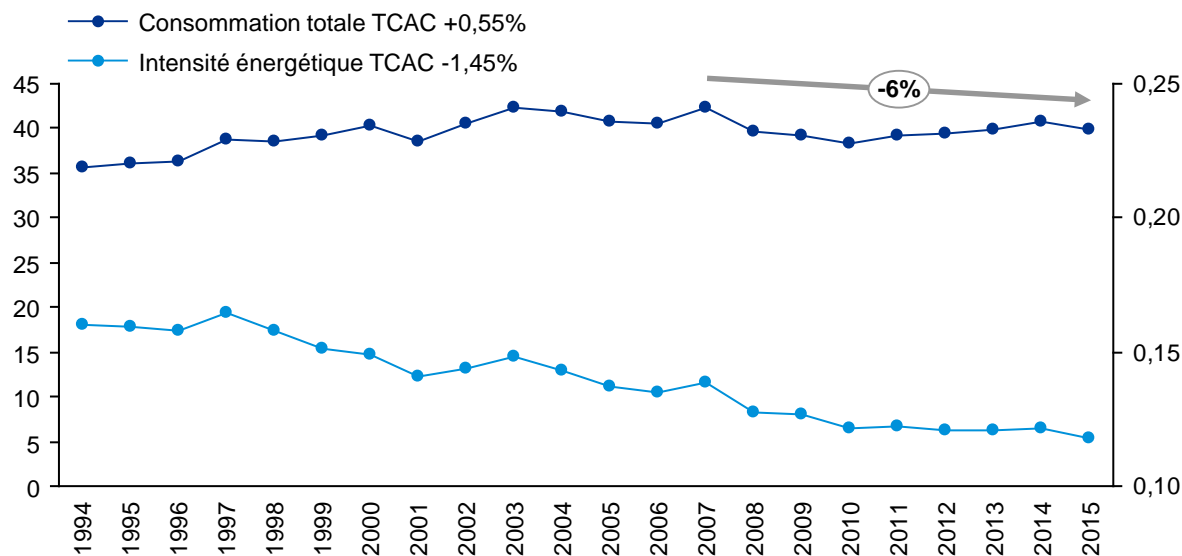
# Un demande énergétique toujours importante, dominée par la consommation d'hydrocarbures

**Bien que la consommation totale d'énergie ait augmenté de 0,6 % en moyenne par année sur la période 1994 à 2015, la hausse s'est effectuée sur la période allant jusqu'à 2007**

- Suivant la crise économique de 2008, la consommation totale d'énergie au Québec a diminué, de sorte qu'en 2015 elle est de 6 % inférieure au sommet de 2007
- Sur la même période, l'intensité énergétique de l'économie québécoise suit une tendance à la baisse — en d'autres mots, la consommation énergétique croît moins rapidement que le produit intérieur brut (PIB).
- En 2015, les hydrocarbures (produits pétroliers, gaz naturel et charbon) étaient la source de 55 % de l'énergie consommée au Québec. Plus spécifiquement, 16 % provenait de l'utilisation de gaz naturel

## La consommation totale d'énergie et l'intensité énergétique - Québec

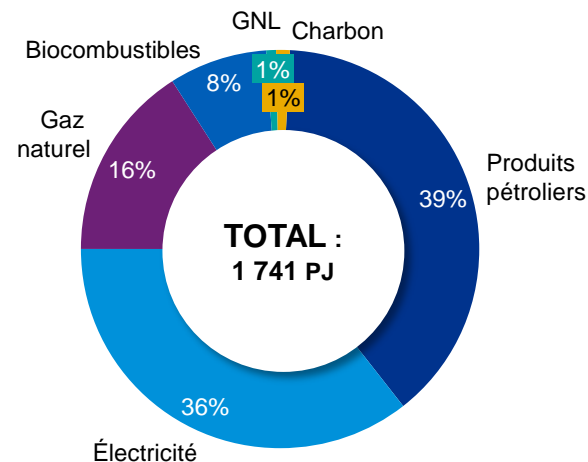
Consommation en millions de tep\* et intensité en tep par millier de \$ de production; 1994-2015



\* TEP : Tonne d'équivalent pétrole

## La consommation d'énergie par source - Québec

En PJ et en %, 2015









Source: Ministère de l'Énergie et de Ressources naturelles (MERN), données préliminaires, Analyse KPMG

Source: HEC Montréal et MERN, Analyse KPMG

# Par contre, la production d'énergie au Québec est essentiellement liée à l'hydroélectricité

**En 2016, l'hydroélectricité représentait 95 % de la production d'électricité, qui elle-même correspondait à la quasi-totalité de la production primaire d'énergie sur le territoire québécois. Le Québec dispose en outre d'un important surplus énergétique (13 TWh en 2018).**

- Le Québec compte deux raffineries de pétrole depuis la fermeture de Shell en 2010. Cette fermeture explique la diminution substantielle de la capacité de production du pétrole et diésel (1 595 MW en 2005 à 589 MW en 2015). La matière première utilisée par ces raffineries, soit le mazout, est en totalité importée
- Par ailleurs, il faut noter que la filière éolienne s'est développée rapidement à partir de 2003, soit au moment des premiers appels d'offre d'Hydro-Québec. En juin 2018, la puissance installée totalise plus de 3 800 MW. Compte tenu des importants surplus en hydroélectricité au Québec, de nouveaux appels d'offres sont peu probables au cours de la prochaine décennie

		Évolution de la capacité et de la production d'électricité au Québec					
		Capacité en MW et %			Production en GW/h et %		
		2005	2015	2016	2005	2015	2016
Hydro		36 473 92,9%	40 212 89,6%	40 397 89,0%	173 356 96,4%	194 540 94,4%	197 243 95,2%
Gas naturel		31 0,1%	591 1,3%	591 1,3%	269 0,1%	100 <0,1%	65 <0,1%
Pétrole et diésel		1 595 4,1%	589 1,3%	589 1,3%	824 0,5%	518 0,3%	424 0,2%
Bio-masse		278 0,7%	245 0,5%	275 0,6%	646 0,4%	2 053 1,0%	2 093 1,0%
Éolien		207 0,5%	3 262 7,3%	3 549 7,8%	416 0,2%	8 938 4,3%	7 360 3,6%
Nucléaire		675 1,7%	0 0,0%	0 0,0%	4 322 2,4%	0 0,0%	0 0,0%
<b>Total sources d'énergie</b>		<b>39 259</b>	<b>44 899</b>	<b>45 402</b>	<b>179 832</b>	<b>206 149</b>	<b>207 184</b>

Sources : Ressources Naturelles Canada; Analyse KPMG



# 1. La filière énergétique québécoise

1.1 La filière énergétique québécoise

▶ 1.2 Regard sur le secteur du gaz naturel

1.3 Le potentiel gazier du Québec

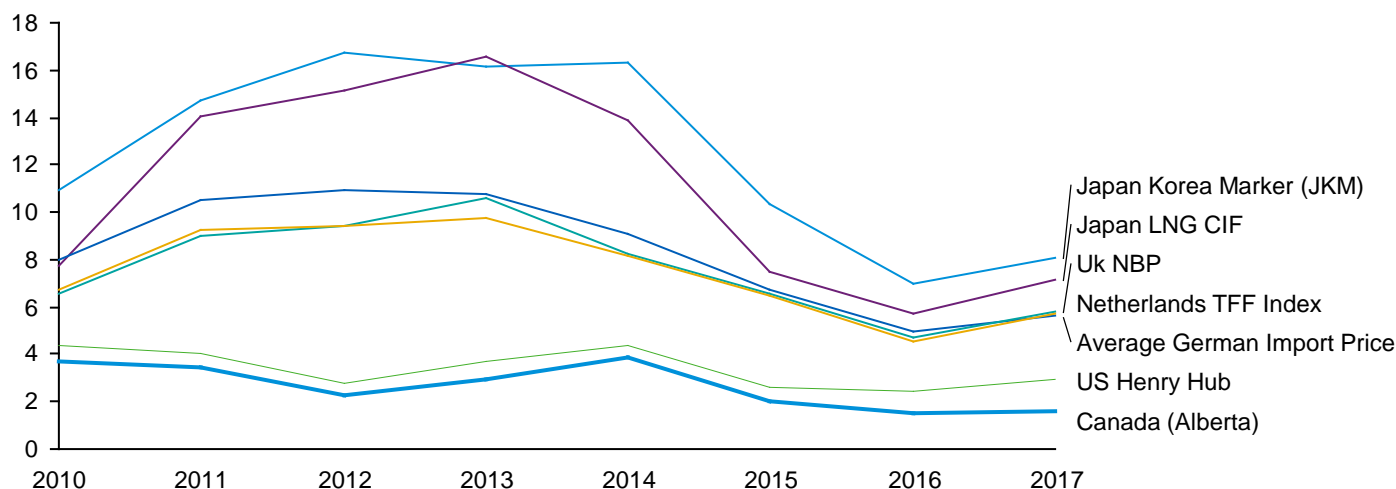
# À l'échelle mondiale, le marché du gaz naturel est segmenté entre l'Europe, l'Amérique du Nord et le Japon

Cette segmentation se traduit par d'importantes différences de prix obtenus à la source et payés à l'importation dans différentes parties du monde

- Étant donné les vastes réserves de gaz naturel disponibles en Amérique du Nord, dont plusieurs ont été découvertes récemment, on peut s'attendre à une plus grande stabilité dans les prix pour les prochaines années

## Prix du gaz naturel, dans différents grands centres d'approvisionnement

\$US/mmBTU, 2010-2017



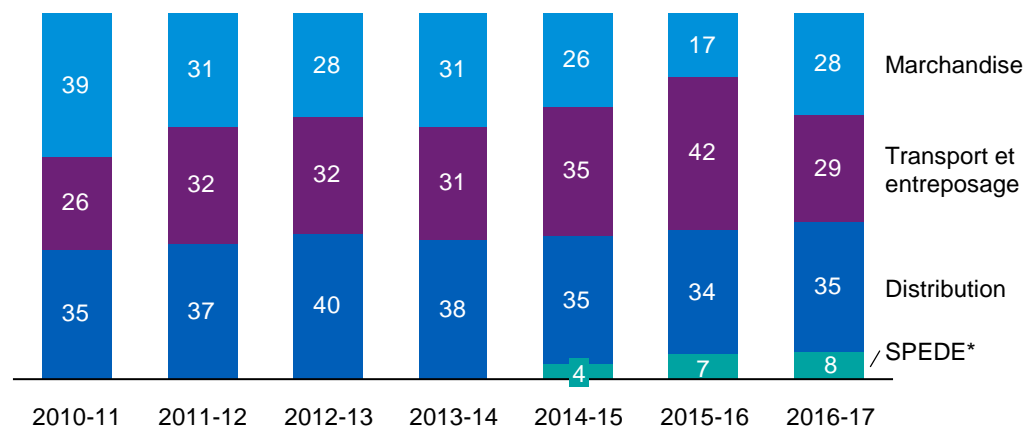
Sources : BP Statistical Review of the World Energy; Analyse KPMG

# Au Québec, le gaz naturel est entièrement importé, avec un impact important sur les coûts étant donnés les frais de transport élevés

**Le Québec ne produit pas de gaz naturel. Le gaz est importé et distribué par Énergir (à 95 %) et par Gazifère dans la région de l'Outaouais**

- Traditionnellement, le gaz naturel consommé au Québec provenait de l'Ouest canadien via le carrefour d'approvisionnement d'Empress. Avec la hausse de la production de gaz de schiste aux États-Unis, l'inversion des points d'exportation en Ontario et les raccordements supplémentaires entre l'Ontario et le Québec, la porte s'est ouverte à de plus importantes livraisons de gaz américain vers le Québec.
- Dans ce contexte, Énergir a déplacé sa structure d'approvisionnement d'Empress en Alberta à Dawn en Ontario depuis 2016 afin de bénéficier d'une réduction du coût de transport<sup>1</sup>. Les frais de transport et d'entreposage représentent une part importante des coûts d'Énergir

**Différentes composantes du coût d'approvisionnement d'Énergir (%)**



1. À titre d'exemple, les tarifs de transport à partir l'Alberta via Empress étaient de 8 cents/m<sup>3</sup> en janvier 2018, alors qu'ils étaient de 3 cents/m<sup>3</sup> à partir de l'Ontario via Dawn.

\* SPEDE: Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission

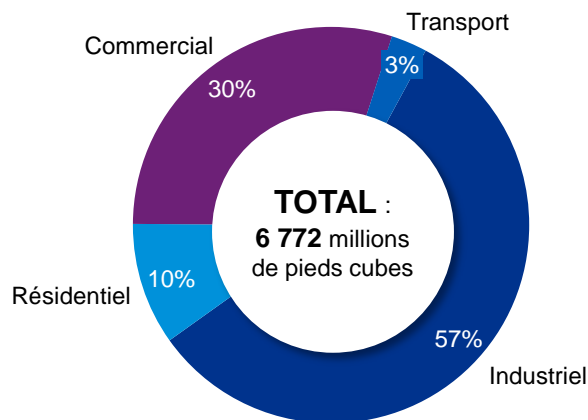
Sources : Énergir; Analyse KPMG

# Le secteur industriel: principal utilisateur de gaz naturel

## Au Québec, le secteur industriel est responsable en 2015 de 57 % de la demande de gaz naturel

- Parmi les plus gros consommateurs, on note les papetières, le secteur alimentaire, la sidérurgie, la fabrication d'aluminium et les raffineries. Pour ces industries, le gaz naturel est une source d'énergie parfois essentielle à certains procédés de production et devient par le fait même un intrant à la compétitivité
- Le résidentiel et le commercial comptent pour respectivement 10 % et 30 % de la demande de gaz naturel, principalement pour le chauffage et la cuisine. En termes de volume, la demande de la part de ces secteurs a été relativement stable au cours des 20 dernières années. Les fluctuations de la demande en gaz naturel proviennent essentiellement du secteur industriel, la consommation y étant plus sensible à la conjoncture économique

**Consommation de gaz naturel par secteur - Québec**  
%; 2015



Sources : MERN, données préliminaires; Analyse KPMG

Un approvisionnement fiable, stable et abordable en gaz naturel figure parmi les objectifs visés par la Stratégie énergétique 2030 afin de soutenir la compétitivité des entreprises québécoises à l'international, tout en favorisant la transition vers des sources d'énergie moins polluantes



# 1. La filière énergétique québécoise

- 1.1 La filière énergétique québécoise
- 1.2 Regard sur le secteur du gaz naturel
- ▶ 1.3 Le potentiel gazier du Québec

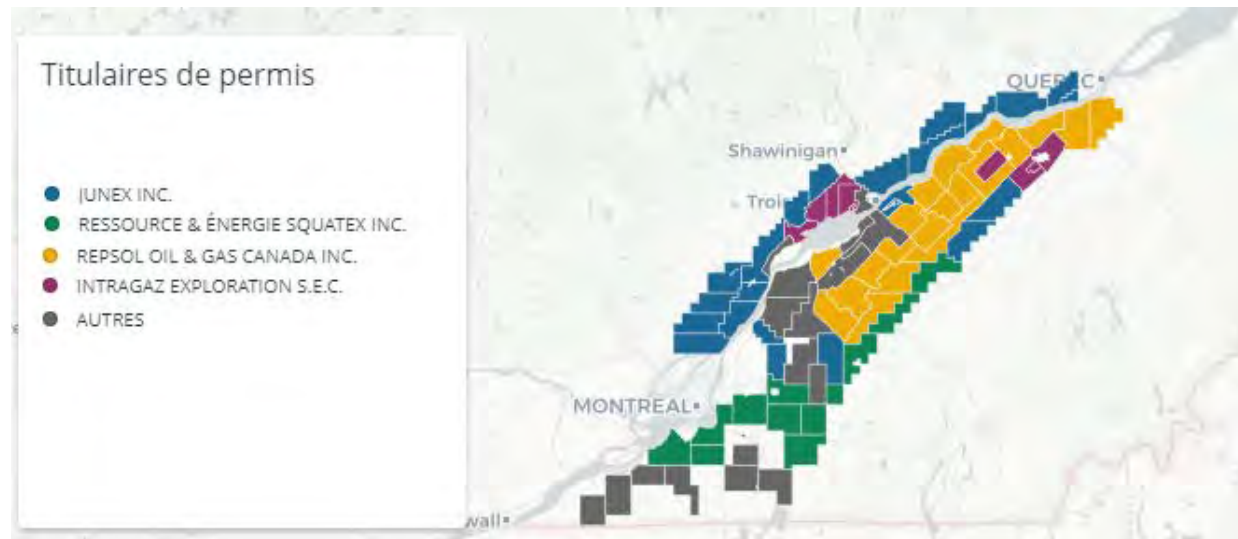
# Le Québec : un vaste potentiel d'hydrocarbures inexploité

**Notamment, le potentiel de l'Utica du Québec dans les Basses-Terres du Saint-Laurent est connu depuis plusieurs décennies; cependant:**

- Jusqu'à la fin de la première décennie des années 2000, la technologie ne permettait pas d'en faire l'extraction de façon rentable
- En 2010, un moratoire sur l'exploration et l'exploitation des gaz de schistes a été adopté par le gouvernement du Québec. Plus récemment, en juin 2018, des règlements ont été adoptés par le gouvernement visant notamment à interdire la fracturation hydraulique dans la vallée du Saint-Laurent

## Permis d'exploration gazière – Basses-Terres du Saint-Laurent

2017



Sources : MRNF; APGQ

# L'Utica du Québec : une ressource « non conventionnelle »

## Les gaz de l'Utica sont contenus dans des roches à faible porosité, qui doivent être stimulées afin d'en extraire le gaz

- Les gisements conventionnels sont contenus dans des réservoirs à très haute porosité et perméabilité, d'où le gaz naturel s'écoule naturellement
- La technologie de fracturation développée au cours des années 2000 a permis, dans certains cas, une extraction rentable du gaz provenant de gisements non-conventionnels

## Comme aucun gisement de gaz non conventionnel n'est identique, le défi réside dans l'identification de la technique de stimulation du gaz appropriée

### Gisements conventionnels

- Les hydrocarbures sont piégés dans des réservoirs structuraux ou stratigraphiques, d'où ils peuvent s'écouler naturellement (haute porosité et perméabilité de la roche réservoir)
- Le gaz est facilement extractible une fois le gisement découvert

> **Gisements « faciles à exploiter »**

### Gisements non conventionnels (dont l'Utica du Québec)

- Une stimulation par fracturation est nécessaire afin de libérer le gaz, étant donnée la faible porosité et perméabilité de la roche réservoir
- Le gaz est difficile à extraire sans la technique de stimulation appropriée

> **Importants coûts de développement technologique**  
> **Intensif en capital**  
> **Le succès dépend de la technologie de stimulation utilisée**

Sources : APGQ (tiré de Law et Curtis (2002); Analyse KPMG

# L'Utica du Québec : une formation prometteuse, mais un potentiel encore à prouver

La quantité totale de gaz extractible est estimée à entre 16 et 43 billions de pieds cubes, pour une valeur de production évaluée entre 83 et 227 milliards de dollars

## Potentiel estimé de l'Utica du haut – Québec

Potentiel théorique (ressource non découverte)	84 720 à 110 392 milliards de pieds cubes
Potentiel de ressources récupérable	15 862 à 43 260 milliards de pieds cubes
Réserves de consommation <sup>1</sup> <i>Sur potentiel récupérable</i>	61 à 167 ans
Valeur de production <sup>2</sup> <i>Sur potentiel récupérable</i>	83 à 227 milliards de dollars

Sources : GLJ Petroleum consultants; APGQ; Analyse KPMG

1. Sur la base de la consommation annuelle de 2015, soit 259 milliards de pieds cubes (MRNF)  
2. Selon le prix du gaz naturel estimé de 5,25 \$ par millier de pieds cubes

Si le cinquième du potentiel théorique était récupéré (ce qui correspond approximativement au potentiel récupérable dans l'hypothèse la plus conservatrice, selon l'industrie), la production pourrait répondre aux besoins du Québec pendant plus de 60 ans



## 2. Le développement et l'exploitation des gaz de l'Utica

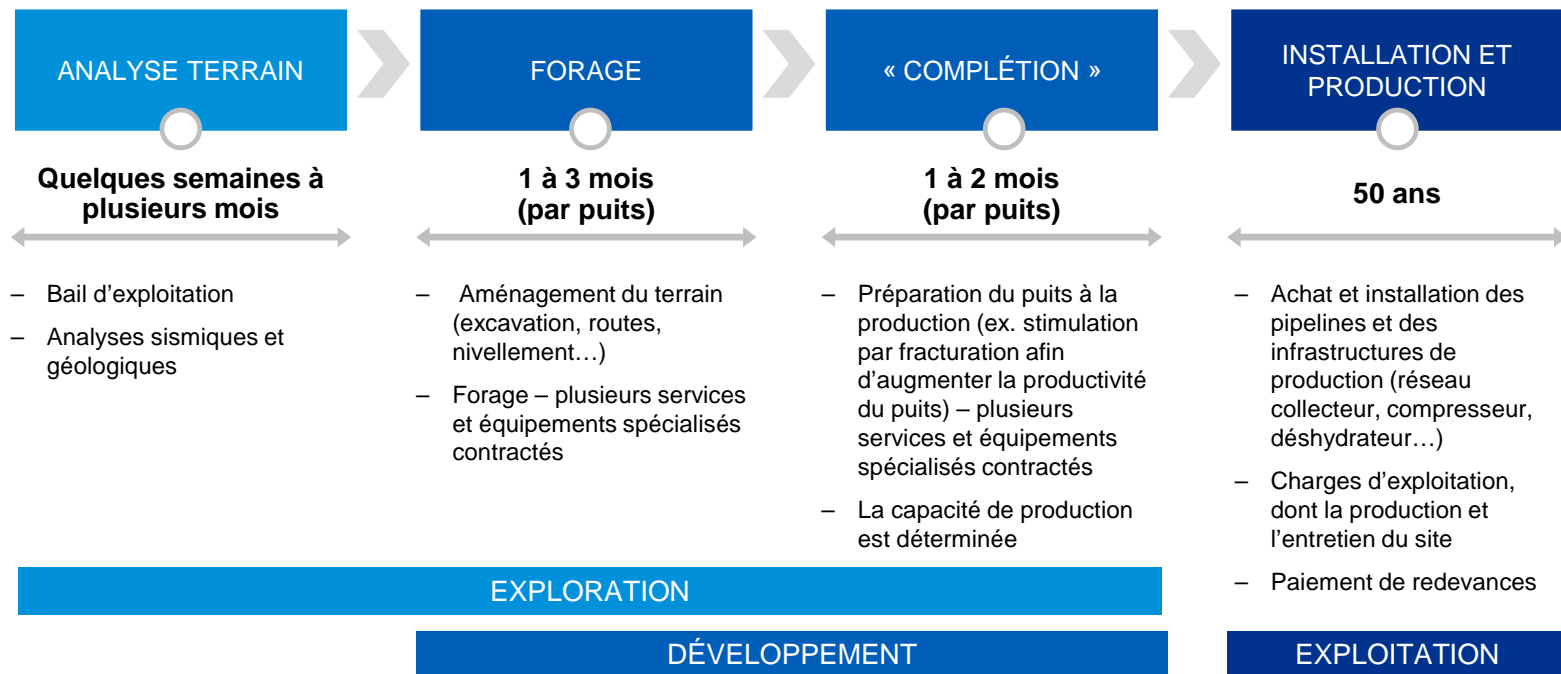
- ▶ 2.1 Les étapes de l'exploration à la production
- 2.2 Les perspectives de développement

# Un processus de production faisant appel à un large éventail de fournisseurs

La production de gaz naturel provenant de gisements non conventionnels est un processus à plusieurs étapes, chacune d'elles faisant appel à un éventail de fournisseurs

La viabilité économique n'est prouvée qu'à la « complétion » du puits

- Le taux de succès se situe à 50 % dans les premières années



Sources : APGQ; revue de littérature; analyse KPMG

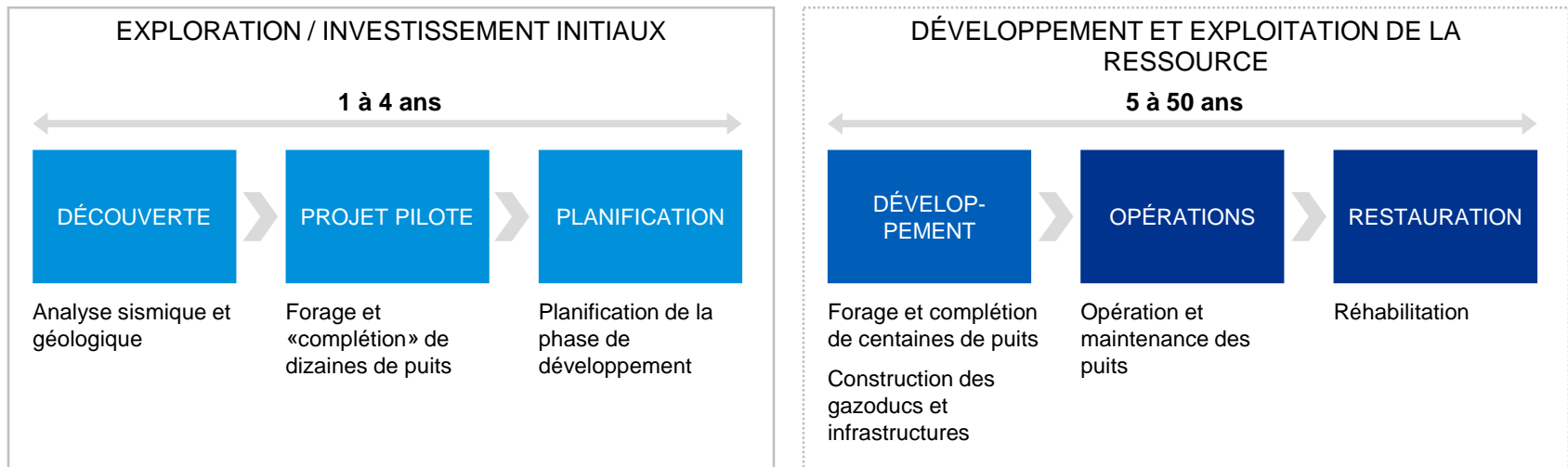
# Et un cycle de développement de l'industrie reposant sur des investissements initiaux importants

**Afin de démontrer le potentiel commercialisable de ressources gazières non conventionnelles, des investissements initiaux importants et risqués sont nécessaires**

- Particulièrement, de nombreux puits doivent d'abord être forés et complétés. À cette étape, l'extraction de la ressource n'a pas débuté et la rentabilité du projet demeure incertaine

**Advenant un potentiel commercialisable et un environnement favorable, l'industrie doit par la suite atteindre une taille critique et réaliser des économies d'échelle pour assurer sa pérennité**

- C'est à cette étape que les retombées structurantes les plus importantes se concrétisent, notamment au niveau des recettes gouvernementales



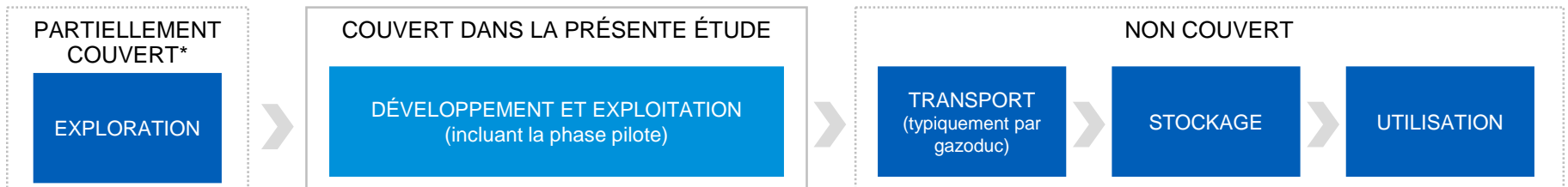
Sources : APGQ; revue de littérature; analyse KPMG

Puisque l'industrie québécoise a déjà réalisé certains investissements initiaux (avant le moratoire) et en se basant sur l'expérience de gisements similaires aux É-U, la phase « pilote » au Québec pourrait se conclure en moins de 2 ans

# Des activités additionnelles de transport et de distribution

Une fois le gaz extrait du puits et traité à la tête de puits (notamment déshydratation et compression), il est transporté, stocké et distribué aux usagers. Ces différentes étapes génèrent des emplois et des retombées additionnels pour le Québec, mais n'ont pas été incluses dans la présente étude, par exemple :

- L'élargissement ou l'ajout au réseau de gazoducs
- Des dépenses et des emplois liés aux activités de stockage ou de distribution



*\* Les dépenses d'exploration sont partiellement couvertes dans le cadre de la présente étude: l'industrie anticipe le forage et la complétion d'un petit nombre de puits pilotes dans les deux premières années d'activité. Pour les fins du présent exercice, le forage et l'exploitation de puits pilotes ont été regroupés avec les activités de développement. Parallèlement, des dépenses liées aux activités de découverte de la ressource se poursuivent au Québec, mais celles-ci sont marginales par rapport à l'ensemble des dépenses envisagées par l'industrie dans la province. Par conséquent, elles n'ont pas été intégrées à l'analyse.*

Les retombées mesurées ne couvrent qu'une portion de la chaîne d'activités



## 2. L'exploration et l'exploitation des gaz de l'Utica

2.1 Les étapes de l'exploration à la production

▶ 2.2 Les perspectives de développement

# Un volume de production qui pourrait satisfaire une proportion importante de la demande québécoise de gaz

Selon les scénarios actuels des membres de l'APGQ:

**Le nombre de puits forés par année se stabiliserait à partir de 2022 pour le scénario de base et à partir de 2023 pour le scénario optimiste...**

- Entre 100 (scénario de base) et 200 puits (scénario optimiste) seraient alors forés annuellement

**... alors que le volume de gaz extrait serait en hausse continue avec la mise en service de nouveaux puits**

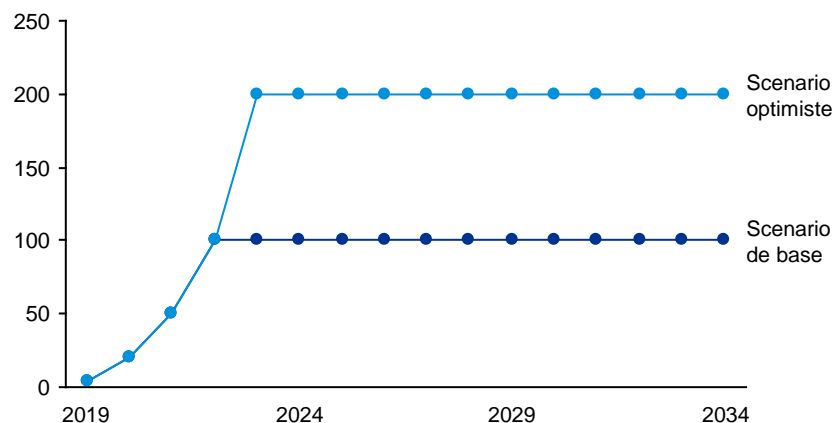
- En posant l'hypothèse d'une consommation de gaz constante et à partir des données les plus récentes de consommation (soit 259 milliards de pieds cubes en 2015), les besoins énergétiques du Québec pourraient être comblés dès 2022 sous chacun des deux scénarios

*Hypothèses : La mise en exploitation des puits commence en 2020. Les puits forés au cours de l'année 2019 seront mis en production en 2020. Pour les années suivantes, les puits sont mis en service dans la même année qu'ils sont forés. On n'envisage aucun puits sec. Chaque puits a un potentiel de 9 milliards de pieds cubes de gaz naturel (hypothèses APGQ).*

Sources : APGQ; Analyse KPMG

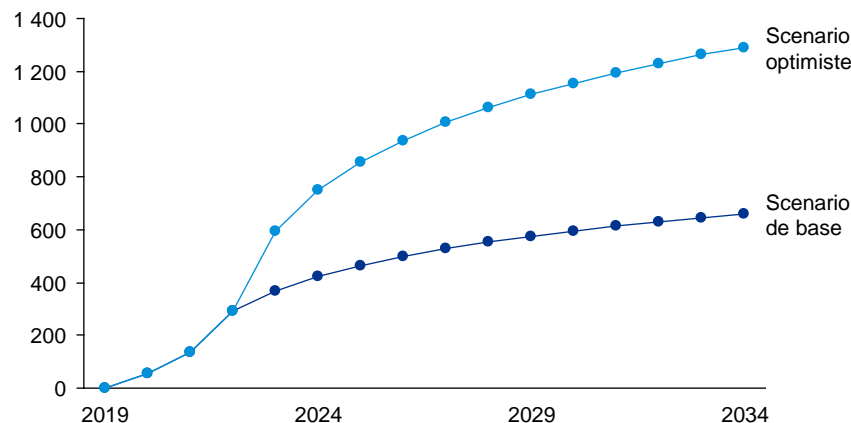
## Nombre de puits forés au Québec par année

prévisions 2019 à 2034



## Volume extrait

milliards de pieds cubes; prévisions 2019 à 2034





# 3.L'évaluation des retombées économiques

- ▶ **3.1 Les retombées économiques des dépenses de développement**
- 3.2 Les retombées économiques des activités d'exploitation
- 3.3 Les retombées économiques totales de l'industrie

# Des dépenses en capital par puits élevées, mais d'importantes économies d'échelle à être réalisées

## Le coût en capital par puits devrait diminuer de 8,5 à 6,9 M\$ (près de 20 %) entre 2019 et 2022

- L'augmentation du nombre de puits forés sur cette période permettra à l'industrie de réaliser des économies d'échelle et des gains d'efficacité
- À partir de 2022, le coût par puits devrait se stabiliser

## Les dépenses en capital comprennent des activités de plusieurs types dont :

- Déboisement, terrassement, construction de routes, installation de la plateforme, forage, diaggraphie et carottage, tubage et cimentation, stimulation par fracturation, tests, transport par camion, services-conseils

### Sommaire des dépenses en capital par puits

	2019		2022	
	En milliers \$	En %	En milliers \$	En %
Aménagement de la concession	157	1,8%	123	1,8 %
Forage	2 903	34,1%	2 277	33,0%
«Complétion»	4 527	53,1%	3 555	51,6%
Plateforme et installation	935	11,0%	935	13,6%
<b>Total</b>	<b>8 522</b>	<b>100 %</b>	<b>6 890</b>	<b>100 %</b>

Sources : APGQ; Analyse KPMG

# La proportion de dépenses réalisées au Québec augmentera au fil des ans

## La proportion de dépenses réalisées au Québec a le potentiel d'augmenter au fil des ans

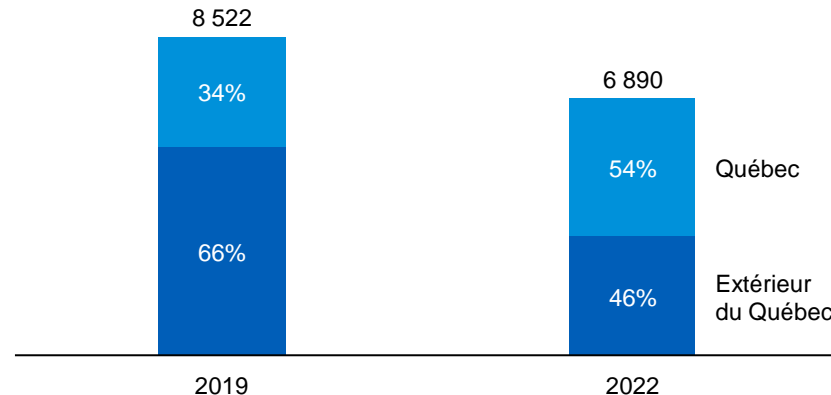
- D'une part, la composante « dépenses Québec » augmentera alors que celle « importées » diminuera
  - Les gains d'efficacité sont plus importants au niveau des composantes d'« utilisation des équipements »
- D'autre part, une main-d'œuvre locale se formera et prendra le relais de travailleurs temporaires venus d'autres provinces ou d'États américains
  - Notre scénario postule que plusieurs postes peu spécialisés sont occupés par des travailleurs de l'extérieur pendant les deux premières années (transport, montage/démontage des équipements, cimentage du puits...)

## Même si les charges par puits diminueront entre 2019 et 2022, les dépenses seront plus importantes au Québec autant en termes de proportion qu'en dépense absolue

- La part des dépenses réalisées au Québec augmenterait de 34 % à 54 % (via la provenance des travailleurs)
- Malgré la réduction des charges liées à la mise en service de nouveaux puits à partir de 2022 (de 8,5 M\$ à 6,9 M\$), les dépenses réalisées au Québec par puits passeront de 2,9 M\$ en 2019 à 3,7 M\$ en 2022

### Proportion des dépenses en capital réalisées au Québec

% et en milliers \$; 2019 et 2022



Sources : APGQ; Analyse KPMG

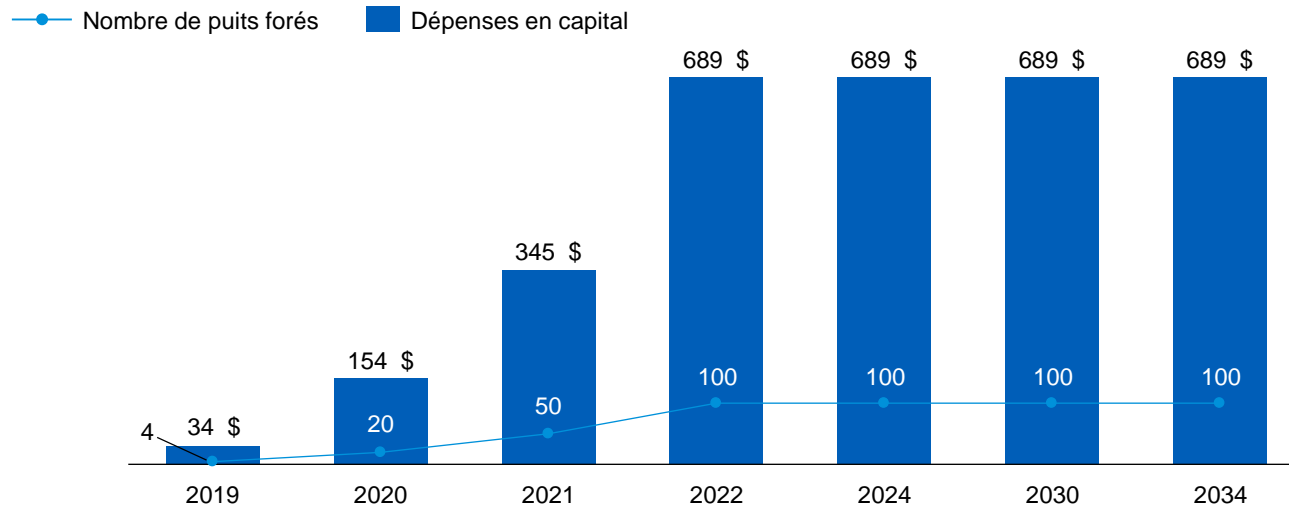
# Une dépense en capital annuelle totale estimée à 689 M\$ à partir de 2022 (scénario de base\*)

## Le nombre de forages augmenterait de façon progressive entre 2019 et 2022

- À partir de 2022, le rythme de croisière de l'industrie devrait être atteint, avec 100 puits forés annuellement

### Dépenses totales en capital estimées pour l'industrie – scénario de base

en M\$, 2019-2034



Sources : APGQ; Analyse KPMG

\* Le scénario optimiste est présenté en annexe

# Des retombées importantes au Québec...

## La valeur ajoutée au Québec découlant des dépenses en capital est évaluée à 1 225,4 M\$ sur la période 2019-2024

- Dont 27 % liés aux dépenses directes afférentes au projet (effets directs)
- La différence, 73 %, correspond aux effets indirects liés aux achats de biens et services par le gestionnaire ou ses mandataires (effets indirects)

## Les salaires avant impôts représentent 61 % de cette valeur ajoutée

- Le solde correspond au revenu net des entreprises individuelles (3 %) et aux autres revenus (36 %)

## L'activité générée soutiendra 18 871 emplois-année

- Ceci équivaut à 3 145 emplois en moyenne par année (sur 6 ans)
- Ou 50 emplois directs et indirects en moyenne par puits foré

### Impacts économiques associés aux dépenses en capital – 2019-2024 (scénario de base)

pour l'ensemble du Québec, en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>334,6</b>	<b>890,8</b>	<b>1 225,4</b>
- Salaires et traitements avant impôts	283,7	463,1	746,7
- Revenu net des entreprises individuelles	-	37,4	37,4
- Autres revenus avant impôts	50,9	390,4	441,3
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>6 274</b>	<b>12 597</b>	<b>18 871</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyses KPMG

Notes : La mesure présentée est prudente, car elle se limite aux effets directs et indirects, excluant par conséquent les effets induits qui représentent généralement près de 20% de la valeur ajoutée totale des deux effets. Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total.

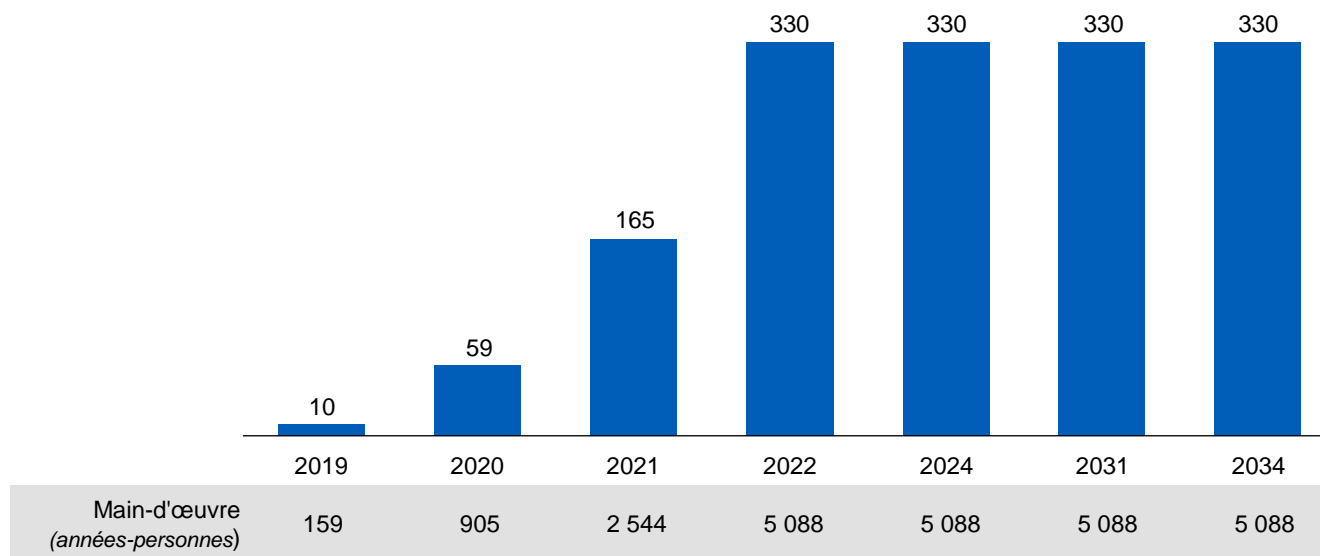
# ...et atteignant un rythme de croisière à partir de 2022

**Des retombées annuelles de 330 M\$ à compter de 2022 en termes de valeur ajoutée générée au Québec**

– Et plus de 5 000 emplois soutenus annuellement (en équivalent années-personnes)

## Valeur ajoutée totale des dépenses en capital (scénario de base)

en M\$; 2019-2034



Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyse KPMG

# Un total important sur la période 2025-2034

**Le total de la valeur ajoutée découlant des dépenses en capital sur la période 2025-2034 est évaluée à 3 303 M\$**

– Incluant une masse salariale avant impôts versée de 2,0 milliard \$ sur la période de 10 ans

**L'activité générée soutiendrait au total 50 878 emplois-année sur l'ensemble de la période de 10 ans**

– Ceci équivaut à 5 088 emplois en moyenne par année (sur 10 ans)

**Et un impact encore plus élevé sur l'économie canadienne dans son ensemble**

## Impacts économiques associés aux dépenses en capital – 2025-2034 (scénario de base)

*pour l'ensemble du Québec, en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>907</b>	<b>2 396</b>	<b>3 303</b>
- Salaires et traitements avant impôts	769,0	1 245,3	2 014,0
- Revenu net des entreprises individuelles	0,0	100,7	100,7
- Autres revenus avant impôts	138,0	1 050,0	1 188,0
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>17 000</b>	<b>33 878</b>	<b>50 878</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyses KPMG

Notes : La mesure présentée est prudente, car elle se limite aux effets directs et indirects, excluant par conséquent les effets induits qui représentent généralement près de 20% de la valeur ajoutée totale des deux effets. Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total.

# Une activité intensive en main-d'œuvre, faisant appel à différents corps de métiers...

Chaque forage nécessite l'intervention de plusieurs dizaines de travailleurs sur une courte période de temps

- Plus d'une centaine de corps de métiers différents sont sollicités

## Exemples d'emplois soutenus pour les activités de développement (capital)

AMÉNAGEMENT DU SITE	<ul style="list-style-type: none"><li>– Défricheur</li><li>– Entrepreneur en aménagement de terrain</li><li>– Excavation</li></ul>	FORAGE	<ul style="list-style-type: none"><li>– Géologue</li><li>– Ingénieur en forage</li><li>– Surintendant en forage</li><li>– Ouvrier sondeur</li><li>– Manœuvre de chantier</li><li>– Opérateur de machinerie lourde</li><li>– Électricien</li><li>– Operateur de grues</li><li>– Inspecteur en environnement</li></ul>
FRACTURATION ET «COMPLÉTION»	<ul style="list-style-type: none"><li>– Manœuvre de chantier</li><li>– Superviseur</li><li>– Contremaître</li><li>– Gestionnaire de site</li><li>– Ingénieur pétrolier</li><li>– Hydrologiste / superviseur</li><li>– Technicien en maintenance de machinerie lourde</li><li>– Technicien en environnement</li></ul>		DIVERS
DROITS MINÉRAUX ET PERMIS	<ul style="list-style-type: none"><li>– Avocat</li><li>– Technicien juridique</li><li>– Technicien environnemental</li><li>– Technicien de permis</li><li>– Administrateur des droits de surface</li></ul>		

Sources : Pennsylvania College of Technology; Analyse KPMG

# ...et à de nombreux fournisseurs

## **L'industrie gazière sous-contracte la majeure partie des travaux qu'elle réalise à des entrepreneurs**

- Aux stades initiaux, il s'agit d'entrepreneurs locaux pour les biens et services généralement disponibles dans les régions
  - L'aménagement de la concession, l'excavation, la construction et l'entretien des routes d'accès
  - La fourniture de matériaux, notamment le ciment, les boues de forage et additifs, le pétrole
  - La gestion des déchets
  - Le forage des puits
  - La mobilisation de l'appareil de forage
  - Les services-conseils, notamment d'ingénierie
  - Les services de transport
  - L'hébergement et les services de restauration
- ...et d'entrepreneurs étrangers pour les services plus spécialisés; par exemple
  - La diagraphie et le carottage
  - Le tubage et la cimentation
  - La fracturation
  - Les évaluations scientifiques et certains services de génie-conseil

## **Au fur et à mesure que l'expertise locale ou régionale se développera, des entrepreneurs locaux pourront remplacer certains fournisseurs étrangers\***

- Ou certains fournisseurs étrangers localiseront des succursales sur place

*\* L'évaluation des retombées économiques présentées dans le document ne tient pas compte de ces remplacements possibles*

# Des recettes gouvernementales s'élevant à plus de 135 M\$ sur les six premières années...

Les recettes du gouvernement du Québec découlant des dépenses en capital atteindraient 78,4 M\$ (excluant la parafiscalité\*) sur la période 2019-2024

– L'impôt sur les salaires représente 41,3 M\$

Au niveau fédéral, l'impact sur les recettes serait de 42,5 M\$ (excluant la parafiscalité)

## Impacts sur les recettes gouvernementales des investissements initiaux (scénario de base)

2019-2024; en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>23,6</b>	<b>54,8</b>	<b>78,4</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	17,0	24,4	41,3
Taxes de vente	-	1,3	1,3
Taxes spécifiques	-	18,1	18,1
Cotisation au Fonds des services de santé (FSS)	6,6	11,0	17,6
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>13,3</b>	<b>29,2</b>	<b>42,5</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	13,3	19,8	33,1
Taxes de vente	-	0,7	0,7
Taxes et droits d'accise	-	8,7	8,7
<b>Total des deux niveaux</b>	<b>36,9</b>	<b>84,0</b>	<b>120,9</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyse KPMG

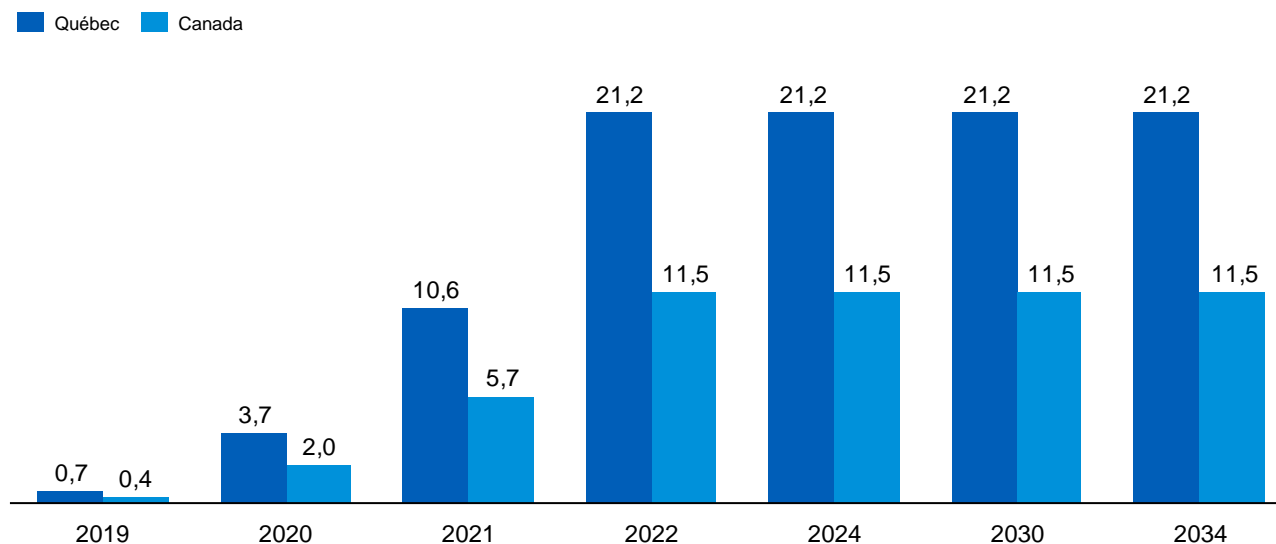
\* Mais incluant les contributions au Fonds des services en santé (FSS)  
Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

# ...et qui augmenteraient avec les années

À partir de 2022, les recettes fiscales liées aux dépenses en capital des gouvernements du Québec et du Canada atteindraient respectivement 21,2 M\$ et 11,5 M\$ par année

## Recettes fiscales des dépenses en capital – Québec et Canada

en M\$; 2019-2034



Sources : Estimation à partir de simulations  
de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyse KPMG



# 3.L'évaluation des retombées économiques

**3.1 Les retombées économiques des dépenses de développement**

**▶ 3.2 Les retombées économiques des activités d'exploitation**

**3.3 Les retombées économiques totales de l'industrie**

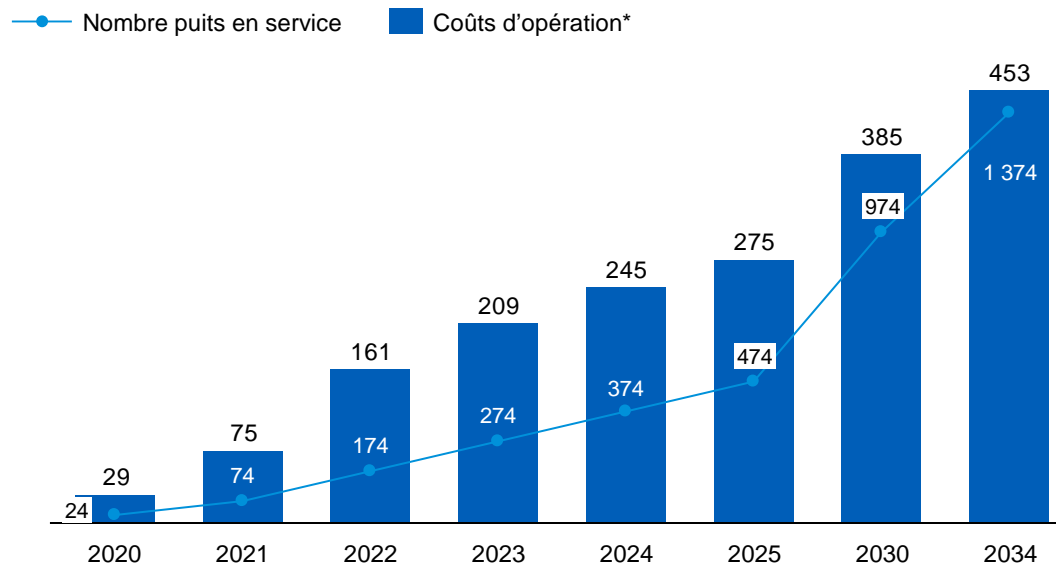
# Des dépenses d'exploitation qui augmentent au rythme du nombre de puits en service...

**Ces dépenses atteindraient 161 M\$ en 2022 (174 puits en service), 385 M\$ en 2030 (974 puits) et 453 M\$ en 2034 (1 374 puits)**

- Ces montants ont été fournis par l'APGQ sur une base de coûts par puits et de coûts par volume de gaz extrait, soit 7 500\$ par puits par mois et 0,50 \$ par mcf de gaz extrait. Ils se fondent sur les données d'exploitation des concessions de shale de Marcellus et d'Utica disponibles publiquement, jumelées à la connaissance des coûts de paramètres comparables du schiste canadien.
- Ils incluent notamment : l'opération des puits (machiniste, tuyauteur, opérateur); les achats de matériaux et énergie; les frais généraux et administratifs (salaires, chauffage, entretien du site, etc.)

## Prévision des dépenses d'exploitation – scénario de base

en M\$, 2020-2034



Sources : APGQ; Analyse KPMG

\* Exclut l'amortissement

# Des retombées qui augmenteront avec les années...

## La valeur ajoutée découlant des dépenses d'exploitation à 987 M \$ sur la période 2020-2024

- Dont plus de 70 % provient des redevances versées au gouvernement du Québec et des compensations aux municipalités

## L'activité générée soutiendrait 4 019 personnes-années sur la période

- Ceci équivaut à 804 emplois en moyenne par année (sur 5 ans)
- Ou 4,4 emplois directs et indirects en moyenne par année par puits en service (sur la période 2020-2024)

### Impacts économiques associés aux dépenses d'exploitation – 2020-2024 (scénario de base)

pour l'ensemble du Québec; en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>839,1*</b>	<b>148,0</b>	<b>987,1</b>
- Salaires et traitements avant impôts	106,1	98,4	204,5
- Revenu net des entreprises individuelles	13,8	2,2	16,0
- Autres revenus avant impôts	719,2*	47,4	766,6
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>1 929</b>	<b>2 089</b>	<b>4 019</b>

\* La valeur ajoutée directe inclut les redevances qui seraient versées au gouvernement du Québec, ainsi que les compensations versées aux municipalités. Les redevances correspondent à 10 % de la valeur de la production, alors que les compensations aux municipalités équivalent à 3 % de la valeur nette de la production. La valeur ajoutée directe exclut toutefois le profit réalisé par les entreprises exploitantes. Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

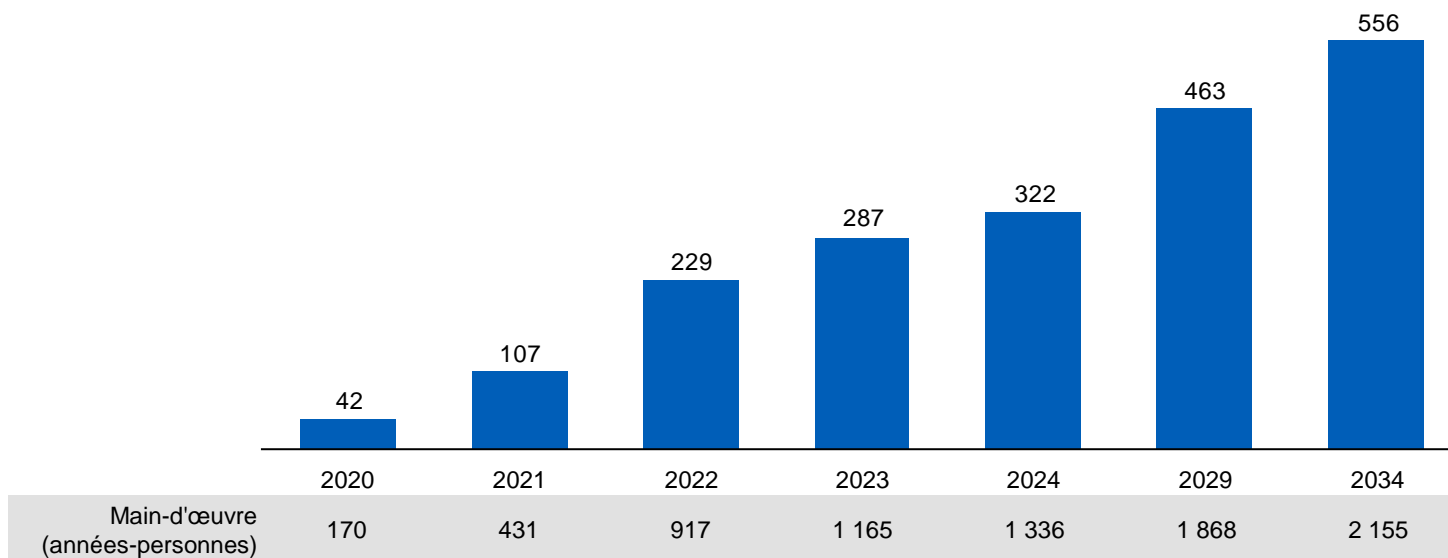
Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# ...pour atteindre près de 300 M\$ en 2024 et plus de 550 M\$ en 2034

Et le nombre d'emplois soutenus pour l'extraction dépasse 1 000 personnes-année à partir de 2023, alors que le nombre de puits en service augmentera

## Valeur ajoutée totale des dépenses d'exploitation (scénario de base)

en M\$; 2020-2034



Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# Et un total croissant sur la période 2025-2034

**La valeur ajoutée découlant des dépenses d'exploitation est évaluée à 4,5 G\$ sur la période de 10 ans allant de 2025 à 2034**

- Plus de 70 % provenant des redevances versées au gouvernement du Québec et des compensations aux municipalités

**L'activité générée soutiendrait 18 677 personnes-années**

- Ceci équivaut à 1 868 emplois en moyenne par année (sur 10 ans)

## Impacts économiques associés aux dépenses d'exploitation – 2025-2034 (scénario de base)

*pour l'ensemble du Québec; en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>3 789,6*</b>	<b>687,8</b>	<b>4 474,4</b>
- Salaires et traitements avant impôts	493,2	457,3	950,5
- Revenu net des entreprises individuelles	64,1	10,3	74,4
- Autres revenus avant impôts	3 229,3*	220,2	3 449,5
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>8 968</b>	<b>9 709</b>	<b>18 677</b>

\* La valeur ajoutée directe inclut les redevances qui seraient versées au gouvernement du Québec, ainsi que les compensations versées aux municipalités. Les redevances correspondent à 10 % de la valeur de la production, alors que les compensations aux municipalités équivalent à 3 % de la valeur nette de la production. La valeur ajoutée directe exclut toutefois le profit réalisé par les entreprises exploitantes. Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# Les recettes pour les gouvernements atteindraient 753 M\$ pour la période 2019-2024

## Dont plus de 640 M\$ en redevances au gouvernement du Québec, auxquelles s'ajoute 20 M\$ en taxes et impôts additionnels pour Québec

- Ainsi que 13,9 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement fédéral et 75,3 M\$ en compensations aux municipalités
- Ces retombées sont sous-estimées, puisqu'elles n'incluent pas les impôts fédéral et provincial sur le revenu des sociétés exploitant l'Utica du Québec, ni de leurs fournisseurs directs et indirects

### Impacts sur les recettes gouvernementales des activités d'exploitation (scénario de base)

2019-2024; en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>653,7</b>	<b>10,4</b>	<b>664,1</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	7,9	6,7	14,6
Taxes de vente	0	0,6	0,6
Taxes spécifiques	0	0,8	0,8
Fonds des services de santé (FSS)	1,9	2,3	4,2
Redevances	643,9	-	643,9
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>6,9</b>	<b>7,0</b>	<b>13,9</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	6,9	6,0	12,9
Taxes de vente	-	0,3	0,3
Taxes et droits d'accise	-	0,7	0,7
<b>Revenus des gouvernements municipaux</b>	<b>75,3</b>	<b>-</b>	<b>75,3</b>
Compensations aux municipalités	75,3	-	75,3
<b>Total des trois niveaux</b>	<b>735,9</b>	<b>17,4</b>	<b>753,3</b>

Remarques : Aux recettes fiscales obtenues du modèle de l'ISQ, nous avons ajouté les redevances versées à Québec (avec pour hypothèse un prix du gaz naturel de 4,00 \$ par millier de pieds cubes, auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$ entre 2020-2022 qui diminuera progressivement pour atteindre 0,85 \$ en 2024), ainsi que les paiements aux municipalités qui correspond à 3 % de la valeur nette de la production.

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# ...et près de 3,4 G\$ sur la période 2025-2034

## Dont 2,8 G\$ en redevances au gouvernement du Québec, auxquelles s'ajoute 93,6 M\$ en taxes et impôts additionnels pour Québec

- ...ainsi que 64,5 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement fédéral et 436,1 M\$ en compensations aux municipalités\*
- Ces retombées sont sous estimées, puisqu'elles n'incluent pas les impôts fédéral et provincial sur le revenu des sociétés exploitant l'Utica du Québec, ni de leurs fournisseurs directs et indirects

### Impacts sur les recettes gouvernementales des activités d'exploitation (scénario de base)

2025-2034; en M\$ de dollars

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>2 838,0</b>	<b>48,4</b>	<b>2 886,4</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	36,4	31,2	67,6
Taxes de vente	-	2,7	2,7
Taxes spécifiques	-	3,8	3,8
Fonds des services de santé (FSS)	8,8	10,7	19,5
Redevances	2 793,2	-	2 793,2
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>32,1</b>	<b>32,4</b>	<b>64,5</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	32,1	27,8	59,9
Taxes de vente	-	1,5	1,5
Taxes et droits d'accise	-	3,1	3,1
<b>Revenus des gouvernements municipaux</b>	<b>436,1</b>	<b>-</b>	<b>436,1</b>
Compensations aux municipalités	436,1	-	436,1
<b>Total des trois niveaux</b>	<b>3 306,2</b>	<b>80,8</b>	<b>3 387,0</b>

Remarques : Aux recettes fiscales obtenues du modèle de l'ISQ, nous avons ajouté les redevances versées à Québec (avec pour hypothèse un prix du gaz naturel de 4,00 \$ par millier de pieds cubes, auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$ entre 2020-2022 qui diminuera progressivement pour atteindre 0,85 \$ en 2024), ainsi que les compensations aux municipalités qui correspondent à 3 % de la valeur nette de la production.

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG



# 3. L'évaluation des retombées économiques

**3.1 Les retombées économiques des dépenses de développement**

**3.2 Les retombées économiques des activités d'exploitation**

**▶ 3.3 Les retombées économiques totales de l'industrie**

# Des retombées globales importantes pour l'ensemble du Québec

## Les dépenses d'exploration et d'exploitation de l'Utica du Québec dans les Basses-Terres du Saint-Laurent pourraient générer d'importantes retombées pour le Québec

- Sur la période 2019-2024, un total de 22 890 emplois (années-personnes) seraient créés ou maintenus selon le scénario de base de l'industrie, soit une moyenne de 3 815 emplois par année
- 2 212,5 M\$ seraient ajoutés au PIB du Québec, soit 367 M\$ en moyenne par année
- Les recettes du gouvernement du Québec augmenteraient de 742,5 M\$, celles du gouvernement fédéral de 56,4 M\$ et celles des gouvernements municipaux de 75,3 M\$

Impacts économiques total – 2019-2024 Scénario de base	Dépenses de développement (capital)	Dépenses d'exploitation	TOTAL
Emplois soutenus (années-personnes)	18 871	4 019	<b>22 890</b>
Valeur ajoutée (M\$)	1 225,4	987,1	<b>2 212,5</b>
Recettes gouvernement du Québec (M\$)	78,4	664,1	<b>742,5</b>
Recettes gouvernement fédéral (M\$)	42,5	13,9	<b>56,4</b>
Recettes gouvernements municipaux (M\$)	-	75,3	<b>75,3</b>

- Des impacts croissants sur la période 2025-2034

Impacts économiques total – 2025-2034 Scénario de base	Dépenses de développement (capital)	Dépenses d'exploitation	TOTAL
Emplois soutenus (années-personnes)	50 878	18 677	<b>69 555</b>
Valeur ajoutée (M\$)	3 303,0	4 474,4	<b>7 777,4</b>
Recettes gouvernement du Québec (M\$)	212,0	2 886,4	<b>3 098,4</b>
Recettes gouvernement fédéral (M\$)	115,0	64,5	<b>180</b>
Recettes gouvernements municipaux (M\$)	-	436,1	<b>436,1</b>

\* Incluant les droits de forage

\*\* Incluant les redevances, mais excluant l'impôt corporatif

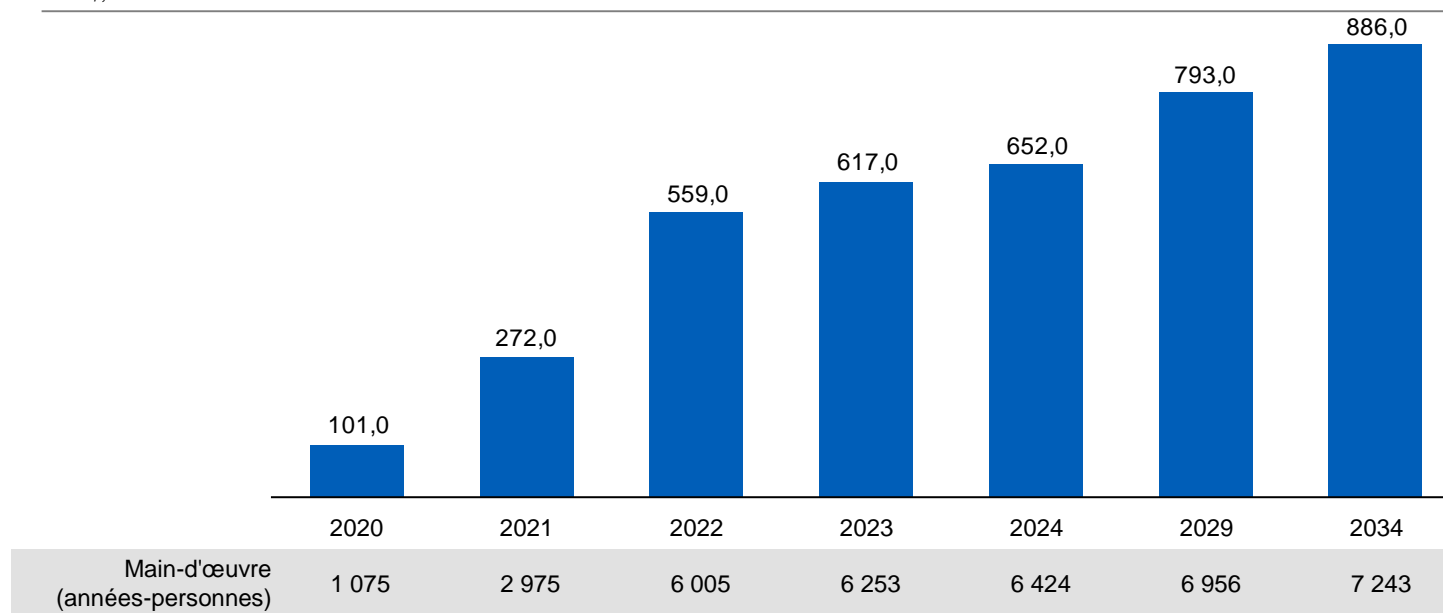
\*\*\* Excluant l'impôt corporatif

# Des retombées qui augmenteront avec les années...

Et dépasseront 600 M\$ annuellement à partir de 2023, alors que l'industrie aura atteint sa vitesse de croisière  
...soutenant plus de 6 000 emplois annuellement

## Valeur ajoutée totale des dépenses de développement et d'exploitation (scénario de base)

en M\$; 2020-2034



Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# Des retombées annuelles plus importantes sur la période 2025-2034

La création de valeur annuelle serait plus de deux fois plus importante sur la période 2025-2034

Impacts économiques total – Scénario de base	TOTAL		Moyenne annuelle sur la période	
	2019-2024	2025-2034	2019-2024	2025-2034
Emplois soutenus (années-personnes)	<b>22 890</b>	<b>69 555</b>	3 815	6 956
Valeur ajoutée (M\$)	<b>2 212,5</b>	<b>7 777,4</b>	368,8	777,7
Recettes gouvernement du Québec (M\$)	<b>742,5</b>	<b>3 098,4</b>	123,8	310,0
Recettes gouvernement fédéral (M\$)	<b>56,4</b>	<b>180,0</b>	9,3	18,0
Recettes gouvernements municipaux (M\$)	<b>75,3</b>	<b>436,1</b>	12,5	43,6



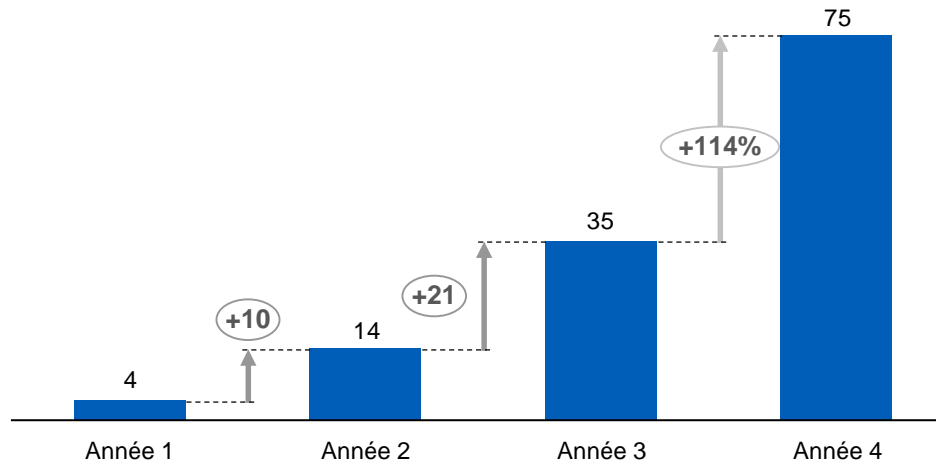
## 4. L'évaluation des retombées économiques du potentiel d'une municipalité type

# Un scénario « type » reposant sur le développement et l'exploitation de 75 puits

Selon les scénarios actuels de l'APGQ, le nombre de forages augmenterait de façon progressive à l'intérieure d'une municipalité type sur une période de 4 ans

- Pour un nombre moyen de puits forés au sein d'une même municipalité évalué à 75
- Par la suite, la plateforme de forage se déplace vers une autre municipalité

**Nombre de puits forés dans une municipalité type**  
*Développement sur 4 ans*



Sources : APGQ; Analyse KPMG

# Des retombées économiques pour le Québec des dépenses en capital évaluées à 241 M\$

## Dont 27,0 % liés aux dépenses directes afférentes au projet

- La différence, 73,0 %, correspond aux effets indirects liés aux achats de biens et services par le gestionnaire ou ses mandataires

## Les salaires avant impôts représentent 61 % de cette valeur ajoutée

- Le solde correspond au revenu net des entreprises individuelles (3,1 %) et aux autres revenus (36,1 %)

## L'activité générée soutiendra 3 715 emplois-année

- Ceci équivaut à 928 emplois en moyenne par année (sur 4 ans)
- Ou 50 emplois directs et indirects en moyenne par puit foré

### Impacts économiques associés aux dépenses en capital pour le développement du potentiel d'une seule municipalité – période de 4 ans

pour une municipalité, en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>65,0</b>	<b>176,3</b>	<b>241,4</b>
- Salaires et traitements avant impôts	55,2	91,7	146,8
- Revenu net des entreprises individuelles	-	7,4	7,4
- Autres revenus avant impôts	9,9	77,2	87,1
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>1 221</b>	<b>2 494</b>	<b>3 715</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyses KPMG

Notes : La mesure présentée est prudente, car elle se limite aux effets directs et indirects, excluant par conséquent les effets induits qui représentent généralement près de 20% de la valeur ajoutée totale des deux effets. Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total.

# Sur la même période, des retombées d'exploitation évaluées à près de 175 M\$

## Dont 145 M\$ liés aux dépenses directes afférentes au projet

- La différence correspond aux effets indirects liés aux achats de biens et services par le gestionnaire ou ses mandataires

## L'activité générée soutiendrait 742 personnes-années

- Ceci équivaut à 186 emplois en moyenne par année (sur 4 ans)

### Impacts économiques associés aux dépenses d'exploitation – 3 premières années d'exploitation (4 années de dépenses en capital)

*pour une municipalité; en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>145,4*</b>	<b>27,3</b>	<b>172,7</b>
- Salaires et traitements avant impôts	19,6	18,2	37,8
- Revenu net des entreprises individuelles	2,5	0,4	3,0
- Autres revenus avant impôts	123,3*	8,7	132,0
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>356</b>	<b>385,7</b>	<b>742</b>

\* La valeur ajoutée directe inclut les redevances qui seraient versées au gouvernement du Québec, ainsi que les compensations versées aux municipalités. Les redevances correspondent à 10 % de la valeur de la production, alors que les compensations aux municipalités équivalent à 3 % de la valeur nette de la production. La valeur ajoutée directe exclut toutefois le profit réalisé par les entreprises exploitantes. Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada ; Analyse KPMG

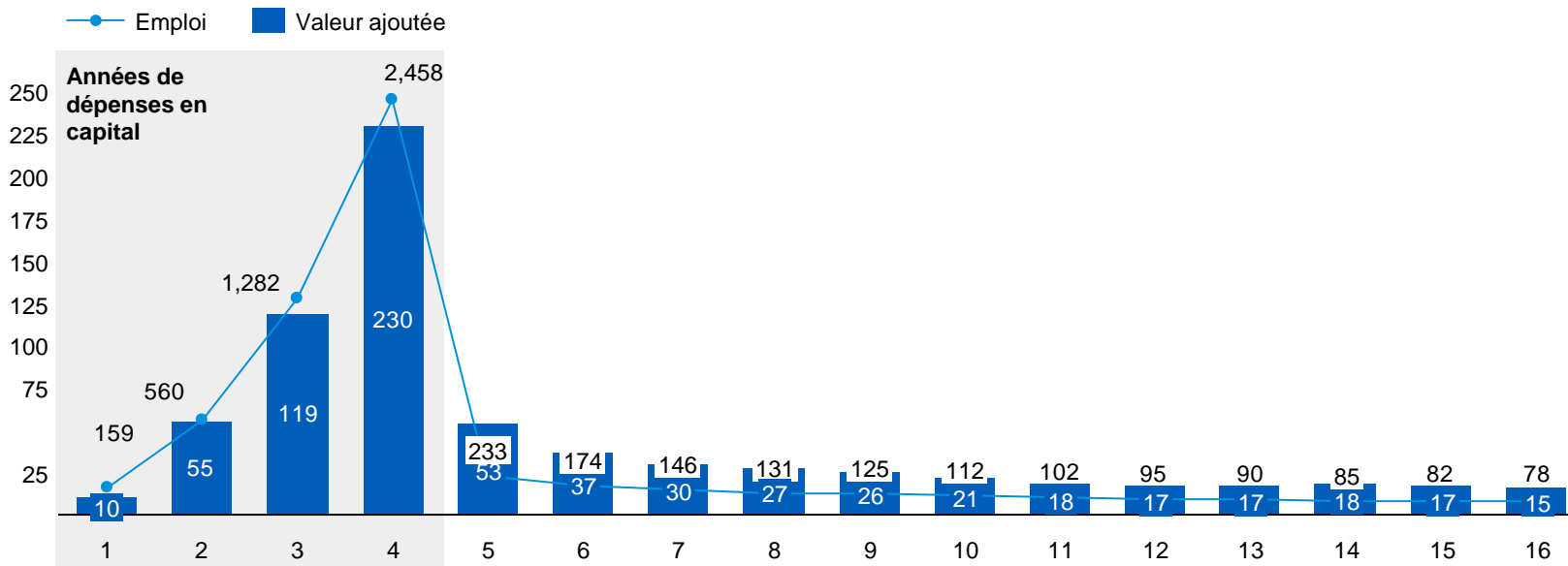
# L'effet combiné des rendements décroissants des puits et des dépenses de capital sur 4 ans concentrent les retombées sur un plus petit nombre d'années

À l'année 4, soit au plus fort des dépenses de capital (40 puits forés au cours de l'année), et alors que les activités d'exploitation sont également en cours, la valeur ajoutée atteindrait 233 M\$ et il est estimé que 2 458 emplois seraient soutenus

- À partir de l'année 5, la valeur ajoutée et les emplois soutenus découlent uniquement des activités d'exploitation, mais permettent tout de même de maintenir à l'emploi plus de 200 personnes (moins de 100 à partir de l'année 12) et de générer plus de 50 M\$ en valeur ajoutée (entre 20 M\$ et 15 M\$ à partir de l'année 10)

## Valeur ajoutée et emplois totaux des dépenses en capital et en exploitation

Pour une municipalité; en M\$ et en années personnes; années 1 à 16



Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyse KPMG

# Des retombées globales évaluée à 415 M\$ sur les 4 premières années, et à plus de 240 M\$ sur les 11 années suivantes

Parallèlement, ce niveau d'activité permettrait de soutenir 4 457 emplois (en année personne, soit 1 114 en moyenne par année) sur les 4 premières années et 1 453 emplois (en année personne, soit 132 en moyenne par année) sur les 11 années suivants

## Retombées globales durant les 4 années de forage et de complétion des puits, incluant l'exploitation sur la période (années 1 à 4) – une seule municipalité

	Dépenses de développement (capital)	Dépenses d'exploitation	TOTAL
Emplois soutenus (années-personnes)	3 715	742	4 457
Valeur ajoutée (M\$)	241,4	172,7*	414,1*
Recettes gouvernement du Québec (M\$)	21,7	111,6**	133,3
Recettes gouvernement fédéral (M\$)	9,9	2,4***	12,3
Recettes gouvernements municipaux (M\$)	-	11,7	11,7

## Retombées globales lors des années d'exploitation uniquement (années 5 à 15) – une seule municipalité

	Dépenses de développement (capital)	Dépenses d'exploitation	TOTAL
Emplois soutenus (années-personnes)	-	1 453	1 453
Valeur ajoutée (M\$)	-	242,6	242,6
Recettes gouvernement du Québec (M\$)	-	142,2**	142,2
Recettes gouvernement fédéral (M\$)	-	4,8***	4,8
Recettes gouvernements municipaux (M\$)	-	30,4	30,4

\* Incluant les redevances et contributions aux municipalités \*\* Incluant les redevances, mais excluant l'impôt corporatif \*\*\* Excluant l'impôt corporatif



# 5. Conclusion

# En conclusion...

## Cette étude des retombées est conservatrice

- Elle s'établit sur le scénario de développement de base de l'industrie. Les retombées pourraient être deux fois plus élevées en terme de valeur ajoutée sur une période de 15 ans si le scénario de développement optimiste se concrétisait (voir Annexe II)
- Elle n'inclut pas les dépenses de transport et de distribution du gaz naturel extrait
- Elle n'inclut pas les impôts corporatifs payés par l'industrie et ses fournisseurs
- Elle n'intègre pas les effets dynamiques ou structurants pour l'économie du Québec
- Elle ne tient pas compte des retombées au Québec des dépenses réalisées ailleurs au Canada

## Elle permet néanmoins de souligner l'envergure des retombées

- Une création de richesse de plus de 600 M\$ par année au Québec au moment où l'activité atteint son rythme de croisière en 2023 (et un impact encore plus élevé sur l'économie canadienne dans son ensemble)
- Une amélioration importante de la balance commerciale du Québec (allant de 2,1 milliard \$ en 2024 à 3,2 milliard \$ en 2034\*), tout en permettant une diminution de la dépendance énergétique envers l'étranger
- Un soutien à la création de 6 000 emplois annuels au Québec à partir de 2022
- Des recettes fiscales annuelles entre 146 M\$ (2019-2024) et 370 M\$ (2025-2034)

## ...des retombées également importantes lorsque le potentiel d'une seule municipalité est considéré

- Une création de richesse à l'échelle du Québec lors de la phase de développement de 428 M\$ (sur 4 ans). Une création de richesse annuelle par la suite décroissante, mais permettant tout de même de générer entre 53 M\$ et 15 M\$ entre les années 5 à 16.
- Un soutien à la création de 4 344 emplois en années personnes lors de la phase de développement, soit en moyenne 1 086 emplois par année
- Des retombées fiscales de plus de 330 M\$ sur 15 ans

\*En postulant un prix du gaz de 4,00 \$/mpc auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$/mpc entre 2020 et 2022, de 1,05 \$/mpc en 2023 et de 0,85 \$/mpc entre 2024 et 2034)



# Annexes

▶ **I. Hypothèses et postulats**

**II. Retombées économiques du scénario optimiste de développement**

# Hypothèses de répartition des dépenses d'exploration

**Pour obtenir l'évaluation des retombées économiques des activités d'exploration, il a d'abord fallu décortiquer les diverses composantes de coûts et déterminer la portion des biens et services susceptible d'être achetée ou fabriquée au Québec**

**Pour ce faire, les documents remis par l'APGQ et des discussions avec des responsables du projet ont permis d'établir des postulats réalistes. Une revue d'expériences récentes au Québec, de même que dans les États de New York et de Pennsylvanie a aussi été utilisée.**

**Les données fournies par l'APGQ combinées aux postulats posés ont permis de construire deux « vecteurs de dépenses » associés aux activités d'exploration aux fins du calcul des retombées économiques au Québec**

- Un premier vecteur associé au niveau initial de dépenses par puits (8,5 M\$)
- Un second vecteur représentant les dépenses par puits subséquents (6,9 M\$)

**Les deux vecteurs obtenus des dépenses réalisées au Québec ont ensuite été fournis à l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) aux fins d'évaluation des retombées**

**Ces sommes sont composées pour une large part de location de machines et matériel spécialisés, ainsi que de salaires aux travailleurs québécois de la construction**

- Suivis des dépenses en logement et restauration, de transport par camion et de services professionnels

**L'analyse présentée dans le corps du document repose sur le scénario de base de l'industrie gazière**

- L'analyse des retombées économiques associées au scénario optimiste de développement est présentée à l'annexe II

# Postulats de répartition des dépenses d'exploration

**Une portion importante des coûts a été considérée comme étant réalisée à l'étranger ou hors du Québec lorsque les biens ou services recherchés étaient spécialisés ou étaient peu ou pas disponibles au Québec**

**La composante des dépenses en main-d'œuvre a été isolée des dépenses en matériel et équipements pour bien saisir la masse salariale versée et le nombre d'emplois directement associés au chantier de construction**

- Cette séparation a permis d'identifier les dépenses en main-d'œuvre externe pour des activités spécialisées dont l'expertise technique et la machinerie doivent être importées
- Nous avons fait évoluer cette composante sur la période afin de refléter un recours accru au fil des ans à une main-d'œuvre locale plutôt qu'à des travailleurs temporaires venus de l'extérieur

**La composante associée aux achats de béton a aussi été isolée afin de bien cerner ce type de dépenses qui est important (70 316\$ par puits dans la phase pilot et 82 708\$ par puits dans la phase de développement) et à plus haut coefficient de retombées locales et régionales**

**Ces postulats sont conservateurs; notamment**

- Nous n'avons pas fait d'hypothèses sur le développement ou l'acquisition d'expertises particulières par des firmes québécoises pour desservir les besoins de l'industrie du gaz. Nous avons plutôt fait augmenter la proportion de main-d'œuvre contractée localement par des entreprises étrangères
- Nous n'avons pas tenu compte du déménagement de certaines fonctions administratives des entreprises étrangères lorsqu'un niveau d'activité suffisant le permettait

# Hypothèses de répartition des dépenses d'exploitation

**Le modèle de l'ISQ ne permettant pas d'isoler les retombées des dépenses d'exploitation du gaz naturel, puisque cette activité est inexistante en 2018 au Québec, le modèle de Statistique Canada a été utilisé afin d'identifier les secteurs économiques sollicités par une dépense de l'industrie gazière**

**Les données fournies par l'APGQ combinées aux postulats posés ont alors permis d'identifier les secteurs québécois susceptibles d'approvisionner l'industrie gazière en biens et services. Le modèle de l'ISQ a ensuite été utilisé afin d'identifier les retombées économiques associées à ces secteurs**

**Ces sommes sont composées pour une large part d'activités d'extraction du gaz (principalement de la main-d'œuvre, voir les postulats à la page suivante), de services professionnels scientifiques et techniques, de services financiers et de services administratifs**

- Suivis des activités de construction, de transport, d'hébergement et de restauration, de commerce de gros et de détail

**L'analyse présentée dans le corps du document repose sur le scénario de base de l'industrie gazière**

- L'analyse des retombées économiques associées au scénario optimiste de développement est présentée à l'annexe II

# Postulats de répartition des dépenses d'exploitation

**Les documents remis par l'APGQ et des discussions avec des responsables du projet ont permis d'établir des postulats réalistes.**

**Une portion importante des coûts a été considérée comme étant réalisée à l'étranger ou hors du Québec lorsque les biens ou services recherchés étaient spécialisés ou étaient peu ou pas disponibles au Québec (particulièrement pour les premières années d'activité)**

**La composante des dépenses en main-d'œuvre a été isolée de la dépréciation des machines et équipements d'extraction du gaz**

- Nous avons notamment supposé que la machinerie spécialisée proviendrait essentiellement de l'extérieur du Québec, alors qu'une proportion importante de la main-d'œuvre pour l'opérer serait locale

**Ces postulats sont conservateurs; notamment**

- Nous n'avons pas fait d'hypothèses sur l'évolution de la proportion de dépenses réalisées au Québec; ainsi, l'analyse repose sur la disponibilité, en 2018, de biens et services



# Annexes

I. Hypothèses et postulats

▶ II. Retombées économiques du scénario optimiste de développement

# Un scénario optimiste de développement de l'industrie augmenterait de 50 % les retombées économiques des activités de développement sur les six premières années

## Le scénario optimiste postule une augmentation plus rapide et plus importante du nombre de puits forés

- 574 puits forés versus 374 (dans le scénario de base) sur la période 2019-2124, soit 1,5 fois plus
- 200 puits forés par année versus 100 (dans le scénario de base) sur la période 2025-2034, soit 2 fois plus

## La valeur ajoutée découlant des dépenses de développement est évaluée à 1,9 milliard de dollars sur la période 2019-2024 sous le scénario de croissance optimiste

- ...soit 60 % de plus que la valeur ajoutée du scénario de base (1 225 M\$)

## L'activité générée soutiendrait 29 047 emplois (années-personnes), ce qui équivaut à 4 841 emplois en moyenne par année sur la période

- ...soit 50 % plus d'emplois créés que sous le scénario de base (18 871 emplois)

### Impacts économiques associés aux dépenses en capital – 2019-2024 (scénario optimiste)

pour l'ensemble du Québec; en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>516,0</b>	<b>1 370</b>	<b>1 886</b>
- Salaires et traitements avant impôts	437,5	712,1	1150,0
- Revenu net des entreprises individuelles	-	57,6	57,6
- Autres revenus avant impôts	78,5	600,4	678,9
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>9 674</b>	<b>19 373</b>	<b>29 047</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyse KPMG

Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

# Des recettes gouvernementales des activités de développement s'élevant à près de 186,3 M\$ pour la première phase

Soit 120 M\$ et 67 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement du Québec et le gouvernement fédéral, respectivement

## Impacts sur les recettes gouvernementales des dépenses en capital - 2019-2034, scénario optimiste

en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>36,4</b>	<b>84,4</b>	<b>120,8</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	26,2	37,5	63,7
Taxes de vente	-	2,1	2,1
Taxes spécifiques	-	27,9	27,9
Fonds des services de santé (FSS)	10,2	16,9	27,1
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>20,5</b>	<b>45</b>	<b>65,5</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	20,5	30,5	51,0
Taxes de vente	-	1,1	1,1
Taxes et droits d'accise	-	13,4	13,4
<b>Total des deux niveaux</b>	<b>56,9</b>	<b>129,4</b>	<b>186,3</b>

Source : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ)

Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

# Une augmentation également des retombées associées aux dépenses d'exploitation sous le scénario optimiste

La valeur ajoutée passerait de 987 M\$ (scénario de base) à 1 443 M\$ (scénario optimiste)

Le nombre d'emplois créés augmenterait de 4 019 (base) à 6 447 (optimiste) années-personnes

## Impacts économiques associés aux dépenses d'exploitation 2019-2024 (scénario optimiste)

*pour l'ensemble du Québec; en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>1 205,3</b>	<b>237,5</b>	<b>1 442,8</b>
- Salaires et traitements avant impôts	170,3	157,9	328,1
- Revenu net des entreprises individuelles	22,1	3,6	25,7
- Autres revenus avant impôts	1 012,9	76,0	1 088,9
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>3 096</b>	<b>3 352</b>	<b>6 447</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# Et des recettes gouvernementales s'élevant à 1,1 G\$

**Dont 914 M\$ en redevances au gouvernement du Québec (avec un prix du gaz à 4,00 \$ par millier de p.c.\*)**

– Ainsi que 32 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement fédéral et des revenus aux municipalités de près de 100 M\$

## Impacts sur les recettes gouvernementales des activités de d'exploitation – 2019-2024 (scenario optimiste)

en M \$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>935,4</b>	<b>22,2</b>	<b>957,6</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	17,6	16,3	33,9
Taxes de vente	-	0,9	0,9
Taxes spécifiques	-	1,3	1,3
Fonds des services de santé (FSS)	3,0	3,7	6,7
Redevances	914,8	-	914,8
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>15,8</b>	<b>16,3</b>	<b>32,1</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	15,8	14,7	20,7
Taxes de vente	-	0,5	0,5
Taxes et droits d'accise	-	1,1	1,1
<b>Revenus des gouvernements municipaux</b>	<b>98,1</b>	<b>-</b>	<b>98,1</b>
Compensations aux municipalités	98,1	-	98,1
<b>Total des trois niveaux</b>	<b>1 049,3</b>	<b>38,5</b>	<b>1 087,8</b>

*Remarques : Aux recettes fiscales obtenues du modèle de l'ISQ, nous avons ajouté les redevances versées à Québec (avec pour hypothèse un prix du gaz naturel de 4,00 \$ par millier de pieds cubes, auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$ entre 2020-2022 qui diminuera progressivement pour atteindre 0,85 \$ en 2024), ainsi que les compensations aux municipalités qui correspondent à 3 % de la valeur nette de la production.*

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

# Globalement, d'importantes retombées pour le Québec

## Sous le scénario optimiste de croissance de l'industrie gazière au Québec, les activités de développement et d'exploitation généreraient sur la période 2019-2024 :

- 35 494 emplois (années-personnes), soit une moyenne de 5 915 emplois par année
- 3 328 M\$ de dollars en valeur ajoutée, soit 556 M\$ en moyenne par année
- Des recettes gouvernementales de 1 078,4 M\$ pour Québec, de 97,6 M\$ pour le fédéral et de 98,1 M\$ aux municipalités

Impacts économiques du total – 2019-2024	Dépenses de développement (capital)	Dépenses d'exploitation	TOTAL
Emplois soutenus (années-personnes)	29 047	6 447	<b>35 494</b>
Valeur ajoutée (M\$)	1 886	1 442,8	<b>3 328,8</b>
Recettes, gouvernement du Québec (M\$)	120,8	957,6*	<b>1 078,4</b>
Recettes, gouvernement fédéral (M\$)	65,5	32,1	<b>97,6</b>
Recette, gouvernements municipaux (M\$)	-	98,1	<b>98,1</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG

\* Incluant les droits de forage

\*\* Incluant les redevances

# Un total plus important sur la période 2025-2034 (deux fois plus important que sous le scénario de base)

**Le total de la valeur ajoutée découlant des dépenses d'exploration sur la période 2025-2034 est évaluée à 6 606 M\$**

– Incluant une masse salariale avant impôts versée de 4,0 milliards \$ sur la période de 10 ans

**L'activité générée soutiendrait au total 101 756 emplois-année sur l'ensemble de la période de 10 ans**

– Ceci équivaut à 10 176 emplois en moyenne par année (sur 10 ans)

**Et un impact plus élevé sur l'économie canadienne dans son ensemble**

## Impacts économiques associés aux dépenses en capital – 2025-2034

*pour l'ensemble du Québec, en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>1 814</b>	<b>4 792</b>	<b>6 606</b>
- Salaires et traitements avant impôts	1 538	2 491	4 029
- Revenu net des entreprises individuelles	0,0	201	201
- Autres revenus avant impôts	276	2 010	2 286
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>34 000</b>	<b>67 756</b>	<b>101 756</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ); Analyses KPMG

Notes : La mesure présentée est prudente, car elle se limite aux effets directs et indirects, excluant par conséquent les effets induits qui représentent généralement près de 20% de la valeur ajoutée totale des deux effets. Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total.

# Incluant au niveau de l'exploitation (2025-2034)

**La valeur ajoutée découlant des dépenses d'exploitation (incluant les redevances) est évaluée à 9,2 G\$ sur la période 2025-2034**

– 2,3 G\$ en salaires et traitement

**L'activité générée soutiendrait 45 416 personnes-années**

– Ceci équivaut à 4 542 emplois en moyenne par année (sur 10 ans)

## Impacts économiques associés aux dépenses d'exploitation – 2025-2034 (scénario optimiste)

*pour l'ensemble du Québec; en M\$*

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets directs et indirects
<b>Valeur ajoutée aux prix de base</b>	<b>7 567,5*</b>	<b>1 672,7</b>	<b>9 240,2</b>
- Salaires et traitements avant impôts	1 199,3	1 112,1	2 311,5
- Revenu net des entreprises individuelles	155,8	25,2	181,0
- Autres revenus avant impôts	6 212,4*	535,4	7 160,7
<b>Main-d'œuvre (années-personnes)</b>	<b>21 808</b>	<b>23 609</b>	<b>45 417</b>

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada ; Analyse KPMG

Remarques : Aux recettes fiscales obtenues du modèle de l'ISQ, nous avons ajouté les redevances versées à Québec (avec pour hypothèse un prix du gaz naturel de 4,00 \$ par millier de pieds cubes, auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$ entre 2020-2022 qui diminuera progressivement pour atteindre 0,85 \$ en 2024), ainsi que les compensations aux municipalités qui correspondent à 3 % de la valeur nette de la production.

# Des recettes gouvernementales découlant des investissements initiaux s'élevant à près de 652,8 M\$ (2025-34)

Soit 423,1 M\$ et 230 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement du Québec et le gouvernement fédéral, respectivement

## Impacts sur les recettes gouvernementales des dépenses en capital- 2025-2034, scénario optimiste en M\$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>127,8</b>	<b>295,3</b>	<b>423,1</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	92,0	131,2	223,2
Taxes de vente	-	7,2	7,2
Taxes spécifiques	-	97,6	97,6
Fonds des services de santé (FSS)	35,8	59,3	95,1
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>72</b>	<b>157,7</b>	<b>229,7</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	72	106,6	178,6
Taxes de vente	-	4,0	4,0
Taxes et droits d'accise	-	47,1	47,1
<b>Total des deux niveaux</b>	<b>199,8</b>	<b>453,0</b>	<b>652,8</b>

Source : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ)

Note : Les chiffres ayant été arrondis, la somme des éléments peut ne pas correspondre au total

# Et à 6,6 milliards\$ pour les activités d'exploitation

## 5,4 M\$ en redevances au gouvernement du Québec

– Ainsi que 154,4 M\$ en recettes fiscales pour le gouvernement fédéral et 8,3 millions \$ de revenus pour les municipalités

### Impacts sur les recettes gouvernementales des activités de d'exploitation – 2025-2034, scénario optimiste

en milliers \$

Catégories	Effets directs	Effets indirects	Effets Totaux
<b>Revenus du gouvernement du Québec</b>	<b>5 529,1</b>	<b>152,1</b>	<b>5 681,2</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	124,0	115,0	239,0
Taxes de vente	-	3,6	3,6
Taxes spécifiques	-	7,5	7,5
Fonds des services de santé (FSS)	21,3	26,0	47,3
Redevances	5 383,8*	-	5 383,8
<b>Revenus du gouvernement du Canada</b>	<b>111,5</b>	<b>114,5</b>	<b>226,0</b>
Dont : Impôts sur salaires et traitements	111,5	103,4	214,9
Taxes de vente	-	3,6	3,6
Taxes et droits d'accise	-	7,5	7,5
<b>Revenus des gouvernements municipaux</b>	<b>828,5</b>	<b>-</b>	<b>828,5</b>
Compensations aux municipalités	828,5	-	828,5
<b>Total des trois niveaux</b>	<b>6 469,1</b>	<b>266,6</b>	<b>6 735,7</b>

Remarques : Aux recettes fiscales obtenues du modèle de l'ISQ, nous avons ajouté les redevances versées à Québec (avec pour hypothèse un prix du gaz naturel de 4,00 \$ par millier de pieds cubes, auquel s'ajoute une prime de 1,25 \$ entre 2020-2022 qui diminuera progressivement pour atteindre 0,85 \$ en 2024), ainsi que les compensations aux municipalités qui correspondent à 3 % de la valeur nette de la production.

Sources : Estimation à partir de simulations de l'Institut de la statistique du Québec (ISQ) et de Statistique Canada; Analyse KPMG



[kpmg.ca](http://kpmg.ca)



© 2018 KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., société canadienne à responsabilité limitée et cabinet membre du réseau KPMG de cabinets indépendants affiliés à KPMG International Cooperative (« KPMG International »), entité suisse. Tous droits réservés. KPMG et le logo de KPMG sont des marques déposées ou des marques de commerce de KPMG International.

L'information publiée dans le présent document est de nature générale. Elle ne vise pas à tenir compte des circonstances de quelque personne ou entité particulière. Bien que nous fassions tous les efforts nécessaires pour assurer l'exactitude de cette information et pour vous la communiquer rapidement, rien ne garantit qu'elle sera exacte à la date à laquelle vous la recevrez ni qu'elle continuera d'être exacte à l'avenir. Vous ne devriez pas y donner suite à moins d'avoir d'abord obtenu un avis professionnel se fondant sur un examen approfondi des faits et de leur contexte.

## Annexe B

Sondage sur la production de gaz naturel au Québec

Rapport

# LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC



Association de  
l'Énergie du Québec

DATE 2021-10-28 NUMÉRO DE PROJET 14866-002



# Table des matières

<b>CONTEXTE, OBJECTIFS ET APPROCHE MÉTHODOLOGIQUE</b>	Page 4
<b>FAITS SAILLANTS ET CONSTATS-CLÉS</b>	Page 6
<b>RÉSULTATS DÉTAILLÉS</b>	Page 9
<b>PROFIL DES RÉPONDANTS</b>	Page 28
<b>ÉQUIPE</b>	Page 30

The image shows four large, spherical industrial storage tanks arranged in a row at a facility. The tanks are illuminated by bright lights, creating a strong lens flare effect. The background features a sunset sky with soft orange and blue hues, and a line of trees on a hillside. In the foreground, there is a body of water reflecting the scene. A semi-transparent dark grey banner is overlaid across the middle of the image, containing the text 'CONTEXTE, OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE' in white, bold, uppercase letters.

# CONTEXTE, OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

# CONTEXTE, OBJECTIFS ET MÉTHODOLOGIE

<p><b>OBJECTIFS</b></p> <p>Léger a été mandatée par l'Association de l'Énergie du Québec afin de réaliser une étude auprès des Québécois(es) afin de connaître leur opinion sur la production de gaz naturel dans la province de Québec, ainsi que sur la décision du gouvernement de l'interdire définitivement.</p>	<p><b>NOTES AUX LECTEURS</b></p> <p>La mention « NSP » qui apparaît dans le rapport signifie « Je ne sais pas ».</p> <p><b>ARRONDISSEMENT</b></p> <p>Les données présentées ont été arrondies. Par conséquent, il est possible que les totaux diffèrent légèrement de 100%.</p> <p><b>DIFFÉRENCES SIGNIFICATIVES</b></p> <p>Les données en <b>gras vert</b> signalent une proportion <b>significativement supérieure</b> à celle des autres répondants. À l'inverse, les données en <b>gras rouge</b> signalent une proportion <b>significativement inférieure</b> à celle des autres répondants.</p>
<p><b>QUI?</b></p> <p>Un échantillon de <b>2 800 Québécois(es)</b>, âgé(e)s de 18 ans et plus et pouvant s'exprimer en français ou en anglais. Les quotas régionaux suivants ont été établis:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean: 400 répondants</li> <li>• Gaspésie / Bas-Saint-Laurent: 400 répondants</li> <li>• Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais: 400 répondants</li> <li>• Laurentides / Lanaudière: 400 répondants</li> <li>• Mauricie / Centre-du-Québec : 400 répondants</li> <li>• Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches: 300 répondants</li> <li>• Montréal / Laval / Montérégie: 500 répondants</li> </ul>	
<p><b>QUAND?</b></p> <p>La collecte de données a été réalisée entre le <b>12 et le 25 octobre 2021</b>.</p>	
<p><b>MARGE D'ERREUR</b></p> <p>Il n'est pas possible de calculer une marge d'erreur sur un échantillon tiré d'un panel, mais à titre comparatif, la marge d'erreur maximale pour un échantillon probabiliste de 2 800 répondants serait de <b>± 1,9%</b>, et ce 19 fois sur 20.</p>	
<p><b>PONDÉRATION</b></p> <p>Les résultats ont été pondérés <b>en fonction du sexe, de l'âge, de la langue maternelle, de la région, du niveau de scolarité et de la présence d'enfants dans le ménage</b> afin d'assurer un échantillon représentatif de la population québécoise.</p>	

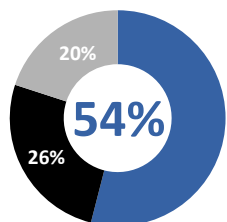
The image shows four large, spherical industrial storage tanks, likely for liquefied natural gas (LNG), arranged in a row at a processing or storage facility. The tanks are metallic and feature complex piping and structural supports. The scene is captured during sunset or sunrise, with a soft, colorful sky transitioning from blue to orange and pink. A bright light source, possibly the sun or a powerful lamp, creates a lens flare effect on the leftmost tank. In the background, there is a dense line of green trees on a hillside. The foreground consists of some dry, scrubby vegetation and a fence line. A semi-transparent dark grey banner is overlaid across the middle of the image, containing the text 'FAITS SAILLANTS ET CONSTATS-CLÉS' in white, bold, sans-serif capital letters.

# FAITS SAILLANTS ET CONSTATS-CLÉS

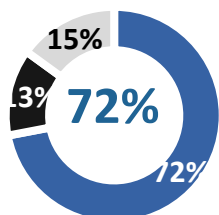
# FAITS SAILLANTS

## FAVORABLE OU DÉFAVORABLE À LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC...

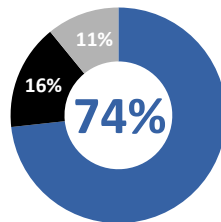
...de manière générale



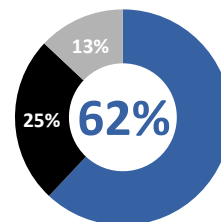
..avec la participation des Premières nations



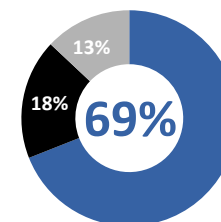
..sans GES, sans recourir aux réseaux d'eau potable et sans fluides toxiques



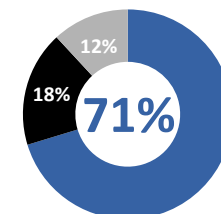
..avec la possibilité de capturer le CO2 et de le recycler ou le stocker sous terre



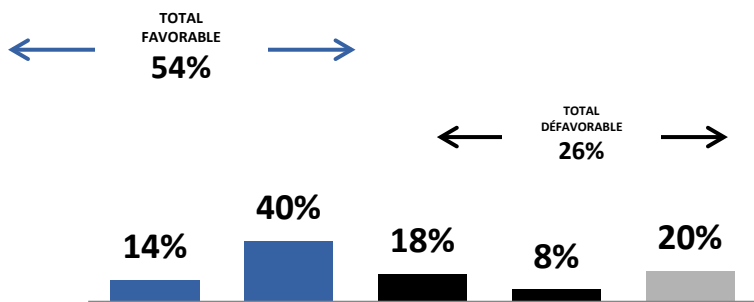
..selon les principes de l'économie circulaire



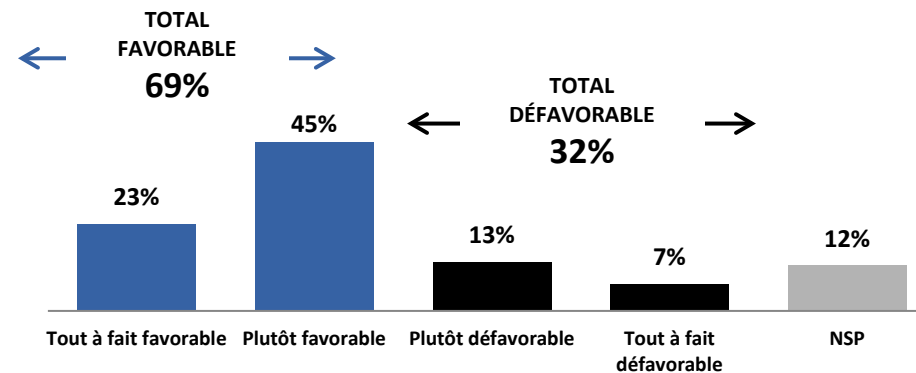
..en éliminant les risques de la fracturation



### PERCEPTION GÉNÉRALE À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC



### PROJET PILOTE POUR MONTRER LA TECHNOLOGIE PERMETTANT LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL SANS GES



Tout à fait favorable Plutôt favorable Plutôt défavorable Tout à fait défavorable Je ne sais pas

# CONSTATS-CLÉS



## 1. UN PEU PLUS DE LA MOITIÉ DE LA POPULATION SUPPORTE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC, ET LE POURCENTAGE D'APPUI EST PLUS ÉLEVÉ DANS LE CAS DE PROJETS UTILISANT DE NOUVELLES TECHNOLOGIES ET DANS LE CAS D'UNE PARTICIPATION DES PREMIÈRES NATIONS

De manière générale, un peu plus de la moitié de la population est favorable à la production de gaz naturel au Québec, tandis qu'un peu moins de la moitié est soit défavorable, soit indécise.

Les répondants sont plus nombreux à se dire en faveur dans certaines conditions. Ils sont 72% à être en faveur dans le cas d'une participation des Premières Nations. Ils semblent également ouverts à la possibilité d'une production de gaz naturel de manière plus responsable. Sept Québécois(es) sur dix seraient en faveur d'un projet pilote qui pourrait démontrer l'existence d'une technologie qui produirait du gaz naturel québécois sans GES et qui capturerait et stockerait le CO2 en retour, dans une communauté qui serait prête à l'accueillir. Presque les trois quarts des répondants seraient favorables à la production de gaz naturel au Québec sans GES, sans recourir aux réseaux d'eau potable et sans utiliser de fluides toxiques. Une majorité de Québécois(es) seraient également pour la production de gaz naturel en éliminant les risques par rapport à la fracturation ou en utilisant les principes de l'économie circulaire.

Si respectées, ces différentes conditions permettraient potentiellement d'augmenter l'opinion positive à l'égard de la production locale de gaz naturel.

## 2. L'ÉTUDE AFFIRMANT QUE LE QUÉBEC A DES RÉSERVES DE GAZ NATUREL QUI LE RENDRAIENT INDÉPENDANT GAGNERAIT À ÊTRE PLUS CONNUE

Seulement un Québécois(e) sur dix a déjà entendu parler de l'étude indépendante qui affirme que le Québec a des réserves de gaz naturel qui le rendraient indépendant, et que ce gaz produit localement serait moins cher, créerait 6 000 emplois permanents et fournirait des redevances de plusieurs milliards de dollars au gouvernement et aux municipalités. Les personnes ayant déjà entendu parler de cette étude sont significativement plus en faveur de la production de gaz naturel au Québec que le reste de la population.

Plus précisément, ces personnes sont proportionnellement plus nombreuses à être en faveur de la production de gaz naturel au Québec de manière générale et avec fracturation. Elles sont également plus susceptibles d'être favorables à un projet pilote permettant de démontrer la production de gaz naturel sans GES et de vouloir indemniser les détenteurs de permis de production de gaz naturel. Finalement, elles sont proportionnellement plus nombreuses à être pour la production de gaz naturel en éliminant les risques par rapport à la fracturation, en utilisant les principes de l'économie circulaire et en ayant un processus permettant de capturer le CO2.

En terminant, il est à noter que les répondants de la Capitale-Nationale et Chaudière-Appalaches ont, sur certaines des questions relatives à la production de gaz naturel, une opinion plus favorable que les répondants des autres régions du Québec.

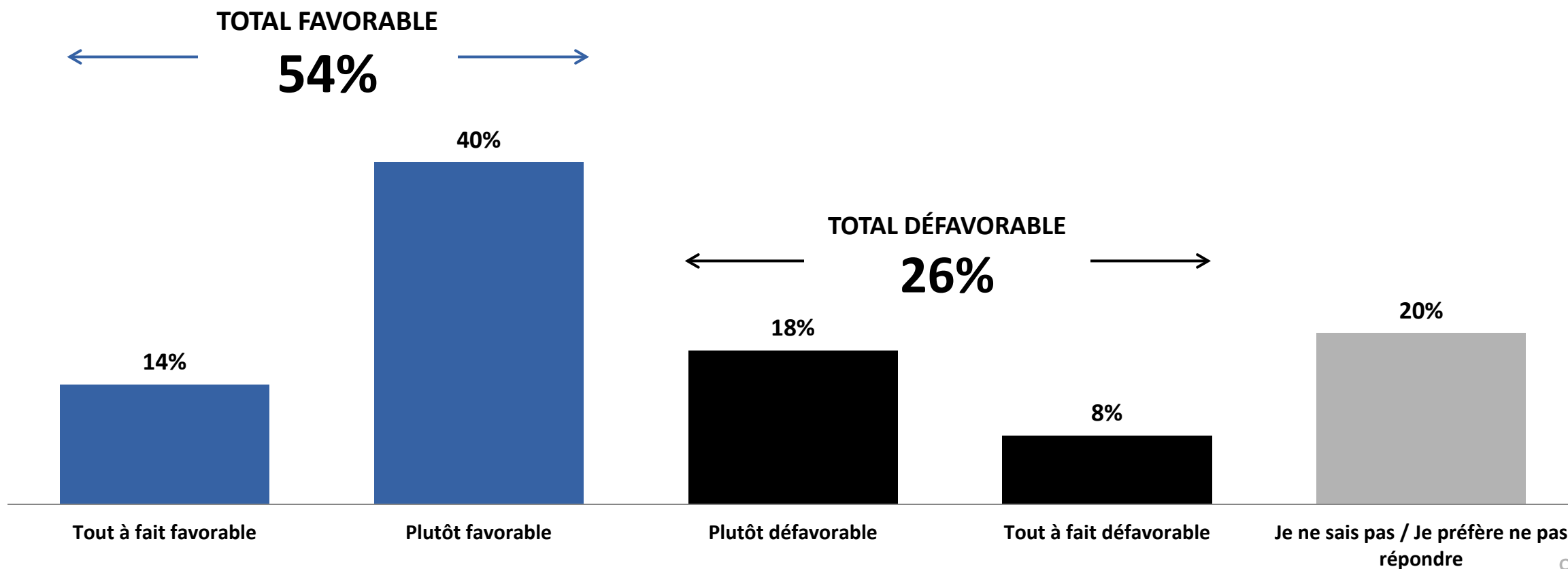
The image shows four large, spherical industrial storage tanks, likely for liquefied natural gas (LNG), arranged in a row at a facility. The tanks are illuminated by bright lights, creating a strong lens flare effect. The scene is set against a dramatic sunset sky with soft, colorful clouds. In the background, there is a dense line of green trees on a hillside. The foreground consists of some dry, brownish vegetation and a fence line. The overall atmosphere is industrial yet serene due to the natural lighting.

RÉSULTATS DÉTAILLÉS

# PERCEPTION GÉNÉRALE À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC (1/3)

Q1. De manière générale, dans quelle mesure êtes-vous en faveur de la production de gaz naturel au Québec ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)



# PERCEPTION GÉNÉRALE À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC (2/3)

Q1. De manière générale, dans quelle mesure êtes-vous en faveur de la production de gaz naturel au Québec ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non
n=	2 800	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>54%</b>	<b>61%</b>	<b>47%</b>	<b>49%</b>	55%	56%	54%	54%	54%	54%	54%	<b>73%</b>	<b>53%</b>
Tout à fait favorable	14%	19%	10%	11%	16%	15%	12%	20%	16%	15%	13%	33%	12%
Plutôt favorable	40%	42%	37%	38%	39%	41%	42%	34%	38%	39%	41%	40%	41%
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	<b>24%</b>	27%	<b>23%</b>	28%	<b>23%</b>	22%	<b>30%</b>	<b>27%</b>	<b>21%</b>	24%	27%
Plutôt défavorable	18%	19%	16%	19%	16%	18%	16%	16%	21%	19%	14%	14%	18%
Tout à fait défavorable	8%	9%	7%	8%	7%	9%	8%	6%	9%	8%	8%	10%	8%
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	20%	10%	30%	24%	22%	16%	23%	24%	16%	19%	25%	3%	20%

# PERCEPTION GÉNÉRALE À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC (3/3)

Q1. De manière générale, dans quelle mesure êtes-vous en faveur de la production de gaz naturel au Québec ?

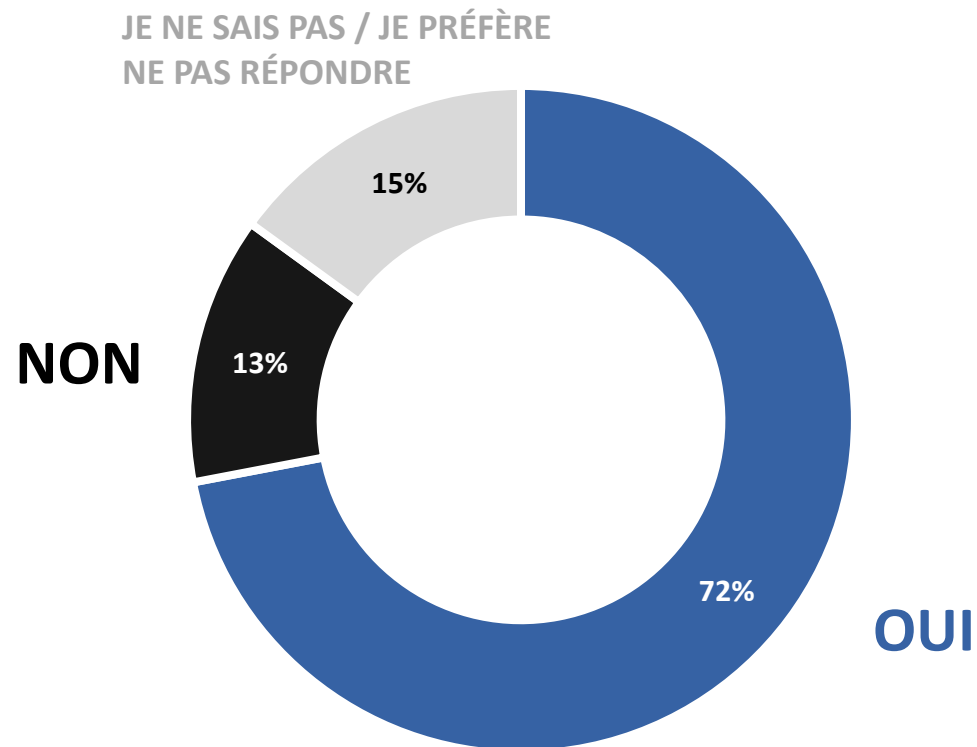
Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
n=	2 800	400	400	400	400	400	300	500
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>54%</b>	53%	54%	57%	50%	54%	56%	54%
<b>Tout à fait favorable</b>	<b>14%</b>	<b>18%</b>	15%	<b>20%</b>	12%	13%	<b>19%</b>	13%
<b>Plutôt favorable</b>	<b>40%</b>	35%	39%	38%	37%	41%	37%	42%
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>26%</b>	27%	29%	26%	<b>34%</b>	30%	22%	<b>23%</b>
<b>Plutôt défavorable</b>	<b>18%</b>	18%	20%	19%	<b>25%</b>	21%	15%	<b>14%</b>
<b>Tout à fait défavorable</b>	<b>8%</b>	9%	8%	7%	9%	9%	7%	8%
<b>Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre</b>	<b>20%</b>	19%	17%	<b>16%</b>	<b>16%</b>	<b>16%</b>	22%	<b>23%</b>

## PARTICIPATION DES PREMIÈRES NATIONS À DES PROJETS PILOTES (1/3)

Q6. Si les Premières Nations voulaient participer à des projets pilotes démontrant la production de gaz naturel sans émissions, croyez-vous que le gouvernement du Québec devrait leur accorder cette possibilité ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)



## PARTICIPATION DES PREMIÈRES NATIONS À DES PROJETS PILOTES (2/3)

**Q6. Si les Premières Nations voulaient participer à des projets pilotes démontrant la production de gaz naturel sans émissions, croyez-vous que le gouvernement du Québec devrait leur accorder cette possibilité ?**

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC de manière générale		En faveur d'un projet pilote	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non	Favorable	Défavorable	Favorable	Défavorable
n=	2 800	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231	1514	794	1923	550
Oui	<b>72%</b>	71%	72%	<b>78%</b>	72%	<b>68%</b>	73%	75%	<b>70%</b>	72%	71%	76%	74%	<b>82%</b>	<b>57%</b>	<b>86%</b>	<b>37%</b>
Non	<b>13%</b>	<b>18%</b>	<b>9%</b>	<b>11%</b>	12%	<b>15%</b>	12%	10%	<b>15%</b>	<b>14%</b>	<b>9%</b>	<b>18%</b>	<b>13%</b>	<b>8%</b>	<b>27%</b>	<b>7%</b>	<b>42%</b>
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	<b>15%</b>	<b>11%</b>	<b>19%</b>	<b>12%</b>	15%	<b>17%</b>	15%	15%	15%	<b>14%</b>	<b>19%</b>	<b>6%</b>	<b>13%</b>	<b>10%</b>	<b>17%</b>	<b>7%</b>	<b>21%</b>

# PARTICIPATION DES PREMIÈRES NATIONS À DES PROJETS PILOTES (3/3)

**Q6. Si les Premières Nations voulaient participer à des projets pilotes démontrant la production de gaz naturel sans émissions, croyez-vous que le gouvernement du Québec devrait leur accorder cette possibilité ?**

Base : Tous les répondants (n=2 800)

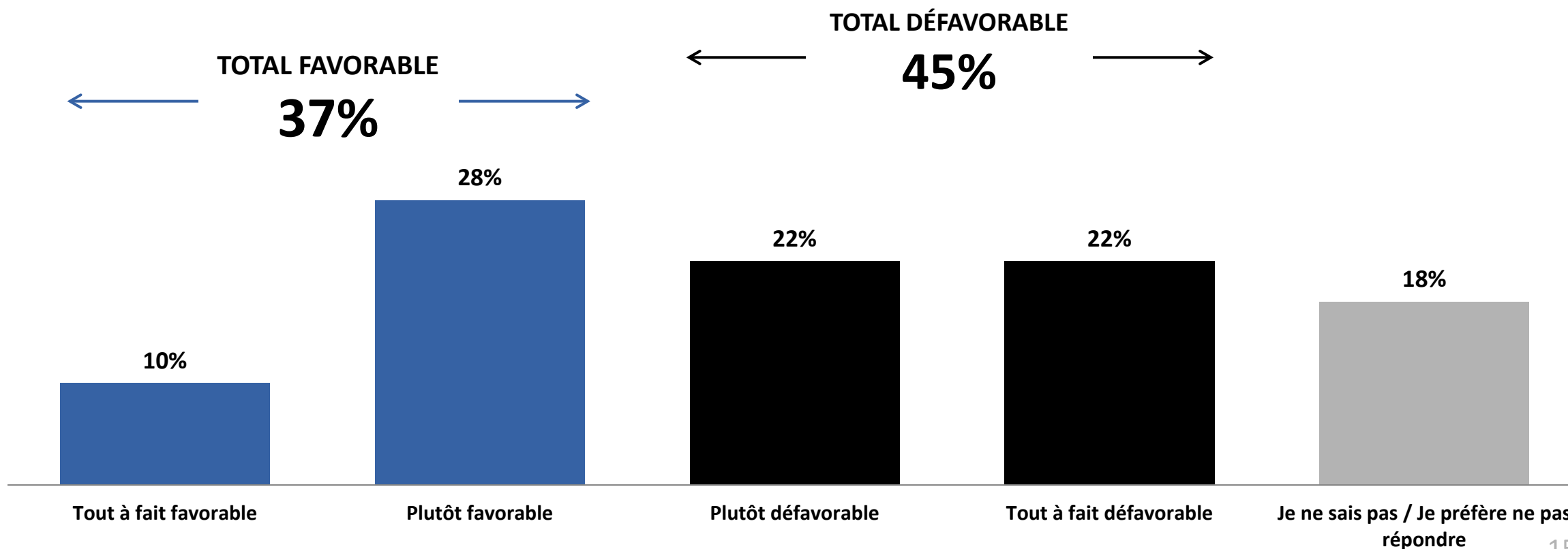
	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
	n= 2 800	400	400	400	400	400	300	500
Oui	72%	65%	66%	73%	71%	72%	73%	73%
Non	13%	18%	13%	13%	13%	14%	12%	13%
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	15%	17%	21%	14%	15%	14%	15%	14%

# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC AVEC LA MÉTHODE TRADITIONNELLE DE FRACTURATION (1/3)

Q2. La fracturation fait partie du processus d'extraction de gaz naturel. Elle consiste à forer (percer un trou) dans la terre avant qu'un mélange d'eau à haute pression ne soit dirigé vers la roche pour libérer le gaz à l'intérieur.

Si la production de gaz naturel devait se faire par la technologie de fracturation, seriez-vous en faveur de produire le gaz naturel au Québec ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)



# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC AVEC LA MÉTHODE TRADITIONNELLE DE FRACTURATION (2/3)

Q2. La fracturation fait partie du processus d'extraction de gaz naturel. Elle consiste à forer (percer un trou) dans la terre avant qu'un mélange d'eau à haute pression ne soit dirigé vers la roche pour libérer le gaz à l'intérieur.

Si la production de gaz naturel devait se faire par la technologie de fracturation, seriez-vous en faveur de produire le gaz naturel au Québec ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC de manière générale	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non	Favorable	Défavorable
n=	2 800	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231	1514	794
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>37%</b>	39%	36%	<b>42%</b>	38%	<b>34%</b>	36%	<b>49%</b>	36%	37%	39%	<b>63%</b>	<b>35%</b>	<b>59%</b>	<b>5%</b>
Tout à fait favorable	10%	<b>12%</b>	<b>7%</b>	9%	<b>13%</b>	<b>8%</b>	<b>7%</b>	<b>18%</b>	10%	9%	11%	<b>29%</b>	<b>7%</b>	<b>17%</b>	<b>1%</b>
Plutôt favorable	28%	27%	28%	<b>34%</b>	<b>25%</b>	26%	28%	32%	26%	27%	28%	<b>35%</b>	<b>28%</b>	<b>43%</b>	<b>4%</b>
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>45%</b>	<b>50%</b>	<b>39%</b>	<b>35%</b>	46%	<b>50%</b>	46%	<b>34%</b>	45%	45%	42%	<b>32%</b>	<b>48%</b>	<b>29%</b>	<b>87%</b>
Plutôt défavorable	22%	22%	22%	<b>16%</b>	<b>26%</b>	22%	23%	20%	21%	23%	21%	<b>12%</b>	<b>24%</b>	<b>17%</b>	<b>35%</b>
Tout à fait défavorable	22%	<b>29%</b>	<b>16%</b>	<b>18%</b>	<b>19%</b>	<b>27%</b>	23%	<b>15%</b>	24%	23%	21%	19%	24%	<b>12%</b>	<b>53%</b>
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	18%	<b>11%</b>	<b>25%</b>	<b>23%</b>	17%	<b>17%</b>	18%	16%	19%	18%	19%	<b>5%</b>	<b>17%</b>	<b>12%</b>	<b>7%</b>

# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC AVEC LA MÉTHODE TRADITIONNELLE DE FRACTURATION (3/3)

Q2. La fracturation fait partie du processus d'extraction de gaz naturel. Elle consiste à forer (percer un trou) dans la terre avant qu'un mélange d'eau à haute pression ne soit dirigé vers la roche pour libérer le gaz à l'intérieur.

Si la production de gaz naturel devait se faire par la technologie de fracturation, seriez-vous en faveur de produire le gaz naturel au Québec ?

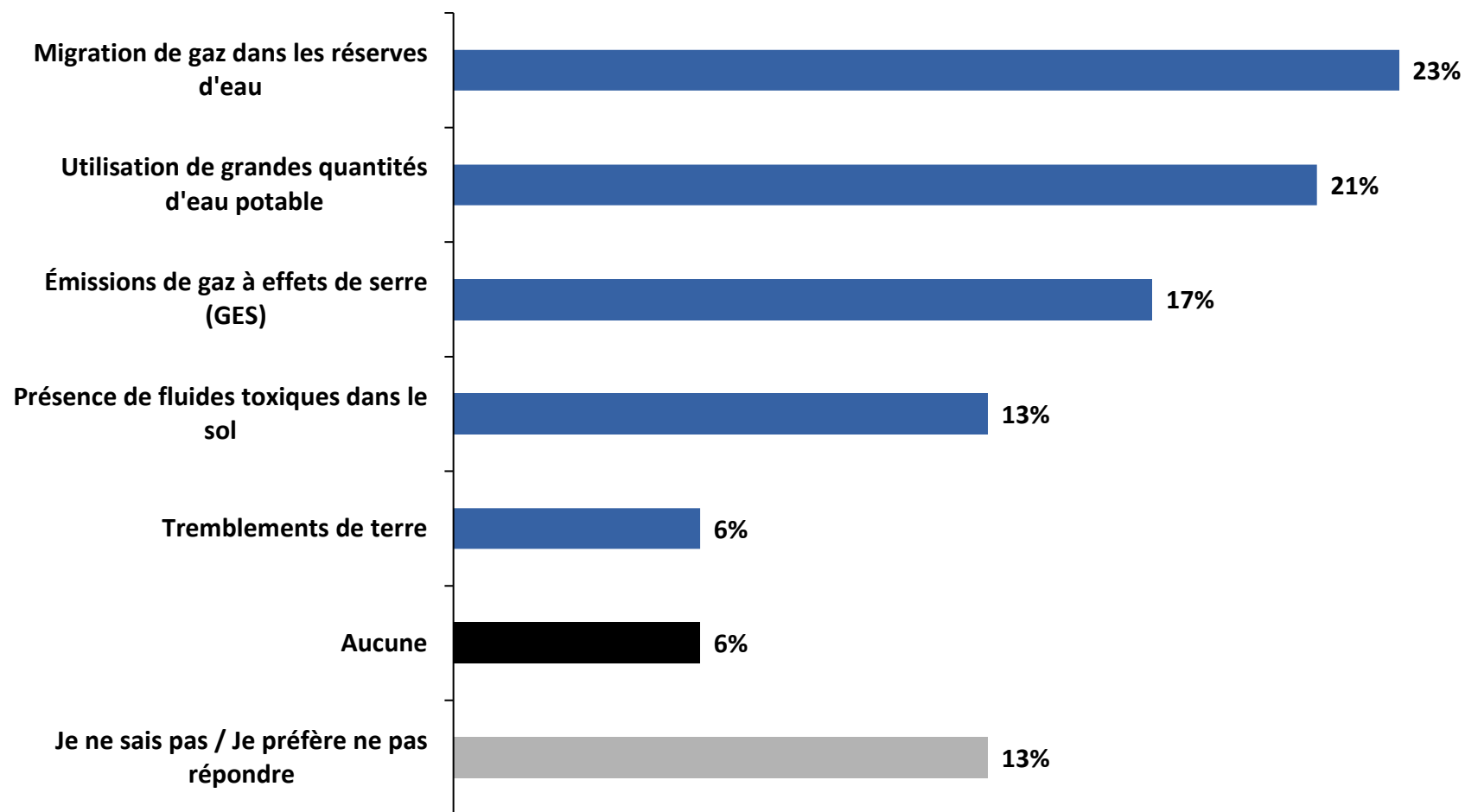
Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
n=	2 800	400	400	400	400	400	300	500
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>37%</b>	41%	36%	37%	<b>33%</b>	36%	<b>49%</b>	35%
Tout à fait favorable	10%	<b>14%</b>	10%	11%	<b>6%</b>	9%	<b>17%</b>	8%
Plutôt favorable	28%	28%	25%	26%	27%	27%	32%	27%
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>45%</b>	40%	47%	45%	48%	45%	<b>34%</b>	47%
Plutôt défavorable	22%	<b>16%</b>	25%	21%	25%	19%	20%	23%
Tout à fait défavorable	22%	24%	22%	24%	23%	<b>26%</b>	<b>14%</b>	24%
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	18%	19%	17%	19%	19%	18%	17%	18%

# PRINCIPALE PRÉOCCUPATION À L'ÉGARD DE LA MÉTHODE DE FRACTURATION TRADITIONNELLE (1/3)

Q3. Quelle est votre principale préoccupation par rapport au processus de fracturation pour extraire du gaz naturel parmi les choix suivants ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)



TOTAL PRÉOCCUPÉ(E)  
**81%**

# PRINCIPALE PRÉOCCUPATION À L'ÉGARD DE LA MÉTHODE DE FRACTURATION TRADITIONNELLE (2/3)

Q3. Quelle est votre principale préoccupation par rapport au processus de fracturation pour extraire du gaz naturel parmi les choix suivants ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC de manière générale		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC avec fracturation	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non	Favorable	Défavorable	Favorable	Défavorable
	n= 2 800	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231	1514	794	1023	1294
<b>TOTAL PRÉOCCUPÉ(E)</b>	<b>81%</b>	82%	80%	84%	80%	80%	81%	74%	83%	82%	78%	81%	84%	81%	95%	75%	97%
Migration de gaz dans les réserves d'eau	23%	26%	20%	15%	23%	28%	22%	19%	26%	24%	20%	22%	24%	23%	32%	16%	33%
Utilisation de grandes quantités d'eau potable	21%	22%	21%	21%	21%	22%	20%	24%	23%	24%	13%	18%	23%	25%	18%	23%	23%
Émissions de gaz à effets de serre (GES)	17%	16%	19%	28%	14%	14%	19%	13%	17%	17%	17%	20%	18%	14%	26%	16%	20%
Présence de fluides toxiques dans le sol	13%	13%	13%	13%	16%	11%	14%	14%	12%	13%	16%	10%	14%	14%	14%	12%	15%
Tremblements de terre	6%	5%	6%	7%	5%	5%	6%	5%	5%	4%	11%	11%	5%	6%	5%	7%	6%
Aucune	6%	8%	4%	5%	7%	6%	4%	15%	6%	6%	6%	16%	5%	9%	1%	13%	1%
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	13%	9%	17%	11%	13%	14%	15%	11%	11%	12%	16%	4%	12%	9%	4%	13%	2%

# PRINCIPALE PRÉOCCUPATION À L'ÉGARD DE LA MÉTHODE TRADITIONNELLE DE FRACTURATION (3/3)

Q3. Quelle est votre principale préoccupation par rapport au processus de fracturation pour extraire du gaz naturel parmi les choix suivants ?

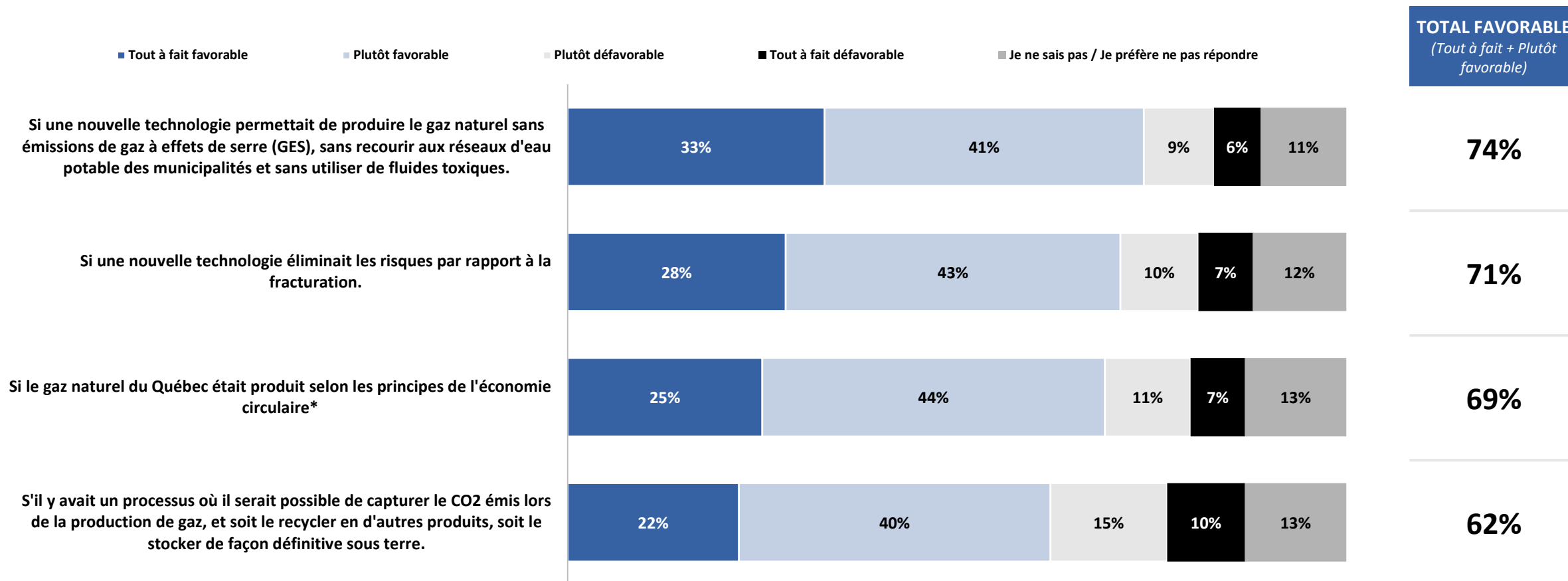
Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
	n= 2 800	400	400	400	400	400	300	500
<b>TOTAL PRÉOCCUPÉ(E)</b>	<b>81%</b>	80%	81%	<b>86%</b>	<b>85%</b>	82%	<b>73%</b>	81%
Migration de gaz dans les réserves d'eau	<b>23%</b>	25%	25%	22%	26%	25%	21%	23%
Utilisation de grandes quantités d'eau potable	<b>21%</b>	24%	<b>28%</b>	25%	<b>28%</b>	23%	22%	<b>17%</b>
Émissions de gaz à effets de serre (GES)	<b>17%</b>	17%	<b>13%</b>	18%	17%	17%	<b>12%</b>	<b>19%</b>
Présence de fluides toxiques dans le sol	<b>13%</b>	10%	12%	<b>17%</b>	12%	13%	12%	14%
Tremblements de terre	<b>6%</b>	<b>3%</b>	<b>3%</b>	4%	<b>3%</b>	5%	6%	<b>7%</b>
<b>Aucune</b>	<b>6%</b>	5%	5%	4%	4%	6%	<b>14%</b>	5%
<b>Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre</b>	<b>13%</b>	15%	14%	10%	11%	12%	13%	14%

# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTES CONDITIONS (1/3)

**Q4. Veuillez indiquer dans quelle mesure vous seriez favorable à la production de gaz naturel au Québec selon les conditions suivantes.**

Base : Tous les répondants (n=2 800)



\*Définition de l'économie circulaire montrée aux répondants: « Réutiliser, partager, réparer, remettre à neuf et recycler les ressources pour créer un système en boucle fermée, minimisant l'utilisation des ressources et la création de déchets, de pollution et d'émissions de gaz à effet de serre (GES). »

# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTES CONDITIONS (2/3)

Q4. Veuillez indiquer dans quelle mesure vous seriez favorable à la production de gaz naturel au Québec selon les conditions suivantes.

Base : Tous les répondants (n=2 800)

% TOTAL FAVORABLE PRÉSENTÉ (Tout à fait + Plutôt favorable)	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC de manière générale		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC avec fracturation	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non	Favorable	Défavorable	Favorable	Défavorable
		n=															
Si une nouvelle technologie permettait de produire le gaz naturel sans émissions de gaz à effets de serre (GES), sans recourir aux réseaux d'eau potable des municipalités et sans utiliser de fluides toxiques.	74%	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231	1514	794	1023	1294
Si une nouvelle technologie éliminait les risques par rapport à la fracturation.	71%																
Si le gaz naturel du Québec était produit selon les principes de l'économie circulaire*	69%																
S'il y avait un processus où il serait possible de capturer le CO2 émis lors de la production de gaz, et soit le recycler en d'autres produits, soit le stocker de façon définitive sous terre.	62%																

\*Définition de l'économie circulaire montrée aux répondants: « Réutiliser, partager, réparer, remettre à neuf et recycler les ressources pour créer un système en boucle fermée, minimisant l'utilisation des ressources et la création de déchets, de pollution et d'émissions de gaz à effet de serre (GES). »

# PERCEPTION À L'ÉGARD DE LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC SELON DIFFÉRENTES CONDITIONS (3/3)

**Q4. Veuillez indiquer dans quelle mesure vous seriez favorable à la production de gaz naturel au Québec selon les conditions suivantes.**

Base : Tous les répondants (n=2 800)

% TOTAL FAVORABLE PRÉSENTÉ (Tout à fait + Plutôt favorable)	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
	n= 2 800	400	400	400	400	400	300	500
Si une nouvelle technologie permettait de produire le gaz naturel sans émissions de gaz à effets de serre (GES), sans recourir aux réseaux d'eau potable des municipalités et sans utiliser de fluides toxiques.	<b>74%</b>	77%	75%	76%	76%	74%	77%	<b>71%</b>
Si une nouvelle technologie éliminait les risques par rapport à la fracturation.	<b>71%</b>	68%	71%	73%	74%	70%	74%	69%
Si le gaz naturel du Québec était produit selon les principes de l'économie circulaire*	<b>69%</b>	68%	69%	73%	70%	70%	74%	67%
S'il y avait un processus où il serait possible de capturer le CO2 émis lors de la production de gaz, et soit le recycler en d'autres produits, soit le stocker de façon définitive sous terre.	<b>62%</b>	62%	61%	62%	<b>67%</b>	59%	66%	60%

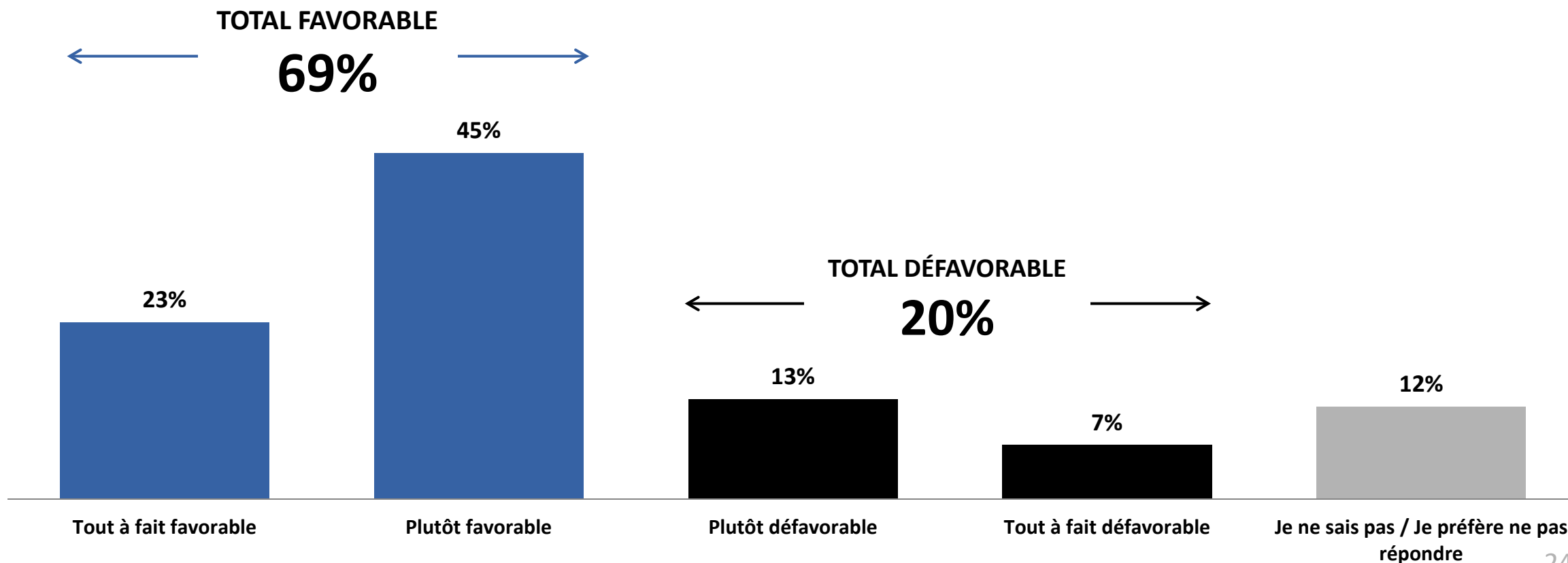
\*Définition de l'économie circulaire montrée aux répondants: « Réutiliser, partager, réparer, remettre à neuf et recycler les ressources pour créer un système en boucle fermée, minimisant l'utilisation des ressources et la création de déchets, de pollution et d'émissions de gaz à effet de serre (GES). »

# PERCEPTION À L'ÉGARD D'UN PROJET PILOTE POUR LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL SANS GES (1/3)

Q5. Un projet pilote est proposé pour démontrer l'existence d'une technologie qui produirait du gaz naturel québécois sans émissions de gaz à effet de serre (GES) et qui capturerait et stockerait le CO2.

Dans quelle mesure seriez-vous en faveur d'un tel projet pilote s'il se déroule dans une communauté qui serait prête à l'accueillir ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)



# PERCEPTION À L'ÉGARD D'UN PROJET PILOTE POUR LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL SANS GES (2/3)

Q5. Un projet pilote est proposé pour démontrer l'existence d'une technologie qui produirait du gaz naturel québécois sans émissions de gaz à effet de serre (GES) et qui capturerait et stockerait le CO2.

Dans quelle mesure seriez-vous en faveur d'un tel projet pilote s'il se déroule dans une communauté qui serait prête à l'accueillir ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Sexe		Âge			Région			Langue maternelle		A entendu parler de l'étude indépendante		En faveur de la prod. de gaz naturel au QC de manière générale	
		Homme	Femme	18-34	35-54	55+	MTL RMR	QC RMR	Autres	Français	Anglais et autres	Oui	Non	Favorable	Défavorable
n=	2 800	1359	1441	669	943	1188	671	210	1919	2374	426	329	2231	1514	794
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>69%</b>	<b>73%</b>	<b>64%</b>	71%	69%	67%	68%	71%	69%	70%	65%	<b>79%</b>	<b>69%</b>	<b>89%</b>	<b>43%</b>
Tout à fait favorable	23%	29%	18%	27%	21%	22%	23%	25%	23%	23%	25%	40%	21%	36%	6%
Plutôt favorable	45%	44%	47%	44%	48%	44%	45%	46%	45%	47%	41%	39%	48%	53%	37%
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>20%</b>	21%	19%	17%	19%	22%	19%	17%	21%	20%	18%	19%	20%	7%	49%
Plutôt défavorable	13%	13%	13%	11%	13%	14%	12%	12%	14%	13%	11%	12%	13%	6%	28%
Tout à fait défavorable	7%	8%	6%	6%	7%	8%	8%	5%	6%	7%	6%	7%	7%	1%	21%
Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre	12%	7%	17%	12%	12%	12%	13%	12%	11%	10%	17%	2%	10%	5%	7%

# PERCEPTION À L'ÉGARD D'UN PROJET PILOTE POUR LA PRODUCTION DE GAZ NATUREL SANS GES (3/3)

Q5. Un projet pilote est proposé pour démontrer l'existence d'une technologie qui produirait du gaz naturel québécois sans émissions de gaz à effet de serre (GES) et qui capturerait et stockerait le CO2.

Dans quelle mesure seriez-vous en faveur d'un tel projet pilote s'il se déroule dans une communauté qui serait prête à l'accueillir ?

Base : Tous les répondants (n=2 800)

	TOTAL	Régions détaillées						
		Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	Laurentides / Lanaudière	Mauricie / Centre-du-Québec	Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	Montréal / Laval / Montérégie
n=	2 800	400	400	400	400	400	300	500
<b>TOTAL FAVORABLE</b>	<b>69%</b>	69%	67%	69%	70%	70%	72%	67%
<b>Tout à fait favorable</b>	<b>23%</b>	27%	20%	24%	21%	23%	25%	23%
<b>Plutôt favorable</b>	<b>45%</b>	42%	47%	45%	49%	47%	47%	44%
<b>TOTAL DÉFAVORABLE</b>	<b>20%</b>	18%	16%	20%	21%	20%	17%	20%
<b>Plutôt défavorable</b>	<b>13%</b>	13%	10%	15%	14%	13%	13%	12%
<b>Tout à fait défavorable</b>	<b>7%</b>	6%	6%	5%	7%	7%	<b>4%</b>	8%
<b>Je ne sais pas / Je préfère ne pas répondre</b>	<b>12%</b>	13%	<b>16%</b>	10%	9%	11%	11%	13%



# PROFIL DES RÉPONDANTS

# PROFIL DES RÉPONDANTS

Base : Tous les répondants

TOTAL

n= 2 800

## Sexe

Homme	49%
Femme	51%

## Âge

De 18 à 24 ans	10%
De 25 à 34 ans	15%
De 35 à 44 ans	16%
De 45 à 54 ans	17%
De 55 à 64 ans	18%
De 65 à 74 ans	17%
75 ans ou plus	5%

## Région de résidence

Côte-Nord / Saguenay-Lac-Saint-Jean	5%
Gaspésie / Bas-Saint-Laurent	4%
Nord-du-Québec / Abitibi / Outaouais	6%
Laurentides / Lanaudière	17%
Mauricie / Centre-du-Québec	10%
Capitale-Nationale / Chaudière-Appalaches	14%
Montréal / Laval / Montérégie	45%

## Présence d'enfants dans le ménage

Oui	25%
Non	75%

## Langue maternelle

Français	77%
Anglais	16%
Autre	7%

Base : Tous les répondants

TOTAL

n= 2 800

## Scolarité

Primaire/Secondaire	31%
Collégial	43%
Universitaire	25%

## Situation d'emploi

Employé(e) à temps plein	46%
Employé(e) à temps partiel	6%
À votre compte / travailleur autonome	5%
Étudiant(e)	7%
Au foyer	3%
Sans emploi	4%
Retraité(e)	30%

## Statut marital

Célibataire	28%
Marié(e) ou conjoint(e) de fait	58%
Veuf(ve)	4%
Séparé(e)	2%
Divorcé(e)	7%

## Revenu

39 999 \$ et moins	22%
40 000 \$ à 59 999 \$	16%
60 000 \$ à 79 999 \$	14%
80 000 \$ à 99 999 \$	14%
100 000 \$ et plus	23%

Note : Pour chacune des catégories de profil, le complément à 100% correspond aux mentions « Ne sait pas » et « Refus ».




ÉQUIPE


# ÉQUIPE

Pour plus d'informations, veuillez contacter ...

**Éric Chalifoux**

Directeur de recherche sénior

 [echalifoux@leger360.com](mailto:echalifoux@leger360.com)

 514-982-2464 poste 3118

**Équipe**

**Éric Chalifoux**, Directeur de recherche sénior

**Stefan Rakoto**, Analyste de recherche sénior

# LeSger

LA PLUS GRANDE FIRME  
DE SONDAGE, DE RECHERCHE  
MARKETING ET ANALYTIQUE  
À PROPRIÉTÉ CANADIENNE

MONTRÉAL • QUÉBEC

TORONTO • WINNIPEG • EDMONTON • CALGARY

VANCOUVER • PHILADELPHIE

## NOS SERVICES

- **Léger**  
Recherche marketing et sondage
- **Léger MetriCX**  
Services-conseils en expérience client
- **Léger Analytique (LEA)**  
Analyse de modélisation de données
- **Léger Opinion (LEO)**  
Gestion de panel
- **Léger Communauté**  
Gestion de communautés en ligne
- **Léger Numérique**  
Stratégie numérique et expérience utilisateur
- **Recherche internationale**  
Worldwide Independent Network (WIN)

**600**  
EMPLOYÉS



**185**  
CONSULTANTS



**8**  
BUREAUX

MONTRÉAL | QUÉBEC | TORONTO | WINNIPEG  
EDMONTON | CALGARY | VANCOUVER | PHILADELPHIE

# NOTRE ENGAGEMENT QUALITÉ



Léger est membre du [Conseil de recherche et d'intelligence marketing canadien \(CRIC\)](#), l'association officielle de l'industrie des études de marché, des sondages et de l'intelligence marketing.



Léger est membre d'[ESOMAR](#) (European Society for Opinion and Market Research), l'association mondiale des professionnels des enquêtes d'opinion et des études marketing. À ce titre, Léger s'engage à appliquer le [code international ICC/ESOMAR](#) des études de marché, études sociales et d'opinion et de l'analytique des données.



Léger est aussi membre d'[Insights Association](#), l'association américaine pour la recherche marketing et l'analytique.



Léger est un commanditaire de [PAIM Canada](#), l'association officielle des professionnels agréés en analytique et intelligence marketing au Canada. PAIM respecte les normes du CRIC en matière de recherche marketing et de recherche sur l'opinion publique. PAIM Canada est approuvée à l'échelle internationale par ESOMAR et le MRII/Université de Géorgie.

# Léger

---

*Comprendre le monde*



## Annexe C

Rapport technique sur le profil environnemental de l'initiative Québec gaz propre  
et comparaison avec d'autres chaînes d'approvisionnement

**TECHNICAL REPORT**

**ENVIRONMENTAL PROFILE OF THE QUEBEC CLEAN GAS INITIATIVE AND COMPARISON WITH OTHER SUPPLY CHAINS**

**JUNE 2019**

*Prepared for :*

**Quebec Oil and Gas Association (QOGA-APGQ)**

Care of Mr. Mario Levesque

President QOGA-APGQ



This report was prepared by the International Reference Centre for the Life Cycle of Products, Processes and Services (CIRAIG).

Established in 2001, the CIRAIG was created to meet the demands of industry and governments to develop leading edge academic expertise in sustainable development tools. The CIRAIG is an internationally acclaimed centre of expertise in life cycle issues. The centre collaborates with many research centres worldwide and actively participates in the United Nations Environment Programme (UNEP) and the Society of Environmental Toxicology and Chemistry (SETAC)'s Life Cycle Initiative.

The CIRAIG has developed a recognized expertise in life cycle tools including Life Cycle Assessment (LCA) and Social Life Cycle Assessment (SLCA). Completing this expertise, its research projects also cover Life Cycle Costing (LCC) and other tools such as carbon and water footprinting. CIRAIG's activities include applied research projects that span several activity sectors including energy, aerospace, agri-food, waste management, forestry and pulp and paper, mining and metals, chemical products, telecommunications, financial services, urban infrastructure management, transport as well as green product design.

## **WARNING**

The authors are responsible for the selection and presentation of the results. The opinions expressed in this document are those of the members of the project team and do not reflect those of the CIRAIG, Polytechnique Montréal or the ESG-UQAM.

With the exception of documents produced by the CIRAIG, such as this report, a written consent by a duly authorized representative of CIRAIG or Polytechnique Montréal must be obtained prior to any use of the name CIRAIG or Polytechnique Montréal in a public disclosure related to this project and its results.

## **CIRAIG**

International Reference Centre for the Life Cycle  
of Products, Processes and Services  
Polytechnique Montréal  
Chemical Engineering Department  
3333 Chemin Queen-Mary, suite 310  
Montréal (Quebec) Canada  
H3V 1A2  
[www.ciraig.org](http://www.ciraig.org)

## Working group

---

### Authors

Pierre-Olivier Roy, Ph.D.

Lead Energy

---

Jean-François Ménard, B. Eng.

Technical support, review

---

### Collaboration

Pierre-Olivier Pineau, Prof.

Sophie Fallaha, B. Eng., M. Sc.

Executive director, CIRAIG

Project Coordination

### Project Management

Pr Réjean Samson, Eng., PhD

Director-General, CIRAIG

---

## Summary

---

Life cycle assessment (LCA) compiles and assess the inputs, outputs, and potential environmental impacts of a product system throughout its life cycle. The LCA methodology is regulated by the International Organisation for Standardisation (ISO), and, more specifically, by the ISO 14 040:44 standard.

The Quebec Oil and Gas Association (QOGA-APGQ) is considering the technical feasibility and related potential environmental impact of extracting natural gas by electrifying on-site equipment, limiting on-site fugitive emissions, water use, and the use of potentially (eco)toxic chemicals with current technologies and approaches– the Clean Gas initiative as dubbed by the QOGA.

Numerous studies have assessed greenhouse gas (GHG) emissions from conventional or unconventional natural gas extraction. Considering that GHG estimates from past studies rely on a range of assumptions and geographical context, the QOGA wishes to assess the environmental life cycle impacts of different natural gas supply chains from extraction to use in Quebec (and possible indirect effects). Natural gas use corresponds to its combustion for electricity and heat generation, fuel for vehicles, and feedstock for methanol and urea production.

Therefore, the QOGA mandated the CIRAIG to:

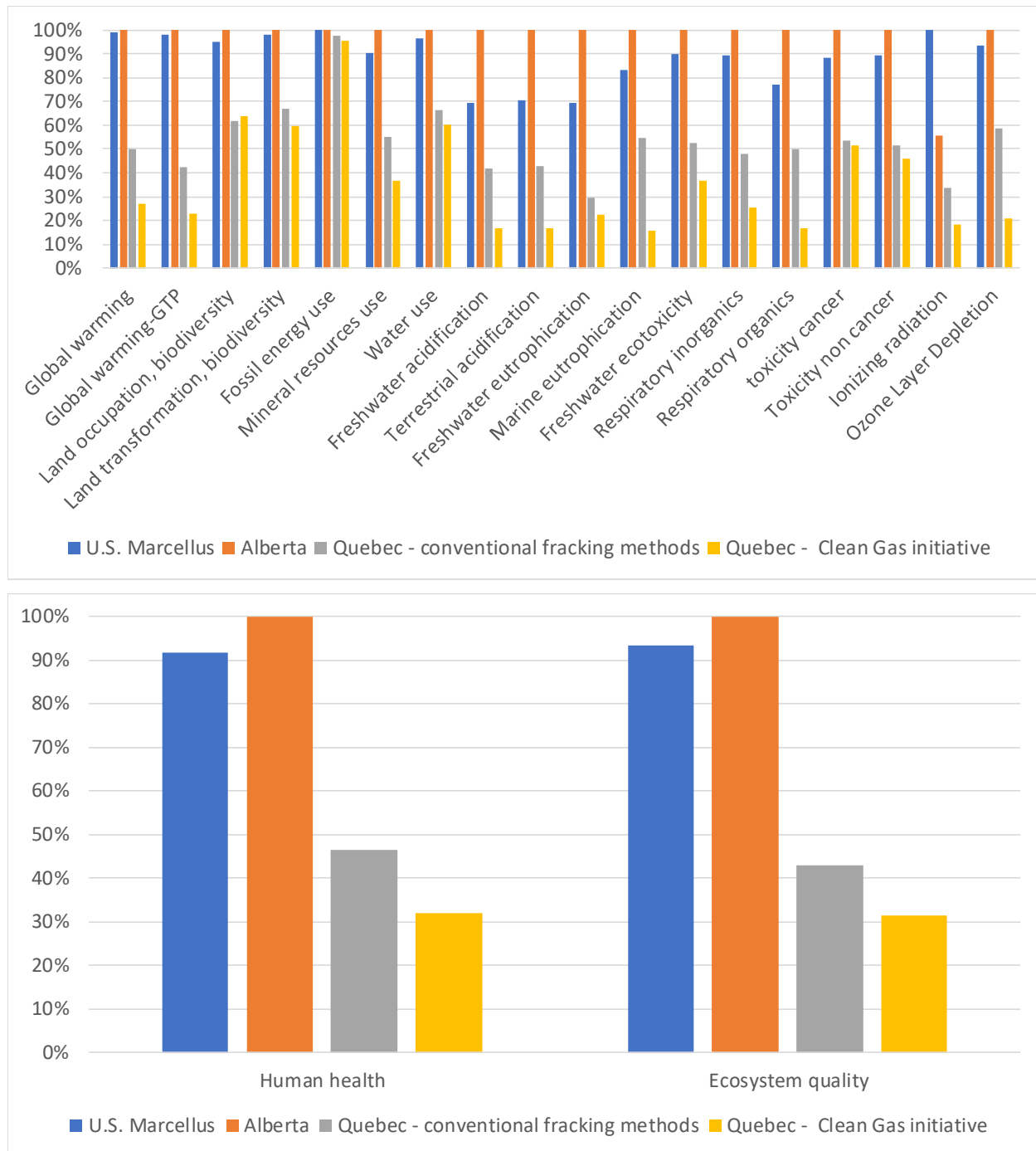
***“Establish and compare the potential environmental life cycle impacts of different supply chains for natural gas used in Quebec.”***

**It should be noted that this study doesn’t aim to take any position (for or against) regarding the current Quebec moratorium on natural gas extraction. It merely aims to compare environmental life cycle indicators from different extraction process including the theoretical framework the QOGA is putting forward – dubbed the Clean Gas initiative by the QOGA.**

This study compared four different supply chains for natural gas: Marcellus U.S. natural gas, Alberta natural gas, Quebec natural gas extracted with conventional methods (like the ones considered during the shale gas environmental strategic assessment), and Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative.

The environmental profile, i.e. a set of life cycle environmental impact indicator results covering preliminary work, exploration, extraction, site closure, processing, transmission, and distribution, of all studied natural gas systems showed that the extraction stage is the major contributor to most environmental indicator results. The processing and exploration stages are also relatively important contributors - transmission, distribution, and site closure are only minor contributors.

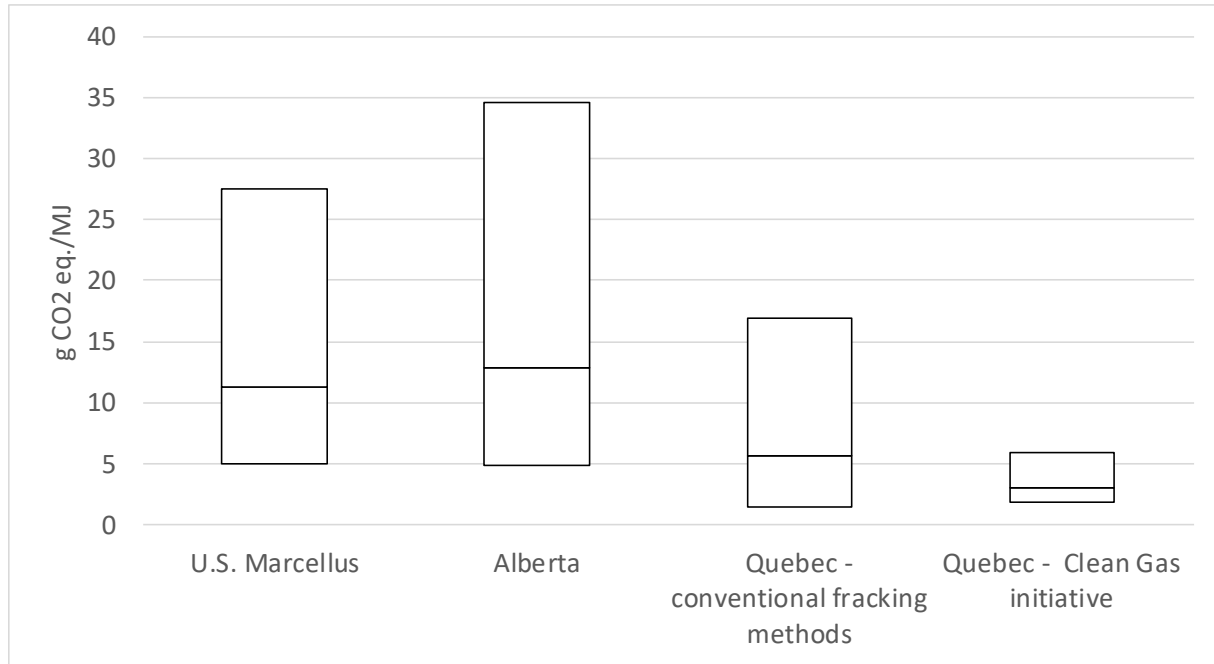
When compared (see next figure), there is little difference between U.S. Marcellus natural gas and Alberta natural gas. However, **Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative shows lower environmental indicator results. It also shows lower results than natural gas extracted with conventional fracking methods in Quebec.**



**Figure S1 : Comparison of environmental profiles with the IMPACT World+ LCIA method**

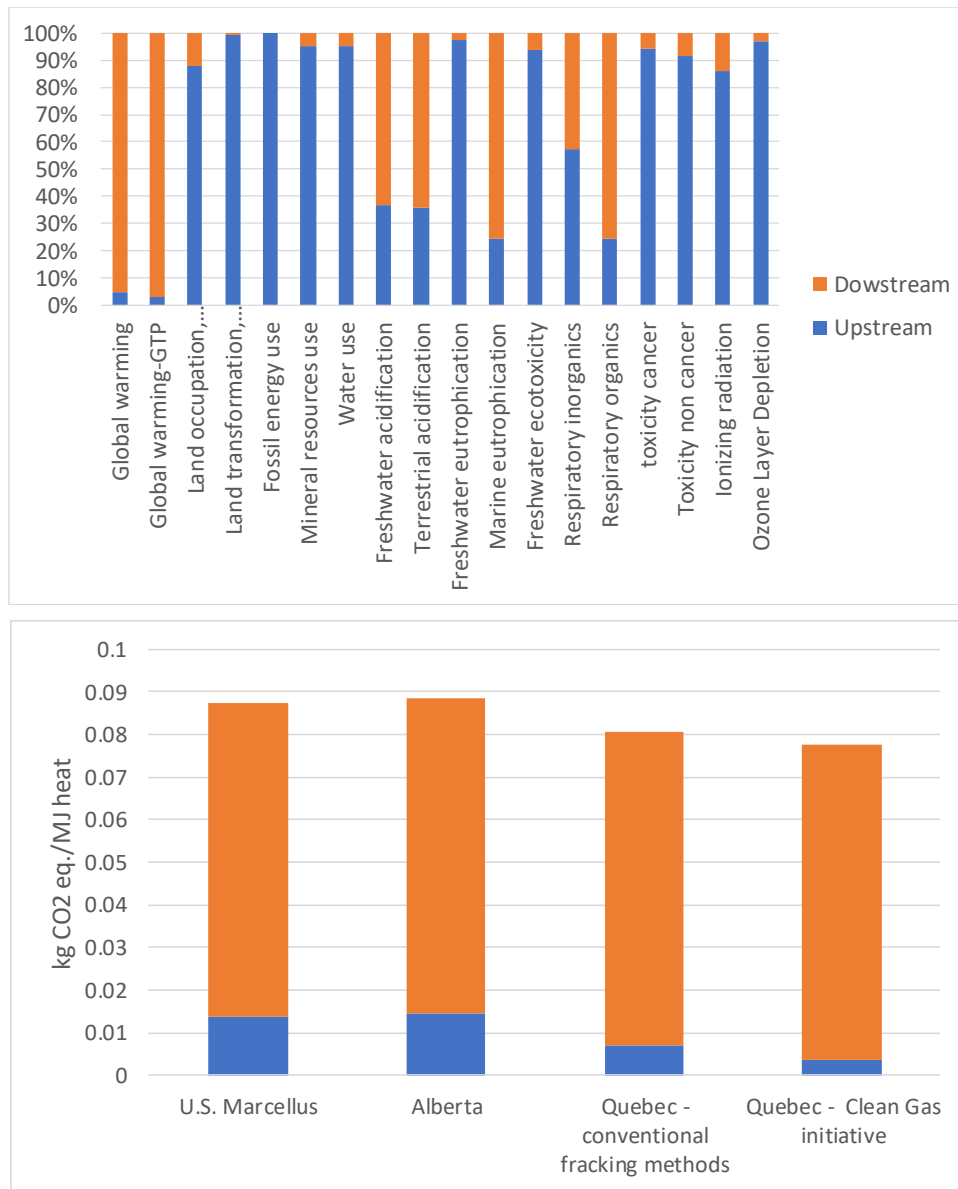
Several sensitivity analyses were done – analysis with another life cycle impact assessment (LCIA) method, change in global warming potential (GWP) time horizon, variation of estimated ultimate recovery (EUR), and variation of fugitive emissions rates. While these analyses generated variability in the results, none of those changed the analysis conclusions. Moreover, the uncertainty analysis regarding greenhouse gases (GHG) emissions (see next figure), where all parameters are varied within their min-max distribution, showed that the Quebec Clean Gas initiative natural gas exhibited the lowest variability of all compared systems. Results also showed that only a worst-case scenario for the Clean Gas initiative natural

gas and a best-case scenario for the U.S. Marcellus or Alberta natural gas would present similar levels of GHG emissions.



**Figure S2: GHG emissions uncertainty assessment (95% confidence level) - IMPACT World+ LCIA method**

When the use stage in Quebec (industrial heat, transport fuel, methanol, and urea production) is included, the downstream processes (combustion emissions, infrastructure construction, auxiliary inputs production) are typically the major contributors to the environmental profile. In this regard, Figure S3 shows the contribution of the supply (upstream –from preliminary works to distribution) and the use stage (downstream) for the Clean Gas initiative natural gas (for industrial heat generation).



**Figure S3: Downstream (use stage) and upstream (from preliminary work to distribution) processes contributions for industrial heat generation for the Clean Gas initiative natural gas (above) and focus on GHG emissions for the compared systems for industrial heat (below) – IMPACT World + LCIA method**

Different use scenarios were also accounted for. Three theoretical scenarios are possible:

- **Addition:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas is used in addition to existing energy sources or feedstocks in Quebec for heat generation, as transportation fuel or as feedstock for chemical manufacturing. Natural gas (following the Clean Gas initiative or not) is not typically used for electricity generation in Quebec.
- **Net substitution:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains, decreasing their respective production proportionally.

- **Substitution with indirect effects:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains which – using existing or additional infrastructure – is diverted to new markets either in North America or the world. In those instances, natural gas is either used for electricity or heat generation, as transportation fuel, or as manufacturing feedstock, and can either be used in addition or in a net substitution of existing energy sources and feedstocks. While natural gas is a desired commodity, access to new markets is limited by available infrastructure – pipelines or North American liquefaction terminals for transoceanic exportation.

At this point, **it is impossible to conclude on the long-term occurrence of these scenarios.** However, **in a short-term perspective, the net substitution scenario seems far more likely** due to the lack of infrastructure for extracontinental export and the relatively stable natural gas demand in Quebec and North America. Additional (economic) studies are recommended to establish the most likely scenario.

**These different hypothetical use scenarios rely on a series of assumptions and are therefore uncertain. While a wide range of scenarios was covered, it is still possible that the impact on the international energy market of developing natural gas in Quebec following the Clean Gas initiative might not be correctly represented using these assumptions. While these assumptions are uncertain they can still provide an idea of potential futures.**

In this context, the present assessment leads to the following conclusions:

- **An addition** of natural gas to the current energy sources and feedstocks will only **increase the considered environmental indicator overall results.**
- **A net substitution** by Quebec Clean Gas initiative natural gas of Alberta or U.S. Marcellus natural gas, diesel, methanol or urea from other feedstocks leads to an (albeit sometimes marginal) **overall reduction of the investigated environmental indicator results.**
- **A substitution** by Quebec Clean Gas initiative natural gas of Alberta or U.S. Marcellus natural gas, or crude oil (refined into diesel) **followed by their use:**
  - elsewhere in North America **in addition to the current energy sources**, is most likely to **generate higher indicator** results for most environmental indicators.
  - elsewhere in North America **in net substitution of current energy sources**, is most likely to **generate lower indicator** results for most environmental indicators.
  - in other continents (Alberta or U.S. Marcellus natural gas exported after liquification) **in addition to the current energy sources**, is most likely to **generate higher indicator** results for most environmental indicators. Indicator results are also higher than their North American scenarios counter part.
  - in other continents (Alberta or U.S. Marcellus natural gas exported after liquification) **in net substitution of current energy sources**, is most likely to **generate lower indicator** results for most environmental indicators. Indicator results are also higher than their North American scenarios counter part.

The results of this study can be used to identify the strengths and weaknesses of the investigated natural gas systems and identify conditions for which one alternative seems preferable to another. The results can also be used to identify potential improvement to enhance future studies.

The main limitations of this study include the fact that the study is limited to the investigated natural gas systems and therefore its findings should not be extrapolated to systems in other geographical contexts.

It should also be noted that the environmental indicators are relative expressions and do not predict real impacts, the exceeding of thresholds, safety margins or risks. LCIA indicators are not a substitute for risk analysis and do not provide information on potential incidents or associated hazards. They also do not consider the notion of endangered species. Furthermore, the LCIA method does not cover all possible

environmental impacts associated with human activities; several types of impacts, including those related to noise, odors, indoor air quality, and electromagnetic fields, are not included in this analysis.

It should also be noted that environmental indicators represent an assessment at the global level – meaning that if the Clean Gas initiative globally leads to a reduction in the environmental indicator results, local or regional environmental impacts may increase in certain geographical areas.

Finally, the changes from conventional methods and technologies associated with the Clean Gas initiative were modelled using a theoretical approach. It remains to be seen if the initiative can deliver on its engineered plan.

## Table of contents

---

<b>WORKING GROUP</b> .....	<b>III</b>
<b>SUMMARY</b> .....	<b>IV</b>
<b>TABLE OF CONTENTS</b> .....	<b>X</b>
<b>LIST OF FIGURES</b> .....	<b>XII</b>
<b>ABBREVIATIONS AND ACRONYMS</b> .....	<b>XVI</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2 OVERVIEW OF THE NATURAL GAS LIFE CYCLE</b> .....	<b>2</b>
2.1 NATURAL GAS SYSTEM DESCRIPTION – FROM WELL TO USE .....	2
2.1.1 <i>Natural gas exploration and extraction</i> .....	2
2.1.2 <i>Natural gas processing</i> .....	3
2.1.3 <i>Natural gas transmission</i> .....	4
2.1.4 <i>Natural gas distribution</i> .....	4
2.1.5 <i>Use of natural gas in Quebec</i> .....	5
2.1.6 <i>Well closing</i> .....	5
<b>3 THE EVOLUTION OF THE NATURAL GAS FUGITIVE EMISSIONS ASSESSMENT IN THE LITERATURE</b> .....	<b>6</b>
3.1 NATURAL GAS FUGITIVE EMISSIONS .....	6
3.1.1 <i>Fugitive emissions: first estimates (studies typically published between 2010 – 2012)</i> .....	6
3.1.2 <i>Fugitive emissions : the first estimates are refined with field data (studies typically published between 2012-2015)</i> .....	7
3.1.3 <i>Fugitive emissions : a top down approach (studies typically published between 2012-2015)</i> .....	7
3.1.4 <i>Fugitive emissions : toward the reconciliation of bottom-up and top down approaches (studies typically published between 2017- now)</i> .....	8
3.1.5 <i>Well suspension or closure</i> .....	13
<b>4 CLEAN GAS INITIATIVE DESCRIPTION</b> .....	<b>14</b>
<b>5 GOAL AND SCOPE OF THE STUDY</b> .....	<b>16</b>
5.1 OBJECTIVE AND INTENDED APPLICATION .....	16
5.2 SYSTEM FUNCTION AND FUNCTIONAL UNIT.....	16
5.3 LIFE CYCLE MODELING.....	17
5.3.1 <i>System description</i> .....	17
5.3.2 <i>Multifunctional processes and allocation rules</i> .....	17
5.3.3 <i>Life cycle boundaries, inventory data, and assumptions</i> .....	17
5.3.4 <i>Temporal and geographical boundaries</i> .....	30
5.3.5 <i>Life cycle impact assessment</i> .....	30

5.3.6	<i>Data quality analysis</i> .....	32
5.3.7	<i>Consistency and completeness</i> .....	33
5.3.8	<i>Interpretation</i> .....	33
5.3.9	<i>Sensitivity analyses</i> .....	33
5.3.10	<i>Uncertainty analysis: inventory data</i> .....	34
5.4	CRITICAL REVIEW .....	34
<b>6</b>	<b>RESULTS: NATURAL GAS SUPPLY CHAIN ENVIRONMENTAL PROFILES</b> .....	<b>35</b>
6.1	ENVIRONMENTAL PROFILE: MARCELLUS U.S. SHALE GAS SYSTEM .....	35
6.2	ENVIRONMENTAL PROFILE: ALBERTA NATURAL GAS SYSTEM .....	38
6.3	ENVIRONMENTAL PROFILE: QUEBEC NATURAL GAS – CONVENTIONAL FRACKING METHODS SYSTEM .....	43
6.4	ENVIRONMENTAL PROFILE: QUEBEC NATURAL GAS – CLEAN GAS INITIATIVE SYSTEM .....	46
6.5	ENVIRONMENTAL PROFILES: COMPARISON BETWEEN SYSTEMS .....	51
6.6	GHG EMISSION LOCATION .....	52
6.7	SENSITIVITY ANALYSIS: IMPACT WORLD + VS ReCIPE .....	54
6.8	SENSITIVITY ANALYSIS: IPCC AR-5 GWP <sub>100</sub> VS GWP <sub>20</sub> .....	55
6.9	SENSITIVITY ANALYSIS: ESTIMATED ULTIMATE RECOVERY (EUR) VARIATIONS .....	56
6.10	SENSITIVITY ANALYSIS: FUGITIVE EMISSIONS .....	57
6.11	UNCERTAINTY ANALYSIS .....	58
<b>7</b>	<b>SCENARIO ANALYSIS: THE USE OF NATURAL GAS IN QUEBEC</b> .....	<b>61</b>
7.1	OBJECTIVE AND INTENDED APPLICATION .....	61
7.2	SYSTEM FUNCTION AND FUNCTIONAL UNIT .....	61
7.3	LIFE CYCLE MODELING .....	61
7.3.1	<i>System description</i> .....	61
7.3.2	<i>Multifunctional processes and allocation rules</i> .....	67
7.3.3	<i>System boundaries, inventory data and assumptions</i> .....	67
7.3.1	<i>Temporal and geographical boundaries</i> .....	70
7.3.2	<i>Life cycle impact assessment</i> .....	70
7.4	RESULTS: NATURAL GAS ENVIRONMENTAL PROFILES INCLUDING USE IN QUEBEC .....	70
7.4.1	<i>Industrial heat generation</i> .....	70
7.4.2	<i>Transportation fuel</i> .....	72
7.4.3	<i>Methanol production</i> .....	75
7.4.4	<i>Urea production</i> .....	77
7.5	RESULTS: QUEBEC CLEAN GAS INITIATIVE NATURAL GAS ADDITION, NET SUBSTITUTION, AND INDIRECT EFFECTS IN NORTH AMERICA AND THE WORLD SCENARIOS .....	79
<b>8</b>	<b>DATA QUALITY, LIMITATIONS, AND RECOMMENDATIONS</b> .....	<b>96</b>
8.1	DATA QUALITY .....	96

8.2	LIMITATIONS.....	97
8.3	RECOMMENDATIONS.....	97
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONS.....</b>	<b>99</b>
<b>10</b>	<b>REFERENCES.....</b>	<b>102</b>
	<b>APPENDIX A: LIFE CYCLE ASSESSMENT METHODOLOGY .....</b>	<b>105</b>

## List of figures

Figure 2-1: Overview of the life cycle of natural gas – from the well to use. ....	2
Figure 2-2: Well estimated ultimate recovery (EUR) cumulative distribution according to statistics published by O’Sullivan et al. (2012).....	3
Figure 2-3: Past, present, and future use of natural gas in Quebec (NEB, 2017).....	5
Figure 3-1 : Greenhouse gas emissions according to different studies (adapted from Webber et Clavin, 2012). ....	7
Figure 3-2 : Penn State University top-down results .....	10
Figure 3-3 : EDF (2018) bottom-up and top-down reconciliation .....	11
Figure 5-1: System boundaries for the natural gas systems .....	18
Figure 5-2: LCIA method IMPACT World + illustration .....	31
Figure 6-1: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Marcellus U.S. shale gas system.....	35
Figure 6-2: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Marcellus U.S. shale gas system.....	36
Figure 6-3: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the U.S. Marcellus shale gas system .....	37
Figure 6-4: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the U.S. Marcellus shale gas system .....	38
Figure 6-5: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicators for the Alberta natural gas system .....	39
Figure 6-6: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Alberta natural gas system.....	40
Figure 6-7: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Alberta natural gas system.....	41
Figure 6-8: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Alberta natural gas system.....	42
Figure 6-9: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system.....	43
Figure 6-10: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system .....	44
Figure 6-11: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system.....	45

Figure 6-12: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system.....	46
Figure 6-13: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative system).....	47
Figure 6-14: Contributions of the Quebec natural gas extraction (with Clean gas initiative) - IMPACT World+ indicator .....	48
Figure 6-15: Quebec natural gas (with Clean gas initiative) indicator contributions to the IMPACT World + endpoint indicators .....	49
Figure 6-16: Environmental profile (midpoint (above) and endpoint (below)) for the Quebec natural gas with the Clean Gas initiative .....	50
Figure 6-17: Environmental profiles at the IMPACT World+ midpoint (top) et endpoint (bottom) levels for the four studied systems. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).....	51
Figure 6-18: GHG emissions occurring in Quebec and elsewhere for the four studied systems .....	53
Figure 6-19: GWP <sub>100</sub> and GWP <sub>20</sub> results for the four studied systems.....	56
Figure 6-20: GHG emissions for the four studied systems accounting for EUR variability .....	57
Figure 6-21: GHG emissions for the four studied systems according to fugitive emissions rates .....	58
Figure 6-22: GHG emissions for the four studied systems based on the uncertainty analysis results (95% confidence level) .....	59
Figure 7-1: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for industrial heat generation using Quebec Clean Gas initiative natural gas .....	71
Figure 7-2: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for industrial heat generation in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).....	72
Figure 7-3: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the use of Quebec Clean Gas initiative natural gas as fuel for a large car.....	73
Figure 7-4: MPACT World+ midpoint level environmental profiles for the use as fuel for a large car in Quebec of natural gas from the three supply chains considered and for diesel. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).....	74
Figure 7-5: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for methanol production using Quebec Clean Gas initiative natural gas .....	75
Figure 7-6: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for methanol production (cradle-to-gate) in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%). .....	76
Figure 7-7: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for urea production using Quebec Clean Gas initiative natural gas .....	77
Figure 7-8: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for urea production (cradle-to-gate) in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).....	78

## List of tables

Table 5-1: Considered onsite and offsite fugitive emissions.....	19
Table 5-2: Included/excluded processes, data, and data source for the U.S. Marcellus shale gas (system 1) .....	21
Table 5-3: Included/excluded processes, data, and data source for the conventional natural gas from Alberta .....	25
Table 5-4: Included/excluded processes, data, and data source for the conventional natural gas from natural gas with conventional methods.....	26
Table 5-5: Included/excluded processes, data, and data source for the Clean gas initiative (system 4) .....	27
Table 5-6: Clean Gas initiative model changes summary.....	29
Tableau 7-1: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for heat generation in Quebec .....	63
Tableau 7-2: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas as transportation fuel in Quebec .....	64
Tableau 7-3: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for methanol production in Quebec .....	65
Tableau 7-4: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for urea production in Quebec .....	66
Tableau 7-5: Included/excluded processes, data, and data source for the use phase .....	68
Table 7-6: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America..	80
Table 7-7: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America .....	81
Table 7-8: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world.....	82
Table 7-9: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world..	83
Table 7-10: IMPACT World+ midpoint indicator results for the use as transportation fuel in Quebec of Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of diesel in North America.....	84
Table 7-11: IMPACT World+ midpoint indicator results for the use as transportation fuel in Quebec of Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of diesel in the world.....	85
Table 7-12: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America .....	86
Table 7-13: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America ...	87
Table 7-14: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world.....	88
Table 7-15: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world.....	89
Table 7-16: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America .....	90

---

Table 7-17: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America .....	91
Table 7-18: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world .....	92
Table 7-19: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world .....	93
Table 8-1: Data quality assessment .....	96

## Abbreviations and acronyms

---

APGQ	Association pétrolière et gazière du Québec
CH <sub>4</sub>	Methane
CIRAIG	The International reference centre for the life cycle of products, services and processes
CO <sub>2</sub>	Carbon dioxide
DALY	Human health unit – Disabled adjusted life years
EUR	Estimated Ultimate Recovery
GHG	Greenhouse gas(es)
GWP <sub>20</sub>	Global Warming Potential at a 20 years time horizon
GWP <sub>100</sub>	Global Warming Potential at a 100 years time horizon
HHV	High heating value
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISO	International Standard Organization
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory
LCIA	Life Cycle Impact Assessment
LHV	Low heating value
LNG	Liquefied natural gas
MARCOGAZ	Technical Association of the European Natural Gas Industry
NGL	Natural gas liquids
N <sub>2</sub> O	Nitrous oxide
PDF m <sup>2</sup> yr	Ecosystem quality units – potentially disappeared fraction of species per area over a year
QOGA	Quebec Oil and Gas Association

# 1 Introduction

---

The Oil and Gas Services Association of Quebec (QOGA-APGQ) is considering the technical feasibility and related potential environmental impact of extracting natural gas by electrifying on-site equipment, limiting on-site fugitive emissions, water use, and the use of potentially (eco)toxic chemicals with current technologies and approaches – the Clean Gas initiative (see section 2-3 for details).

Numerous studies have assessed greenhouse gas (GHG) emissions from conventional or unconventional natural gas extraction. Considering that GHG estimates from past studies rely on a range of assumptions and geographical context, the QOGA wishes to assess the environmental life cycle impacts of different natural gas supply chains from extraction to use in Quebec (and some possible indirect effects). Natural gas use corresponds to its combustion for electricity and heat generation, and as fuel for vehicles.

Therefore, the QOGA mandated the CIRAIG to:

***“Establish and compare the potential environmental life cycle impacts of different supply chains for natural gas used in Quebec.”***

To meet the project’s objective, the CIRAIG:

- carried out a critical analysis of the literature – attention was paid to methane fugitive<sup>1</sup> emissions during the various life cycle stages;
- established the environmental profile of the natural gas supply chain upstream processes (site preparation, exploration, extraction, processing, transmission, and distribution);
- established the environmental profile of natural gas including the use stage (residential, commercial or industrial heat and transport fuel);
- carried out the potential environmental impacts assessment for different substitution scenarios for the Clean Gas initiative natural gas.

**It should be noted that this study doesn’t aim to take any position (for or against) regarding the current Quebec moratorium on natural gas extraction. It merely aims to compare environmental life cycle indicators from different extraction process including the theoretical framework the QOGA is putting forward – dubbed the Clean Gas initiative by the QOGA.**

---

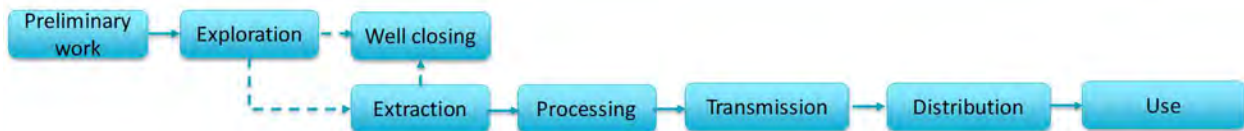
<sup>1</sup> Defined as the ***“intentional and unintentional emissions of methane/natural gas of the extraction, processing and transmission and distribution systems”*** (US EPA, 2010a). The intentional emissions include the “normal” emissions related to the operation of an equipment or system (e.g. venting). Unintentional emissions are the result of wear, rupture or damage incurred by a piece of equipment. The intentional emissions are typically larger than the unintentional ones (US EPA, 2010a).

## 2 Overview of the natural gas life cycle

This section presents the theoretical basis and highlights important concepts and assumptions which are required for a better understanding of this study. This section also presents some data which were used in the LCA modeling.

### 2.1 Natural gas system description – from well to use

Figure 2-1 presents an overview of the different steps of the natural gas life cycle from the well to use.



**Figure 2-1: Overview of the life cycle of natural gas – from the well to use.**

The following sub-sections details each of these steps.

#### 2.1.1 Natural gas exploration and extraction

Exploration distinguishes itself from extraction by the level of activity at a site. During the exploration stage, there is only limited infrastructure on-site. The goal is to ascertain the natural gas production potential at a certain location. If production levels prove high enough, the extraction stage can start and more long-lasting infrastructure is brought on site.

#### Onshore conventional natural gas

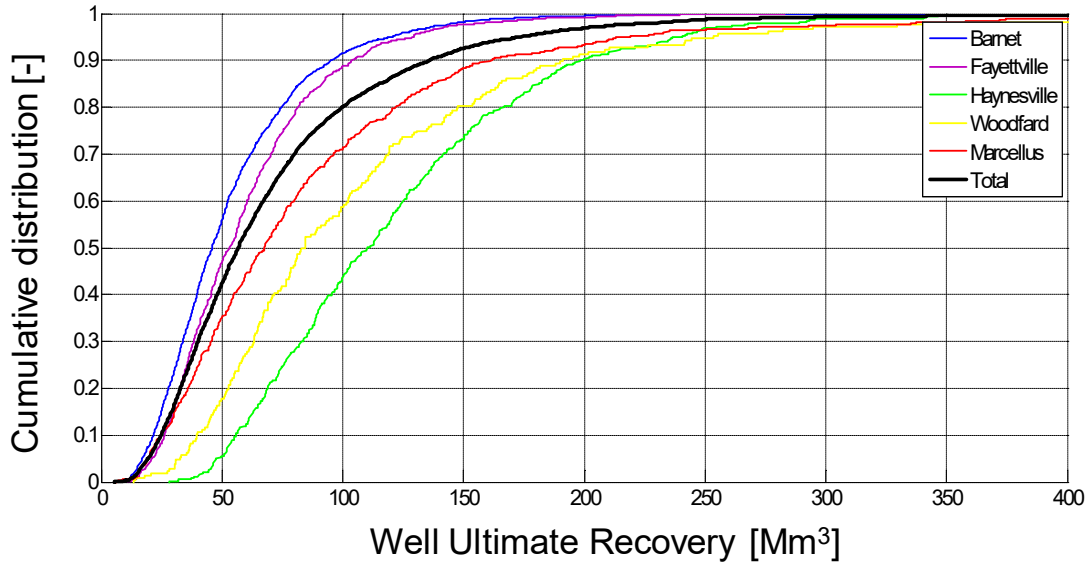
To extract natural gas from an onshore conventional well, machinery must be used to drill into the natural gas reservoir. The natural gas reservoir is naturally occurring within a rock formation in which thermogenic processes have occurred over the ages to create natural gas and/or oil from the decomposed organic material. During the drilling process, pipes are laid down the shaft and are then enclosed in cement to prevent soil and water contamination in the event of a pipe rupture. Once the pocket has been breached, natural gas can travel to the surface. In the beginning, the natural gas travels back to the surface by a simple pressure difference. In time, additional techniques could be required to further extract the natural gas.

#### Unconventional natural gas

Unconventional natural gas is natural gas that is found within the pores of a geological formation with low permeability. A mention of shale gas or tight gas is a reference to a type of reservoir – not a type of gas. Unconventional gas is when a significant part of the natural gas is adsorbed to the organic particles in the rock and are released by a drop in pressure. In recent years, techniques have been developed to access this natural gas. To produce this unconventional gas a vertical well is drilled, and then, starting from the kick-off point, a horizontal well. Pipes are laid down into the shaft and are then enclosed in cement to prevent soil and water contamination in the event of a pipe rupture. Part of the end pipe is perforated using explosive charges, drills, jets, sleeves, pre-perforations. Fracking fluids, consisting of water, sand and some chemical agent, under high pressure are then sent down the well to open often pre-existing fractures from tectonic activity. The sand proppant is used to keep these fractures open permanently. In

the beginning, the gas travels back to the surface by a simple difference in pressure. In time, re-fracking could be required to extract more gas. Wells show spatial variability.

The Estimated Ultimate Recovery (EUR) – or the production level of a well - of different unconventional natural gas plays in the United States is presented in Figure 2-2.



**Figure 2-2: Well estimated ultimate recovery (EUR) cumulative distribution according to statistics published by O'Sullivan et al. (2012).**

The cumulative distribution represents the percentage of wells which showed a EUR equal or lower to a specified EUR. For instance, a play's median EUR is provided at cumulative distribution 0.5.

### 2.1.2 Natural gas processing

The extracted natural gas consists of methane, propane, ethane, butane, pentane, hexane, carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and water; some of which must be removed in order to produce pipeline grade natural gas (EIA, 2006).

The further the natural gas composition is from the pipeline grade natural gas – especially in terms of methane - the more intensive the processing step.

Natural gas processing plants are usually built in gas producing regions. A plant may process gas from several wells within a specific region (EIA, 2006). The natural gas is transported from the extraction sites to these plants through a system of low-diameter, low-pressure pipelines.

At the plant:

- Water vapor is first removed from the gas by using absorption or adsorption methods. Glycol dehydration is an example of absorption, in which glycol, with a chemical affinity for water, is used.
- Sulfur and carbon dioxide are then removed, using similar absorption processes as previously described.
- Other hydrocarbons (i.e. ethane, propane, butane, pentane, hexane) called Natural Gas Liquids (NGL), are finally removed, typically with the absorption method or the cryogenic expansion process. The absorption method is similar to water absorption, but absorbing oil is used instead

of glycol. The cryogenic expansion method consists of dropping the temperature of the gas causing the hydrocarbons to condense and separate from the natural gas. The absorption method is typically used to remove heavier hydrocarbons while lighter hydrocarbons are removed using the cryogenic expansion process.

The following table provides the typical natural gas composition, at the well, for the Marcellus, Alberta, and Quebec plays.

**Table 2-1 : Natural gas composition**

Natural gas play	Bassin	Fraction (% mol)							Source
		Methane	ethane	Propane	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Others	
U.S. Marcellus (New York, Pennsylvania, Virginia)	Marcellus	85.2	11.3	2.9	0.4	0.3	N/D	-	Bullin et al. (2009)
Alberta	N/A	82.8	4.5	2.7	10.0			≈0	Alberta Energy Regulator (2018)
Quebec	Utica	98.0	1.2	0.0	0.2	0.0	≈0	0	Van Durme et al. (2012)

### 2.1.3 Natural gas transmission

The natural gas transmission consists of high-pressure pipelines, ranging from 20 inches to 42 inches in diameter, that transport the gas from producing areas to high demand areas. The pipeline system uses compressor stations along the way, to maintain the pipeline high-pressure requirements. The compressors are generally run with a small amount of the pipeline gas.

**Table 2-2 : Natural gas composition (% mol) at the transmission network.**

	Composition (% mol)						
	Methane	Ethane	Propane	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S	Others
At the transmission/distribution network							
US transmitted gas, average <sup>2</sup>	95.0	3.2	0.2	0.5	1.0	N/D	-

### 2.1.4 Natural gas distribution

The natural gas distribution consists of pressurized pipelines that range from 2 inches to more than 24 inches in diameter. The pipeline system uses compressors to compress the natural gas and maintain pipeline pressure requirements. The compressors are generally run with a small amount of the pipeline gas.

<sup>2</sup> Union Gas, 2014

### 2.1.5 Use of natural gas in Quebec

The use stage typically includes the combustion of the natural gas to produce energy either for electricity generation, heat generation, or for transport. Natural gas may also be used as a feedstock to generate other products such as urea or methanol.

Figure 2-3 presents the past, present, and future use of natural gas, as an energy source, in Quebec up to 2040. As shown, natural gas is typically used, as an energy source, to either produce heat for residential, commercial or industrial purposes or for transportation.

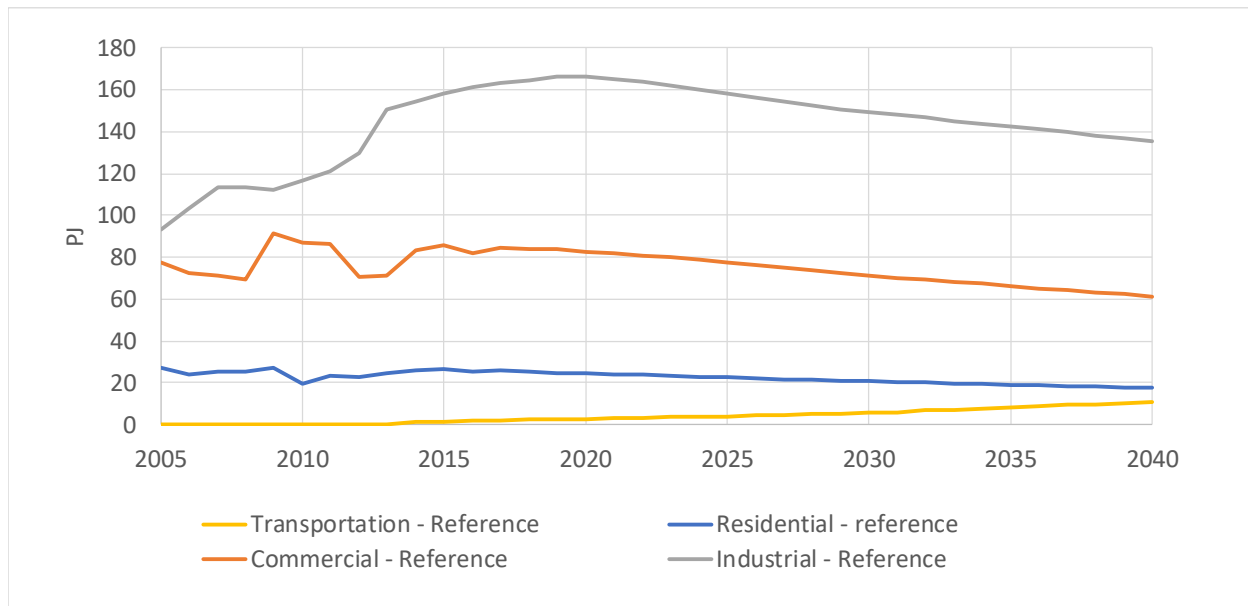


Figure 2-3: Past, present, and future use of natural gas in Quebec (NEB, 2017).

### 2.1.6 Well closing

A well is closed either after the exploration stage if the production level wasn't high enough or after the extraction stage if the natural gas flow rate becomes too low to sustain a commercial operation.

The closing includes removing the wellhead and other infrastructure, putting purposely designed plugs and cement in the well hole to permanently seal it, and restoring the site to its original state.

## 3 The evolution of the natural gas fugitive emissions assessment in the literature

---

### 3.1 Natural gas fugitive emissions

Fugitive emissions are considered paramount in the debate regarding natural gas. Fugitive emissions were defined by the US Environmental Protection Agency (EPA) as the

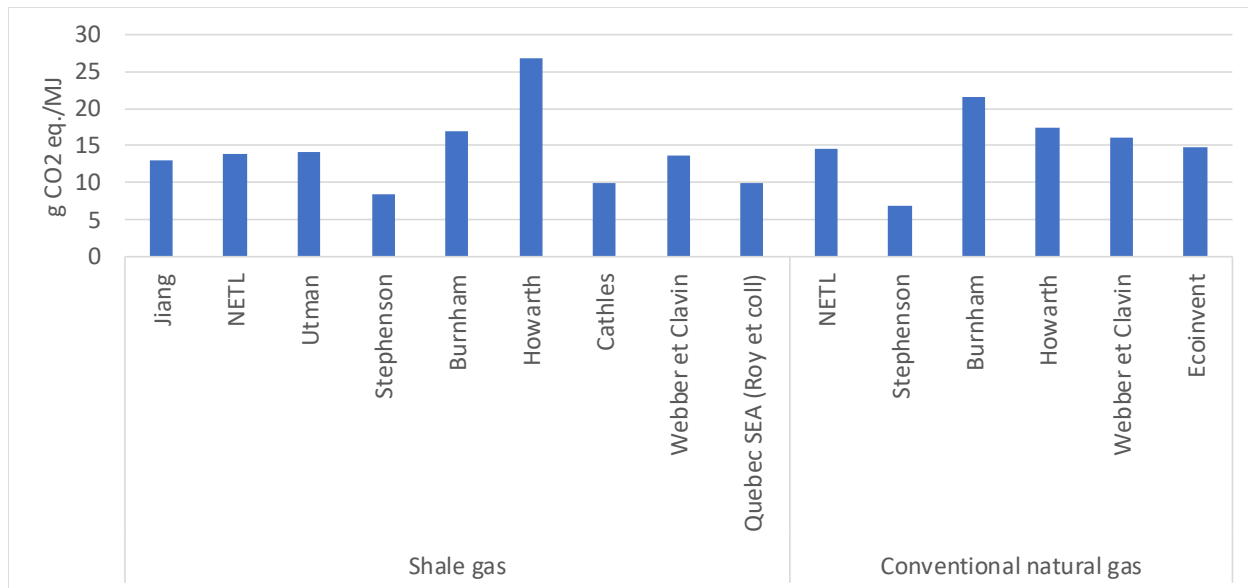
***“intentional and unintentional emissions of methane/natural gas of the extraction, processing and transmission and distribution systems”*** (US EPA, 2010a).

The intentional emissions include the “normal” emissions related to the operation of an equipment or system (e.g. venting). Unintentional emissions are the result of wear, rupture or damage incurred by a piece of equipment. The intentional emissions are typically larger than the unintentional ones (US EPA, 2010a).

Controversy surrounds the estimation of natural gas fugitive emissions. The controversy mainly stems from published studies which provided, in time, very different conclusions. In fact, studies could be grossly divided into five different historical periods which are expanded in the following sub-sections

#### ***3.1.1 Fugitive emissions: first estimates (studies typically published between 2010 – 2012).***

Several studies typically published between 2010 and 2012 have been criticized by the scientific community due to their lack of representative field data. Due to this lack of data, the studies then used several assumptions that were not always representative of on-site practices. These studies do act as pioneer and are still often referenced in the media and general public - having laid the foundations of the current debate. The following figure provides an overview of the estimates of greenhouse gas emissions from several studies from this period. It appears that there is little difference between conventional natural gas and shale gas.



**Figure 3-1 : Greenhouse gas emissions according to different studies (adapted from Webber et Clavin, 2012).**

For these studies, the fugitive emissions varied between 0.56% and 8% of a well production with an average - for both shale and conventional natural gas – of 2% of a well production.

### 3.1.2 Fugitive emissions: the first estimates are refined with field data (studies typically published between 2012-2015).

By the end of 2012, data availability is becoming less of a challenge. Indeed, in 2012, O'Sullivan and Palstev report results based on data from more than 3,000 wells in the United States - including statistical production data from various gas fields.

In 2013, Allen et al. also published the results of a sampling campaign of different emitting equipment on various shale gas exploitation sites in various regions in the United States (nearly 500 wells). On-site measurements were taken from individual equipment and summed up – the bottom-up approach. The fugitive emissions estimated were then significantly lower than those listed in previous studies. Allen et al. (2013) results were used by the newest EDF study (Alvarez et al., 2018) as the basis of their calculation. We did the same for this study and Allen et al.'s results are presented in Table 5-1 (with additional data sources for our modeling). With this study, on-site emissions were assessed, on average, to be around 0.3%-0.5% of a well production.

### 3.1.3 Fugitive emissions: a top down approach (studies typically published between 2012-2015).

At the same time, another approach is used to estimate fugitive emissions from wells / natural gas extraction sites – the top-down approach. In this approach, measurements of the atmospheric concentration of different gases around a drill site are used to back calculated – using atmospheric modeling - fugitive emissions. Atmospheric sampling is done using either tall towers or planes.

The United States National Oceanic and Atmospheric Administration Earth System Research Laboratory (NOAA) has deployed an extensive network of sampling towers to measure, for example, atmospheric concentrations of carbon dioxide (CO<sub>2</sub>), carbon monoxide (CO), methane (CH<sub>4</sub>) and nitrous oxide (N<sub>2</sub>O) in Colorado (Petron et al. 2012) and Utah (Toleffson 2013). However, this approach involves an

uncertainty associated with the link between the actual ground emission and the emission estimated by the measurement of the altitude concentration.

Karion et al. (2013) used an aircraft equipped with measuring instruments which made several trips back and forth over a natural gas extraction site in order to take atmospheric measurements. These measurements were then used to perform mass balances to calculate the difference between methane concentrations from one air parcel to another - an approach to determine the rate of fugitive emissions.

These three studies have been described by their authors as a "proof of concept" approach. However, this type of approach consistently showed higher fugitive emissions than the bottom-up approach based on direct field measurements. In fact, fugitive emissions estimated with this approach ranged between 2 and 12%, but with fugitive emissions averages around 4, 9 and 9%, respectively (compared to 2% on average with the approach of the first estimates).

### *3.1.4 Fugitive emissions: toward the reconciliation of bottom-up and top down approaches (studies typically published between 2017- now).*

Which approach is more representative?

Theoretically, both approaches should provide the same results. Allen et al. (2013) partially underlined the result differences between the bottom-up and top-down approaches by comparing the results from their measurement campaign with regional atmospheric concentration at 20 sites (83 wells). The results of this comparison are presented in Table 3-1.

**Table 3-1 : Allen et al. (2013) bottom-up and top-down approach comparison.**

Site	Number of well at site	Bottom-up fugitive emissions (m <sup>3</sup> /min)	Top-down fugitive emissions (m <sup>3</sup> /min)	Difference factor*
1	2	0.05	0.07	1.23
2	1	0.03	0.06	2.02
3	3	0.05	0.08	1.81
4	2	0.07	0.10	1.45
5	2	0.05	0.12	2.30
6	8	0.01	0.02	2.65
7	8	0.13	0.05	0.38
8	1	0.00	0.01	3.40
9	7	0.00	0.02	7.63
10	2	0.00	0.01	2.67
11	6	0.02	0.01	0.57
12	1	0.01	0.01	1.36
13	1	0.01	0.03	3.72
14	4	0.01	0.02	2.27
15	6	0.08	0.00	0.03
16	6	0.01	S.O.	S.O.
17	6	0.04	0.01	0.21
18	6	0.13	0.12	0.87
19	5	0.04	0.02	0.52
20	6	0.01	0.01	0.74

\* Difference factor: fugitive emissions calculated from atmospheric concentration/measured fugitive emissions

This comparison shows that:

- For 12 sites, top-down fugitive emissions estimates were higher than the bottom-up measurements, with the difference factor averaging at 2.7.
- For 7 sites, bottom-up fugitive emissions estimates were higher than the top-down calculations, with the difference factor averaging at 0.48.

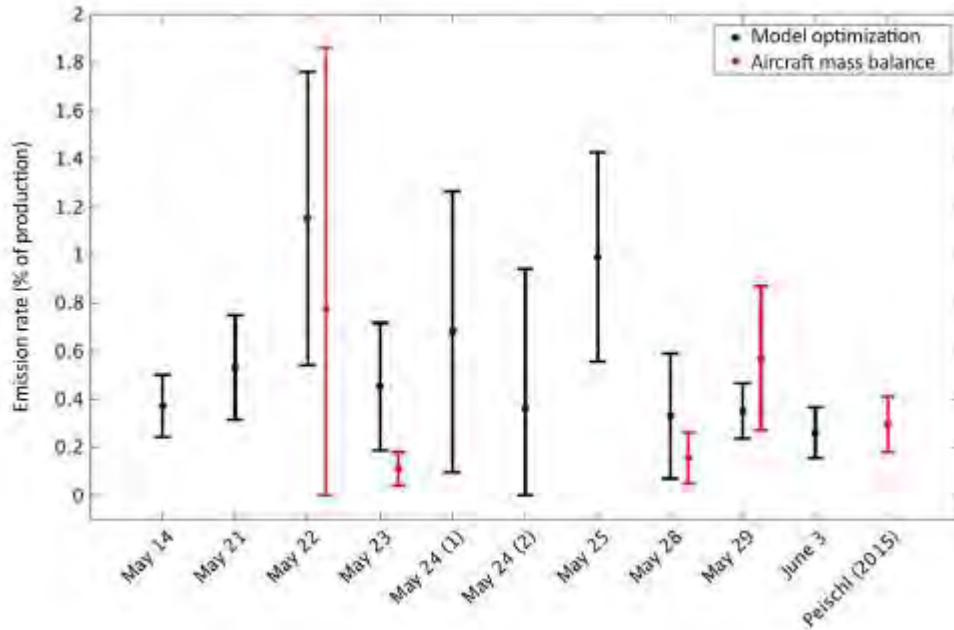
Is the top-down approach simply too uncertain by assigning other emission sources to the natural gas extraction sites? Or does the top down approach capture other (unknown) emission sources that weren't considered by the bottom-up approach.

More recently, a Penn State University (2017) study evaluated the methane emissions from unconventional wells and gathering stations in the Marcellus regions (more precisely between 41.1-42.2 N and 75.3-77.6 W) with two different top-down approaches:

- Measurements of CH<sub>4</sub> concentration collected by ten flights over a period of more than 3 weeks in May 2015. A model using mass balances was used to identify sources of methane emissions (the typical approach used by NOAA).

- An emissions inventory of CH<sub>4</sub> emissions was compiled and served as an input to the atmospheric transport model. CH<sub>4</sub> concentrations were modeled for each flight to create the best correlation between atmospheric measurements and model predictions.

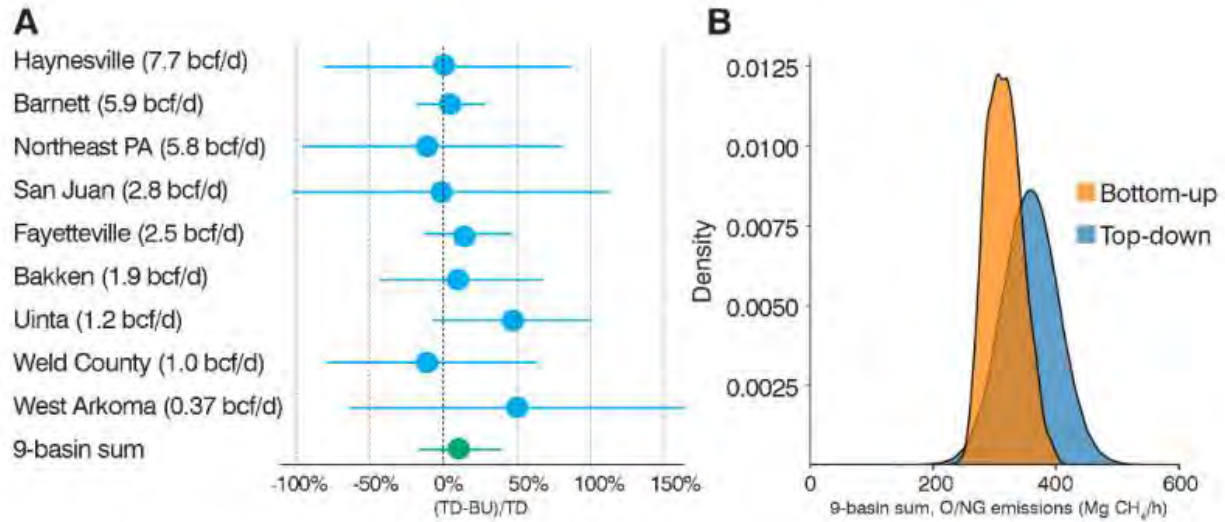
The obtained results are shown in the following figure.



**Figure 3-2 : Penn State University top-down results**

The obtained emission rate at the well and gathering stations in northeastern Pennsylvania averaged 0.36% of total production, with a confidence interval of 0.27 to 0.45%, with the combined approach of regional inventory and “model optimization”. The other approach establishes these emissions at 0.40% of total production, with a confidence interval of 0.08 to 0.72%. These emission rates are significantly lower than the rates reported by other top-down studies and are more in line with bottom-up studies. While unverified, low fugitive emissions results are probably explained by the use of advanced vapor recovery systems.

Finally, in June 2018, Alvarez et coll. (2018) in association with the Environmental Defense Fund (EDF) published a study statistically reconciling bottom-up and top-down approaches (Figure 3-3) – establishing the total fugitive emissions to be between 1 and 2% of a well’s production. As shown, only the Uinta and West Arokoma showed a significant difference between approaches but otherwise, the variation between approaches is typically between ± 10%.



**Figure 3-3 : EDF (2018) bottom-up and top-down reconciliation**

Table 3-2 presents the data and assumptions considered by the EDF study. These numbers will be used as the basis for the fugitive emissions assessment considered in this study. The considered fugitive emissions will be detailed in Table 5-1.

**Table 3-2 : EDF (2018) considered onsite and offsite fugitive emissions**

	Region				Comment
	Appalachian	Gulf of Mexico	Midcontinent	Rocky Mountains	
On-site based on data by Allen et al. (2013)					
Chemical injection pump (m <sup>3</sup> /well)	0	14214 (8241-20186)	5061 (3661-6461)	0	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years) Appalachian and Rocky Mountains regions were reported as "0" since no chemical injection pumps were found on-site during the study.
Chemical injection pump (% EUR)	0	0.032 [0.009-0.081]	0.005 [0.002-0.013]	0	Based on EUR from Figure 2-1. e
Pneumatic controllers (m <sup>3</sup> /well)	22269 (14669-29868)	40395 (30145-50645)	21030 (9912-32148)	635 (0-1314)	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years)
Pneumatic controllers (% EUR)	0.037 [0.006-0.12]	0.09 [0.032-0.20]	0.02 [0.005-0.064]	0.001 [0-0.005]	Based on EUR from Figure 2-1. Rocky Mountain expressed as U.S. average
Equipment leaks (m <sup>3</sup> /well)	21878 (8706-35050)	11609 (4911-18306)	10269 (4911-15627)	7813 (2009-13618)	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years)
Equipment leaks (% EUR)	0.036 [0.003-0.14]	0.026 [0.005-0.073]	0.01 [0.002-0.031]	0.016 [0.001-0.054]	Based on EUR from Figure 2-1. Rocky Mountain expressed as U.S. average
Liquid unloading (m <sup>3</sup> /well)	57766	217991 (19368-567894)	127425	1398 (807-2242)	Per year evaluation was multiplied by the well lifetime (15 years)
Liquid unloading (% EUR)	0.096 [0.023-0.23]	0.48 [0.02-2.27]	0.13 [0.06-0.25]	0.003 [0.001-0.009]	Based on EUR from Figure 2-1. Rocky Mountain expressed as U.S. average
On-site and near the site					
Gathering (kg/hr) per site	8				Based on data from Mitchell – used by EDF
Gathering (% EUR)	0.2 [0-0.5]	0.3 [0.1-0.5]	0.1 [0.1-0.2]	0.2 [0.1-0.5]	Based on EUR from Figure 2-1. Rocky Mountain expressed as U.S. average
Processing (% EUR)	0.15 [0.1-0.26]				Based on the EPA's number as reported by Burnham et al. (2012) Validated by Mitchell et al. (2012)
Off-site					
Transmission (kg/km)	620 (598-1400)				Marco Gas study
Transmission (% EUR)	0.04 [0.04-0.09]				Marco Gas study
Distribution (kg/km)	452 (400-823)				Marco Gas study
Distribution (% EUR)	0.22 [0.2-0.41]				Marco Gas study

### 3.1.5 Well suspension or closure

After the operations, natural gas remains in the shale or tight reservoir. Therefore, some fugitive emissions may still be emitted after the well is closed due to potential sealing problems.

A study conducted by the Quebec Ministry of Natural Resources (2013) identified shale gas wells drilled in Quebec between 2006 and 2010 which had been suspended. This study found that, out of the 31 wells who had been in operation:

- 19 of them had leaks (61%).
- Leaks were considered non-systematic and were attributable to the companies' bad practices.
- Leaks could be attributed to the lag time between the start of cementation and the time when the cementing of a well is effective. During this period, the gas continues to escape and creates paths that will not close completely. Cementing practices were not optimized and can be improved.

These leaks, whose flow rate varies between 2 and 190 m<sup>3</sup> of gas/day, were considered by the industry to be negligible, based on the Alberta standard for suspended wells: no action is necessary as long as methane leaks are less than 300 m<sup>3</sup> methane/day (Shale Gas Strategic Environmental Assessment Committee, 2014) (level of acceptability of the Alberta Regulation specifying a serious leak). Definitely closed well must pass a bubble test with a result of zero emissions.

## 4 Clean Gas initiative description

---

The Clean Gas initiative aims to electrify on-site extraction equipment, limit on-site fugitive emissions and water use, and the use of (eco)toxic chemicals. To do so, the following changes are proposed:

### Electrify extraction equipment

- Electrify (or convert to biofuel) drilling rigs – which would otherwise, with conventional methods, operate with diesel;
- Electrify (or convert to biofuel) completion equipment – which would otherwise, with conventional methods, operate with a small quantity of extracted natural gas or diesel:
  - Chemical injection pump relying on natural gas will require venting at one point, which is not the case for an electrified pneumatic controller<sup>3</sup>;
  - Pneumatic controllers operating on electricity do not bleed natural gas into the atmosphere. While they are reliant on a constant supply of electricity and have high associated operating costs, they have the advantage of not requiring the utilization of natural gas or a compressor to operate<sup>4</sup>.
- Electrify compressors (target electrifying all production equipment) – which would otherwise, with conventional methods, operate with a small quantity of extracted natural gas.

### Limit fugitive emissions initiative:

- Develop advanced vapor recovery systems (to address methane fugitive emissions and VOCs):
  - This includes, but not limited to, dealing with liquid unloading fugitive emissions (which otherwise would be vented) by relying on either plunger lift systems or artificial lifts, as proposed by the U.S. EPA<sup>5</sup>, which produces no emissions;
  - No flaring during the extraction step.
- Test in pipelines to control venting and flaring (in commercial development).

### Limit water use:

- Use zero drinking (tap) water (central water handling facilities and use of grey water);
- Capture and recycle flow back water (target 100% recycling and reuse of all water in production).

### Limit the use of (eco)toxic chemicals

- Use non-toxic fracking additives (future target of being 100% biodegradable) and drilling mud (future target being land spreadable);

The Clean Gas initiative requires infrastructure, technological, and process changes. The technology generally exists and the overall integration of technology, infrastructure, and processes can be engineered and has been accounted for in the LCA modeling.

---

<sup>3</sup> <http://empoweringpumps.com/wp-content/uploads/sites/3/2013/05/Best-Practices-of-Chemical-Injection-System-Design-for-Oil-Gas-Production.pdf>

<sup>4</sup> [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll\\_pneumatics.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-06/documents/ll_pneumatics.pdf)

<sup>5</sup> <http://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2014/04/epa-liquids-unloading.pdf>

**Table 4-1 : Clean Gas initiative summary.**

Conventional fracking methods	Clean Gas initiative
Diesel drilling rig	Electrified (or biofuel) drilling rig
Chemical injection pump operating on extracted natural gas. The equipment will require venting at one point	Electric chemical injection pump. The equipment doesn't require any venting and therefore no natural gas emission is believed to occur.
Pneumatic controllers operating on and bleeding some of the extracted natural gas	Electric pneumatic controllers do not bleed natural gas into the atmosphere and therefore no natural gas emission is believed to occur.
Natural gas compressors operating on and bleeding some of the extracted natural gas	Electric compressors do not bleed natural gas into the atmosphere and therefore no natural gas emission is believed to occur.
Venting of emissions during liquid unloading	Include advanced vapor recovery systems
Some flaring during extraction stage	No flaring during extraction stage.
N/A	Test in pipelines to control venting and flaring
Using any kind of water	Using no drinking (tap) water – water of other quality is used instead
Flow back water is sent to wastewater treatment	Capture and recycle flow back water
No restriction on the fracking additives	Use non-toxic fracking additives
No restriction of the drilling mud	Use land spreadable drilling mud

## 5 Goal and scope of the study

---

This chapter describes the goal and scope of the study, stating the methodological framework for the study following phases.

An overall description of the LCA methodology is presented in Appendix A.

The life cycle assessment was separated in two distinct sections to mirror the Quebec government's Strategic Environmental Assessment of Shale gas which focused first on the upstream processes (from well to distribution) (this section), and in a second step (see section 7) accounts for the entire life cycle of the natural gas (from well to use).

### 5.1 Objective and intended application

This investigation aims to:

***“Establish and compare the potential environmental life cycle impacts of different supply chains for natural gas used in Quebec.”***

**It should be noted that this study doesn't aim to take any position (for or against) regarding the current Quebec moratorium on natural gas extraction. It merely aims to compare environmental life cycle indicators from different extraction process including the theoretical framework the QOGA is putting forward – dubbed the Clean Gas initiative by the QOGA.**

The results of this section are intended to improve understanding of natural gas supply chains to identify hot spots, potential problems, and improvements opportunities for the Oil and Gas Services Association of Quebec.

The results of this section are also intended for public disclosure by the Oil and Gas Services Association of Quebec.

According to ISO standards, LCA critical reviews are optional when the results are intended for internal use. However, such a review is mandatory prior to public communication (e.g. environmental product declarations according to the ISO 14020 standards or comparative assertions disclosed to the public according to the ISO 14040 standards).

### 5.2 System function and functional unit

The studied systems are assessed here based on the **function**: *“provide natural gas”*.

The **functional unit**, i.e. the reference to which all input and output data are normalized, is defined here as:

***“Provide 1 MJ (based on the lower heating value) of natural gas to a user in Quebec in 2018<sup>6</sup>”***

---

<sup>6</sup> Provided that the natural gas extraction moratorium in Quebec ends

## 5.3 Life cycle modeling

### 5.3.1 System description

The following list the investigated scenarios:

- Natural gas from the Marcellus play in the U.S. (System 1);
- Natural gas from Alberta (Systems 2);
- Natural gas from Quebec extracted with conventional fracking methods, as considered during the Quebec environmental strategic assessment of shale gas (System 3);
- Natural gas from Quebec extracted following the Clean Gas initiative (System 4).

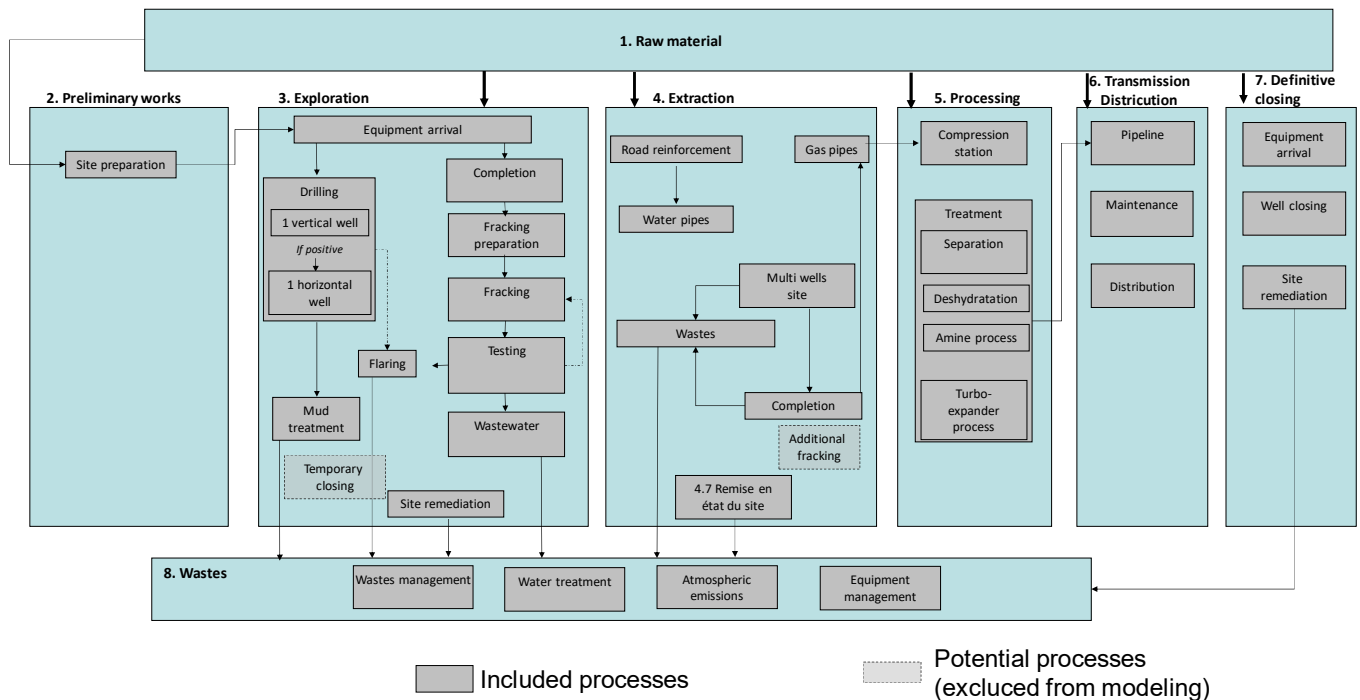
**Note: For the Clean Gas initiative natural gas, we only considered the electrification of the on-site equipment. Biofuels, while a possibility, would increase the overall impacts compared to hydroelectricity in Quebec.**

### 5.3.2 Multifunctional processes and allocation rules

For all processes, the allocation rules already put in place in the life cycle inventory database *ecoinvent* were kept.

### 5.3.3 Life cycle boundaries, inventory data, and assumptions

The life cycle inventory data collection mainly concerns the materials used, the energy consumed, the wastes and emissions generated by each process included in the system boundaries. The natural gas systems include the preliminary work, the exploration, the natural gas extraction, the processing, the transmission, and distribution. The on-site processes, processing, transmission and distribution are illustrated in Figure 5-1.



**Figure 5-1: System boundaries for the natural gas systems**

The data collection process is typically an important step since the quality of the life cycle modeling depends on data quality. Apart from the description of the Clean Gas initiative and the non-toxic drilling mud recipe, all data used for this study came from **secondary data**, e.g. the life cycle inventory database *ecoinvent* v3.4 (2014)<sup>7</sup>, CIRAIG's internal database (which includes data from 15 years of LCA activity), datasets from publicly available databases, literature reviews, and expert judgment.

Table 5-1 details the fugitive emission inventory considered, based on the Alvarez et al. (2018)/Allen et al., (2013) (EDF) study. Other studies were also used to complement the bottom-up inventory.

<sup>7</sup> The Cut-off by classification allocation system model version was chosen: it subdivides multi-product activities by allocation, based on physical properties, economic, mass or other properties. By-products of waste treatment processes are cut-off, as are all by-products classified as recyclable. Markets in this model include all activities in proportion to their current production volume.

**Table 5-1: Considered onsite and offsite fugitive emissions**

	Region				Comment
	Marcellus	Alberta system (industrial average)	Quebec baseline system (industrial average)	Clean gas initiative (based on industrial average)	
Drilling (g CH <sub>4</sub> /s)	34				Based on the study from Caulton et al. (2014) Not considered by EDF study
Drilling (%EUR)	0.11% (0.03-0.26%)	0.13% (0.03-0.26%)	0.08% (0.06-0.12%)	0.08% (0.06-0.12%)	Based on EUR from Figure 2-1 and drilling time from the SEA on shale gas (van Durme et al., 2012)
On-site based on data by Allen et al. (2013)					
Chemical injection pump (m <sup>3</sup> /well)	0	5443 (3282-7604)	5443 (3282-7604)	≈0	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years)
Chemical injection pump (% EUR)	0	0.01% (0.00-0.03%)	0.01% (0.00-0.01%)	≈0	Rely on the EUR values from Table 5-2to Table 5-5
Pneumatic controllers (m <sup>3</sup> /well)	22269 (14669-29868)	24378 (32322-16441)	24378 (32322-16441)	≈0	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years)
Pneumatic controllers (% EUR)	0.037 [0.006-0.12]	0.05% (0.01-0.13%)	0.03% (0.01-0.06%)	≈0	Rely on the EUR values from Table 5-2to Table 5-5
Equipment leaks (m <sup>3</sup> /well)	21878 (8706-35050)	14291 (5746-22835)	14291 (5746-22835)	14291 (5746-22835)	Equipment was assumed operational during the well lifetime (15 years)
Equipment leaks (% EUR)	0.036 [0.003-0.14]	0.03% (0.00%-0.09%)	0.02% (0.01%-0.04%)	0.02% (0.01%-0.04%)	Rely on the EUR values from Table 5-2to Table 5-5
Liquid unloading (m <sup>3</sup> /well)	57766	111922 (48345-224688)	111922 (48345-224688)	≈0	Per year evaluation was multiplied by the well lifetime (15 years)
Liquid unloading (% EUR)	0.096 [0.023-0.23]	0.22% (0.02-0.90%)	0.13% (0.04-0.40%)	≈0	Rely on the EUR values from Table 5-2to Table 5-5
On-site					
Flaring during exploration and extraction (m <sup>3</sup> /well)	7940	7620	8708	6020	Unburnt natural gas is expected to be 2% of the natural gas sent to flare. 100% of the natural gas in the exploration phase is sent to the flare. 0.002% is sent to the flare during exploitation
Flaring (% EUR)	0.01%	0.01%	0.01%	0.01%	Based on EUR from Figure 2-1 and drilling time from the SEA on shale gas (van Durme et al., 2012)
On-site and near the site					
Gathering (kg/hr) per site	8				Based on data from Mitchell – used by EDF
Gathering (% EUR)	0.2 [0-0.5]	0.3 (0.1-0.5%)	0.1 (0.1-0.2%)	0.1 (0.1-0.2%)	Rely on the EUR values from Table 5-2to Table 5-5
Processing (% EUR)	0.15 [0.1-0.26]		0.1		Based on the EPA's number as reported by Burnham et al. (2012)

					Validated by Mitchell et al. (2012)
Off-site					
Transmission (kg/km)	620 (598-1400)				Marco Gas study
Transmission (% EUR)	0.04 [0.04-0.09]				Marco Gas study
Distribution (kg/km)	452 (400-823)				Marco Gas study
Distribution (% EUR)	0.22 [0.2-0.41]				Marco Gas study
Total					
<b>% EUR</b>	<b>0.90</b> [0.4-2.0]	<b>1.2</b> [0.51-2.7]	<b>0.74</b> [0.57-1.44]	<b>0.57</b> [0.52-0.97]	

Note: a density of 0.9 kg/m<sup>3</sup> of natural gas was used to convert kg to % EUR. A site was considered to have 8 wells.

Table 5-2 to Table 5-6 detail the included processes, data sources, and assumptions for each of the studied systems.

Note: The following tables present the main data and assumptions but do not substitute the detailed modeled systems presented in Appendix C.

**Natural gas from the Marcellus play in the U.S (system 1):**

**Table 5-2: Included/excluded processes, data, and data source for the U.S. Marcellus shale gas (system 1)**

Processes	Included/excluded	Value/Data source	Data type	Comment
<b>General</b>				
Natural gas density (kg/m <sup>3</sup> )	Included	0.9	Literature	Natural gas property (Engineering toolbox, 2016)
Lower heating value (MJ/m <sup>3</sup> )		37.4 (36-38)	Literature	Natural gas property (van Durme et al. 2012). Should be coherent with the natural gas composition at the transmission/distribution network in the U.S. See Table 2-2
U.S Marcellus shale gas EUR/well (Mm <sup>3</sup> )		60 (25-250)	Literature	Based on data for the Marcellus play provided by O’Sullivan et al. (2012)
Site width (m)		90 (50-140)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Site length (m)		110 (25-165)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Exploitation lifetime (years)		15 (3-50)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Drilling time (days)		60	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
U.S Marcellus shale machinery travel distance (km)		100 (50-500)	Assumption	A regional distance assumption
<b>Exploration</b>				
Numbers of well per site (-)	Included	2 (1-8)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Numbers of fracturing per well (-)		3 (1-8)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Abandoned wells (%)		2 (0-5)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Fracking fluids (m <sup>3</sup> /well)		1670 (877-3377)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Fracking fluids recipe		Varied	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Fracking fluid water quality		Consumable (tap) water	Assumption	
Drilling mud (kg/well)		4.1×10 <sup>5</sup> (SD <sup>2</sup> =1.09)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Drilling mud recipe		Varied	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Liquid flow back (%/well)		44 (27-73)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)

Gas sent to flare (%)		100	Assumption	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Flaring efficiency (%)		98	Primary	Data provided by TOTAL (2015) Corroborated by Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Explosives (kg/well)		4.4 (0.85-9.3)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. Marcellus data were applied to Marcellus system. The industry average was applied to Alberta and Quebec Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation steps according to the volume of extracted natural gas of each step.
<b>Extraction (only the processes which are different from the exploration phase are reported)</b>				
Numbers of fracturations per well (-)	Included	12 (1-18)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Number of additional wells per site		6 (1-6)	Primary	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Gas sent to flare (%)		0.02	Assumption	Based on Quebec surveys. (van Durme et al. 2012) The assumption seems to be validated by qualitative information from TOTAL in-house experts
Gas sent to processing (%)		99.98	Calculated	
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. Marcellus data were applied to Marcellus system. The industry average was applied to Alberta and Quebec Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation steps according to the volume of extracted natural gas of each step.
<b>Processing</b>				
Distance to processing (km)	Included	24 (5-50)	Primary	Based on data from TOTAL (surveyed in 2015) (Roy et al. 2016)
Brine removal (barrels/MMcf)		12.5 (5-20)	Literature	Barrels of brine removed by MMcf of extracted gas (NY State department of environmental conservation, 2011)

Compressors		Based on the US EPA Non-Road model	Literature	Energy and atmospheric emissions related to a pressurization from 100-200 psi at the well to 900 psi for the transmission (van Durme et al. 2012). Compressor efficiency was set at 95 %; value found during the Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Dehydration		Based on published ProSim plus simulation	Literature	The process includes the production of triethylene glycol, some of its emissions to the atmosphere and required energy Followed ProSim (2015) plus simulation assumption: Water mass fraction in gas assumed to be 0.06 % (input) and 0.002% in output
Amine process		Based on Aspentech simulation	Literature	The process includes electricity, amine production, heat, and emissions are included. Follows the Aspentech simulation (Aspentech, 2014) Based on gas CO <sub>2</sub> input and output composition Removed CO <sub>2</sub> is considered as emitted to the atmosphere.
Turbo-expander process		Based on GHGenius natural gas processing plant data	Literature	Electricity, heat, and emissions included for the extraction of nitrogen
Fugitive emissions (% of EUR) in the U.S.	Included	See Table 2-5	Literature	
<b>Transmission</b>				
Distances (km) from U.S. Marcellus play to Quebec	Included	1500	Literature	
Compressors		Based on the US EPA Non-Road model	Literature	Energy and atmospheric emissions related to maintaining pressure in the pipeline. 3590 hp compressors (4 per stations) are efficient at 95%. A compressor station is required every 120 km (on average) and can move 700 MMcf/day <sup>8</sup>
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature	Values provided by TOTAL from a Marcogaz (2016) study Validated by Canadian model GHGenius
<b>Distribution</b>				
Distances	Included	100 (50-1000)	Assumption	
Compressors		Based on the US EPA Non-Road model	Literature/Primary	Energy and atmospheric emissions related to maintaining pressure in the pipeline.

<sup>8</sup> [https://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/natural\\_gas/analysis\\_publications/ngcompressor/ngcompressor.pdf](https://www.eia.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/ngcompressor/ngcompressor.pdf)

				Calculations were based on GRT Gaz public data, confirmed by internal data from TOTAL and benchmark with other Transmission System Operators
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature	Values provided by TOTAL from a Marcogaz (2016) study Validated by Canadian model GHGenius
Closing				
Fugitive emissions (m <sup>3</sup> /site)	Included	0	Assumption	Fugitive emissions were reported after the well life. The reported cause was non-systematic which is typically unaccounted for in LCA.

## Natural gas from Alberta (system 2):

Note: to streamline the report, only the assumptions that differ from the U.S. shale gas system are presented in Table 3-2. All other assumptions made for the U.S. shale gas system are also applicable.

**Table 5-3: Included/excluded processes, data, and data source for the conventional natural gas from Alberta**

Processes	Included/excluded	Value/Data source	Data type	Comment
<b>General</b>				
Alberta conventional natural gas market contribution (%)	Included	15	Literature	Based on NEB prospective natural gas production in Alberta for 2025
Alberta conventional natural gas EUR/well (Mm <sup>3</sup> )		ecoinvent	Database	
Alberta tight gas EUR/well (Mm <sup>3</sup> /well)		50 (25-250)	Literature	Based on the U.S. average from data by O'Sullivan et al., (2012)
Alberta tight gas market contribution (%)		85	Literature	Based on NEB prospective natural gas production in Alberta for 2025
<b>Conventional natural gas: Preliminary work, exploration, extraction, and processing</b>				
Conventional natural gas production	Included	ecoinvent	Database	
<b>Unconventional natural gas : Preliminary work, exploration, extraction, and processing</b>				
Alberta tight gas machinery travel distance (km)	Included	100 (50-500)	Assumption	A regional distance assumption
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. The industry average was applied to Alberta and Quebec Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation steps according to the volume of extracted natural gas of each step.
<b>Transmission</b>				
Distances (km) from Alberta to Quebec	Included	3500	Literature	

### Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods (system 3):

Note: to streamline the report, only the assumptions that differs from the U.S. shale gas system are presented in Table 3-3. All other assumptions made for the U.S. shale gas system are also applicable.

**Table 5-4: Included/excluded processes, data, and data source for the conventional natural gas from natural gas with conventional methods**

Processes	Included/excluded	Value/Data source	Data type	Comment
General				
Natural gas machinery travel distance (km)	Included	3500	Assumption	An average continental traveling distance (van Durme et al. 2012)
Natural gas EUR/well (Mm <sup>3</sup> )	Included	84 (56-113)	Literature	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Exploration				
Fugitive emissions	Included	See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. The industry average was applied to Alberta and Quebec. Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation steps according to the volume of extracted natural gas of each step.
Extraction (only the processes which are different from the exploration phase are reported)				
Fugitive emissions	Included	See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. The industry average was applied to Alberta and Quebec. Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation steps according to the volume of extracted natural gas of each step.
Processing				
Amine process: Quebec				Excluded. Not required per natural gas composition.
Turbo-expander process: Quebec				Excluded. Not required per natural gas composition.
Fugitive emissions (% of EUR) in Quebec	Included	0.10 (0.1-0.26)	Assumption	With fewer processes, we assume the lower estimate of the bracket
Transmission				
Distances (km) within Quebec	Included	200	Assumption	Values provided by TOTAL from a Marcogaz (2016) study Validated by Canadian model GHGenius
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature	

**Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative (system 4):**

Note: to streamline the report, only the assumptions that differs from the U.S. shale gas system are presented in Table 3-4. All other assumptions made for the U.S. shale gas system are also applicable.

**Table 5-5: Included/excluded processes, data, and data source for the Clean gas initiative (system 4)**

Processes	Included/excluded	Value/Data source	Data type	Comment
<b>General</b>				
Natural gas EUR/well (Mm <sup>3</sup> )	Included	84 (56-113)	Literature	Based on Quebec surveys (van Durme et al. 2012)
Natural gas machinery travel distance (km)		3500	Assumption	An average continental traveling distance (van Durme et al. 2012)
<b>Exploration</b>				
Rig energy use	Included	The same as with diesel	Assumption	Only energy source has changed <sup>9</sup> ; conservative assumption since electric equipment has typically better efficiency
Fracking fluids recipe		Varied	Assumption	Recipe from Quebec surveys in which all toxic components were removed per Clean Gas initiative intent
Fracking fluids pumping energy		The same as with diesel	Assumption	Only energy source has changed <sup>9</sup> ; conservative assumption since electric equipment has typically better efficiency
Fracking fluids water quality		Gray water	Primary	Per Clean Gas initiative intent
Drilling mud recipe		Varied	Primary	Land spreadable drilling mud recipe provided by Pinnacle fluids
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. Equipment leaks only since Clean Gas initiative measures will eliminate fugitive emissions from chemical injection pumps, pneumatic controllers, and liquid unloading. Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation stages according to the volume of natural gas extracted during each stage.
<b>Extraction (only the processes which are different from the exploration phase are reported)</b>				

<sup>9</sup> The electricity input was modeled using the ecoinvent v3.4 dataset “Electricity, low voltage {CA-QC}| market for | Cut-off, U”.

Fugitive emissions	Included	See Table 2-5	Literature/Calculated	Based on the values published by Allen et al. (2013) from several sites in the US. Equipment leaks only since clean gas initiative measures will eliminate fugitive emissions from chemical injection pumps, pneumatic controllers, and liquid unloading. Fugitive emissions were broken down proportionally between the exploration and exploitation stages according to the volume of natural gas extracted during each stage.
<b>Processing</b>				
Amine process	Excluded. Not required per Utica natural gas composition			
Turbo-expander process				
Fugitive emissions (% of EUR)	Included	0.10 (0.1-0.26)	Literature/Assumption	See Table 2-5 Considering that two processing processes are not required, the fugitive emissions are considered to be at the low end of the range
<b>Transmission</b>				
Distances (km) within Quebec	Included	200	Assumption	
Fugitive emissions		See Table 2-5	Literature	Values provided by TOTAL from a Marcogaz (2016) study Validated by Canadian model GHGenius

**Table 5-6: Clean Gas initiative model changes summary.**

Conventional fracking methods	Clean Gas initiative	Conventional fracking methods model modifications
Diesel drilling rig	Electrified (or biofuel) drilling rig	<p>Diesel (and its associated production and combustion) was switched to electricity from the Quebec grid mix.</p> <p>Energy consumption stayed identical even though electric equipment typically has better efficiency.</p> <p>Additional electric distribution infrastructures weren't considered in this study. As a first approach, the association believes that no additional infrastructure will be necessary. If infrastructures are needed, this is a limitation of the study and as been stated as much.</p>
Chemical injection pump operating on extracted natural gas. The equipment will require venting at one point	Electric chemical injection pump. The equipment doesn't require any venting.	<p>Natural gas (and its associated production (directly from the well) and combustion) was switched to electricity from the Quebec grid mix</p>
Pneumatic controllers operating on and bleeding some of the extracted natural gas	Electric pneumatic controllers do not bleed natural gas into the atmosphere	
Natural gas compressors operating on and bleeding some of the extracted natural gas	Electric compressors do not bleed natural gas into the atmosphere	<p>Energy consumption stayed identical even though electric equipment typically has better efficiency</p> <p>Equipment related fugitive emissions were removed from model</p>
Venting of emissions during liquid unloading	Include advanced vapor recovery systems	Equipment related fugitive emissions were removed from model
<b>Consequently, the onsite fugitive emissions would be limited to equipment leaks</b>		
Some flaring during the extraction stage	No flaring during extraction stage	Flaring process was removed. All extracted natural gas is treated
	Test in pipelines to control venting and flaring	Excluded from model
Using any kind of water	Using no drinking (tap) water	Tap water production processes were removed from the model, substituted by an input of water (of the same quantity) from the environment is included
Flow back water is sent to a wastewater treatment plant	Capture and recycle flow back water	Flowback water treatment was removed from model
No restriction on the fracking additives	Use non-toxic fracking additives	All known toxic additives were removed from fracking additive recipe model
No restriction of the drilling mud	Use land spreadable drilling mud	A land spreadable drilling mud recipe was provided by QOGA and was included in model

Note: while infrastructures are changed in the Clean Gas initiative system, they were modeled with conventional equipment as a proxy.

Data was implemented in the SimaPro 8.5.2.2 software, developed by PRé Consultants ([www.pre.nl](http://www.pre.nl)), to assist in the LCA system modeling, link the reference flows with the life cycle inventory database and compute the complete life cycle inventory of the systems.

No cut-off criteria were used. Therefore, all inventory data available were included in the system modeling.

#### **5.3.4 Temporal and geographical boundaries**

According to the functional unit, this LCA is representative of the Quebec context in 2018 – the known (foreground) processes are therefore representative of this context to the best of our abilities. However, it should be noted that some processes within the system boundaries (background processes) might take place anywhere or anytime if they are needed to fulfill the functional unit. For example, the processes associated with the supply, and waste management can take place anywhere in the world. In addition, certain processes may generate emissions over a longer period than the reference year. This applies to landfill, which causes emissions (biogas and leachate) over a period whose length (several decades to over a century/millennium) depends on the design and operation parameters of the burial cells and how the emissions are modeled in the environment.

#### **5.3.5 Life cycle impact assessment**

The life cycle impact assessment (LCIA) method IMPACT World + (Bulle et al., 2019) has been selected. This impact assessment method was selected since it incorporates some of the latest developments in impact assessment methodology. Furthermore, its framework encompasses North America – the IMPACT World+ North America module was not used since it is still in development – compared to most other life cycle impact assessment methods which solely encompass Europe.

The impact assessment method is illustrated in the following figure.

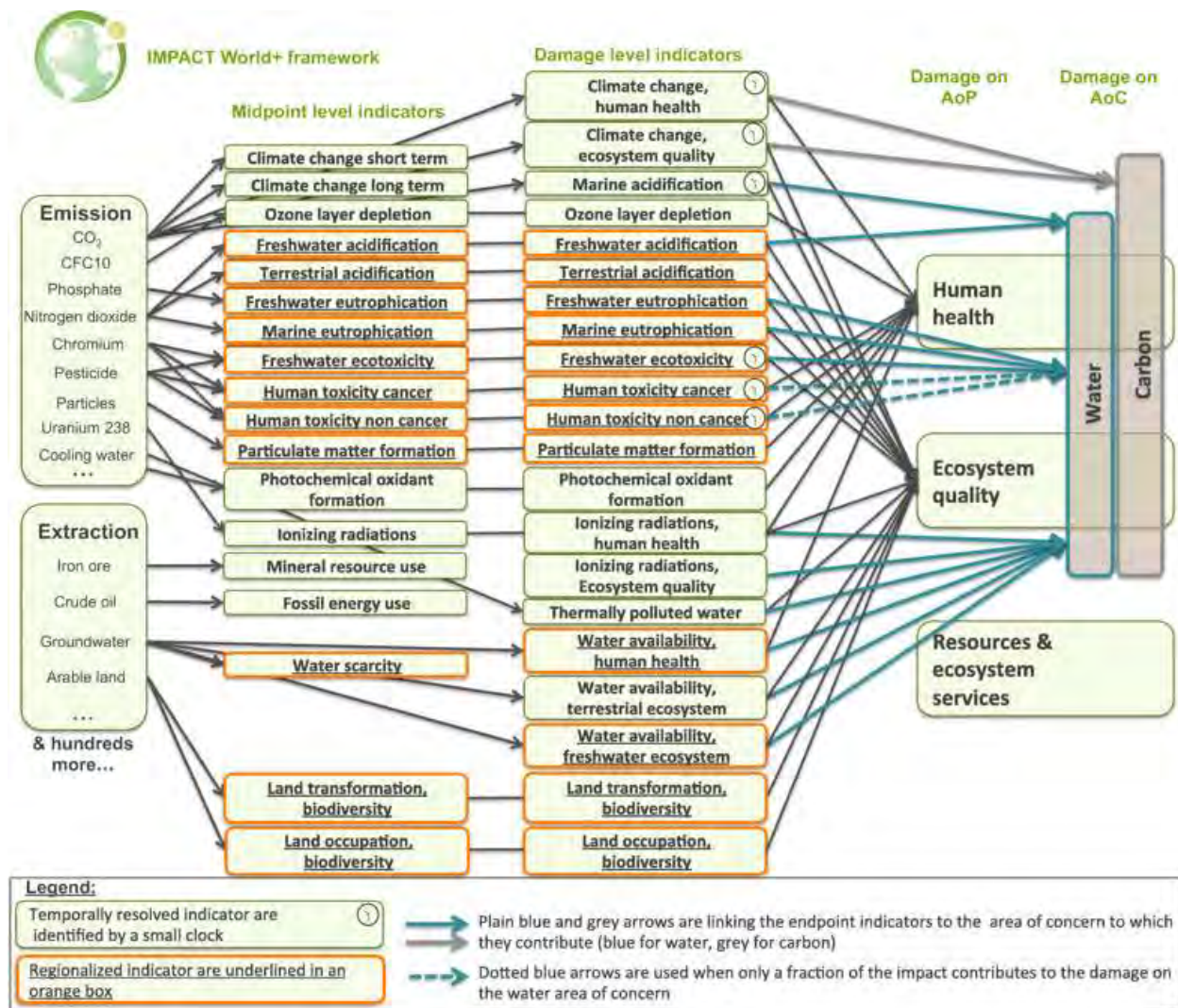


Figure 5-2: LCIA method IMPACT World + illustration

An overall description of the LCIA method is presented in Appendix B.

It is important to note that:

- The LCIA results represent potential and not actual environmental impacts. They are relative expressions (related to the functional unit) that do not predict the final impacts or the risk on the receiving environments and the exceeding of standards or safety thresholds.
- Indicator results are not a substitute for risk analysis and do not provide information on potential incidents or associated hazards.
- Effects on endangered species are not considered.
- The impact assessment method doesn't cover all possible environmental impacts associated with human activities. Several types of impacts, including those related to noise, odors, indoor air quality, and electromagnetic fields, are not included in this analysis.
- No standardization of results against a baseline has been done. Similarly, no weighting of the damage categories to aggregate the results into a single score was done (see Appendix A for more details on the concepts of normalization and weighting).

As with the inventory, the SimaPro 8.5.2.2 software was used to calculate the potential impacts associated with inventoried emissions. It first classifies the elementary flows between the various categories of impacts and then calculates the indicator results.

### 5.3.6 Data quality analysis

The reliability of the results and conclusions of the life cycle modeling depend on the inventory data quality. It is important to ensure that the information meets certain requirements that are in line with the objectives of the study.

Though ISO does not propose a method, we followed a similar approach to the pedigree matrix approach as employed by *ecoinvent*. The pedigree matrix provides five criteria to describe the uncertainty/quality of data. Each of these criteria is then sub-divided into five quality assessment levels:

#### Reliability

- 1) Verified data based on measurements
- 2) Verified data based on assumption or non-verified data based on measurements
- 3) Non-verified data partly based on qualified estimates
- 4) Qualified estimate (e.g. by an industrial expert)
- 5) Non-qualified estimate

#### Completeness

- 1) Representative data from all site for the market considered, over an adequate period of time
- 2) Representative data from >50% of the sites relevant to the considered market, over an adequate period of time
- 3) Representative data from some sites (<<50%) relevant for the for the market considered
- 4) Representative data from only one site relevant for the for the market considered
- 5) Representativeness unknown

#### Temporal correlation

- 1) Less than 3 years
- 2) Less than 6 years
- 3) Less than 10 years
- 4) Less than 15 years
- 5) Age unknown or more than 15 years

#### Geographic correlation

- 1) Data from the area under study
- 2) Average data from the larger area in which area under study is included
- 3) Data from an area with similar production conditions
- 4) Data from an area with slightly similar production conditions
- 5) Data from unknown or distinctly different area

#### Further technological correlation

- 1) Data from enterprises, processes, and materials under study
- 2) Data from processes and material under study but from different enterprises
- 3) Data from processes and material under study but from different technology
- 4) Data on related processes or materials
- 5) Data on related processes on a laboratory scale or from different technology

Highest quality data would score only “1” for all criteria while the lowest quality would score only “5”.

- When a process is based on *ecoinvent* data, the *ecoinvent* overall pedigree matrix assessment was relied upon.
- If a process was built, data quality was assessed following the practitioner's expert judgment.

In parallel to the data quality assessment, an estimation of the processes contribution (i.e. to what extent the modeled process contributes to the overall impact score of the system under study) was performed. Lower quality data may be very appropriate in the case of a process whose contribution is minimal. On the contrary, quality data should be collected for processes having a great influence on the conclusions of the study.

### 5.3.7 Consistency and completeness

Throughout the study, attention was paid to ensure that the systems were represented in a manner consistent with the definition of the goal and scope of the study. In addition, during data collection and modeling, the definition of the boundaries, the assumptions, the methods, and the data were applied in a similar way to all systems. There is **consistency** among the studied systems with regard to data sources, their precision and technological, temporal, and geographic representativeness.

**Completeness** was ensured thanks to a careful definition of the analyzed system boundaries. When data were missing, a sensitivity analysis was carried out to verify the effect of the assumptions and approximations used.

### 5.3.8 Interpretation

This last phase of the LCA allows to discuss the obtained results and put them into perspective. Given the objective of the study and its target audience, the discussion of the results is presented in simplified terms. The conclusions are nevertheless based on a complete and in-depth analysis of the inventory data and the LCIA results. This includes, specifically:

- Sensitivity and scenario analyses;
- Uncertainty analysis.

### 5.3.9 Sensitivity analyses

Several parameters were used to model the investigated systems; each of which presents a certain degree of uncertainty, especially with regard to generic data assumptions and methodological choices. The obtained results are related to these parameters and their uncertainty is transferred to the conclusions.

Sensitivity analyses were performed on the following parameters:

- Impact assessment method: a change in impact assessment method allows for an evaluation of the uncertainty related to choosing the IMPACT World + method. This sensitivity analysis used the ReCiPe method (2016 1.02 Hierarchist version) instead.

Note: While the U.S. impact assessment method (TRACI) shows some geographic adequacy (Canada isn't included), the underlying environmental models are old (i.e. 2003) and, therefore, its use for a sensitivity analysis was excluded.

- Impact assessment method – global warming potentials: an evaluation with IPCC AR-5 GWP<sub>20</sub> factors was done;
- A variation on the fugitive emissions rate was done;
- A variation on the well estimated ultimate recovery was done;
- An assessment of the GHG emissions location (i.e. Quebec vs elsewhere) was done.

### 5.3.10 Uncertainty analysis: inventory data

An uncertainty analysis accounting for the variability of inventory data has been performed through a Monte Carlo simulation. Data variation was either provided using *ecoinvent's* pedigree matrix approach and/or by the data brackets provided in Natural gas from the Marcellus play in the U.S (system 1):

Table 5-2 Tables 3-1 to 3-4. The Monte Carlo simulation ran for 1000 iterations.

However, it should be noted that **this uncertainty analysis is incomplete as some parameter uncertainties remain unaccounted for due to issues when integrating the *ecoinvent v 3.4* database in the SimaPro software.**

## 5.4 Critical Review

In accordance with ISO standards, critical reviews are optional when the results are intended for internal use by the study sponsor. However, such a review is an important and mandatory step to ensure the validity of the results before certain public communications, such as environmental product declarations, according to ISO 14 020 standards, or comparative assertions are made public, in accordance with ISO 14 040 standards.

With respect to this study, a critical review was done by an external expert panel.

The critical review committee consisted of the following three members (Table 3-5).

**Table 5-1 : Critical review committee**

Name	Affiliation	Implication/expertise
François Charron-Doucet	Agéco	Review committee president, LCA expert
Ben Amor	Université Sherbrooke	Reviewer, LCA expert, energy sector expert
Annie Levasseur	ETS	Reviewer, LCA expert

In accordance with ISO 14 040 and 14 044 (2006a, b), the objectives of the critical review were to ensure that:

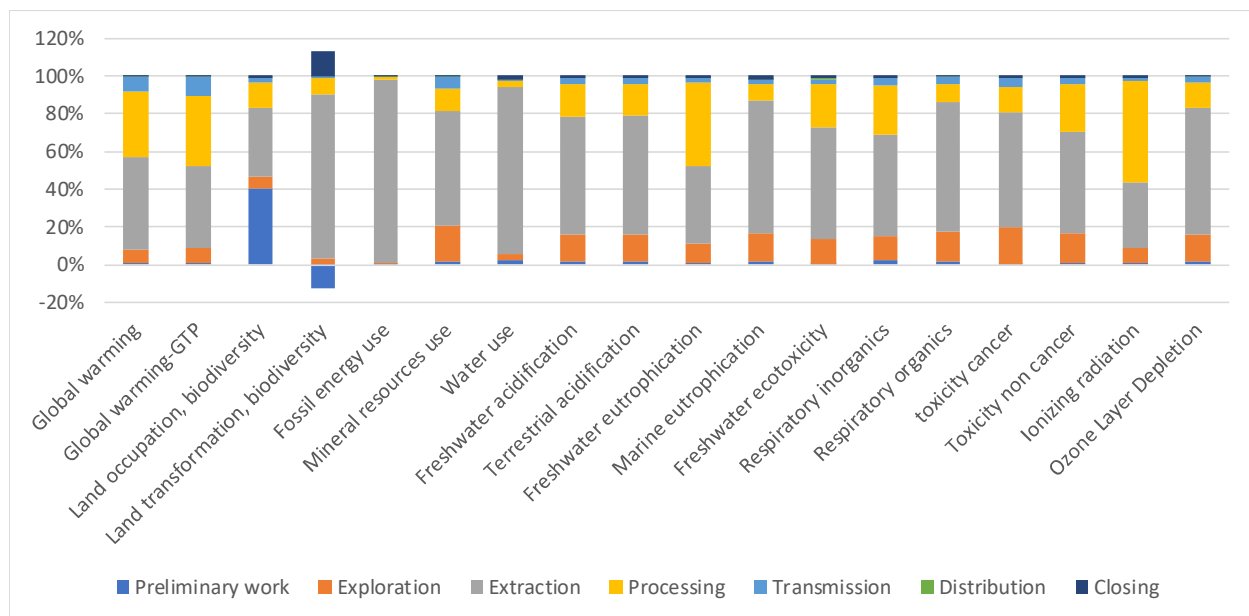
- The methods used by CIRAIG to perform the life cycle analysis are:
  - consistent with ISO 14040 international standards;
  - valid from a technical and scientific point of view;
  - appropriate and reasonable in relation to the purpose of the study;
- The CIRAIG interpretations reflect the limitations identified and the purpose of the study;
- The detailed report is transparent and consistent.

## 6 Results: natural gas supply chain environmental profiles

The following sub-sections present the environmental profile for the natural gas supply chains for Quebec. Each profile is presented individually prior to their comparison. The detailed results are presented in Appendix D.

### 6.1 Environmental profile: Marcellus U.S. shale gas system

Figure 6-1 and Figure 6-4 provide the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Marcellus U.S. shale gas system at both the midpoint and endpoint levels, Figure 6-2 presents the relative contributions of the processes included in the extraction stage, and Figure 6-3 shows the midpoint impact categories relative contributions to the endpoint categories.

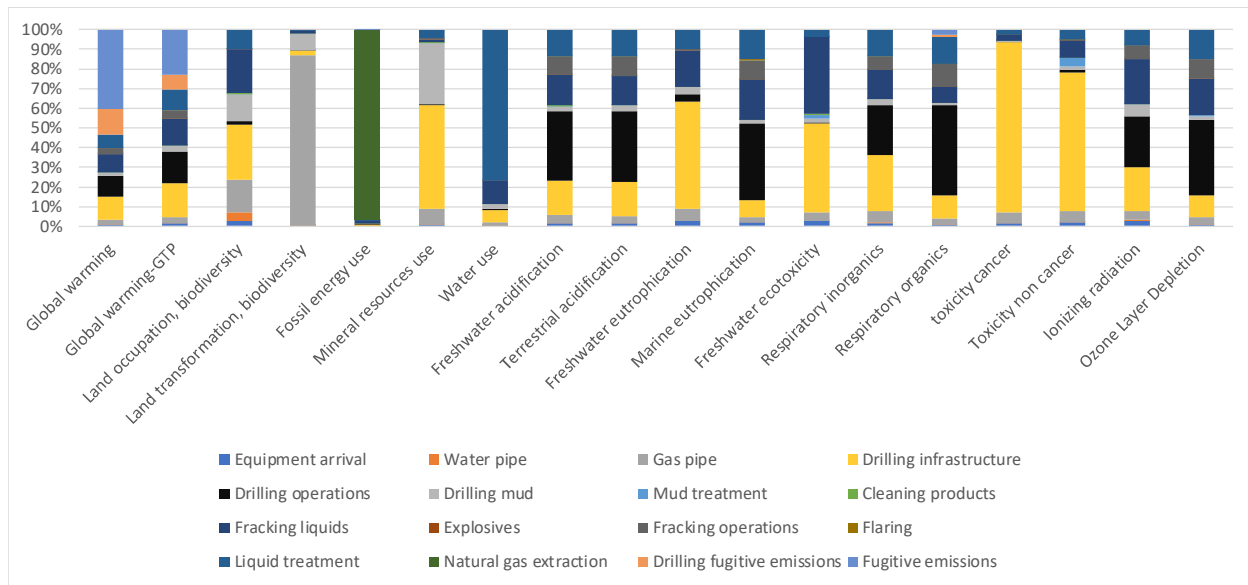


**Figure 6-1: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Marcellus U.S. shale gas system**

As shown:

- The extraction stage is the most important contributor for most impact categories (35 to 88%).
- The processing (3 to 53%) and exploration (4 to 19%) stages follow.
- Preliminary work may also be an important contributor (up to 40%) for the land use categories (i.e. *Land occupation* and *Land transformation*).
- For the *Land transformation* category, the preliminary work stage presents negative indicator results which are later counter-balanced by the closing of the site. This is related to the land use change from and back to its initial state (agricultural land).

Seeing that the extraction stage is the major contributor, Figure 6-2 presents the relative contributions of the processes included in that stage.

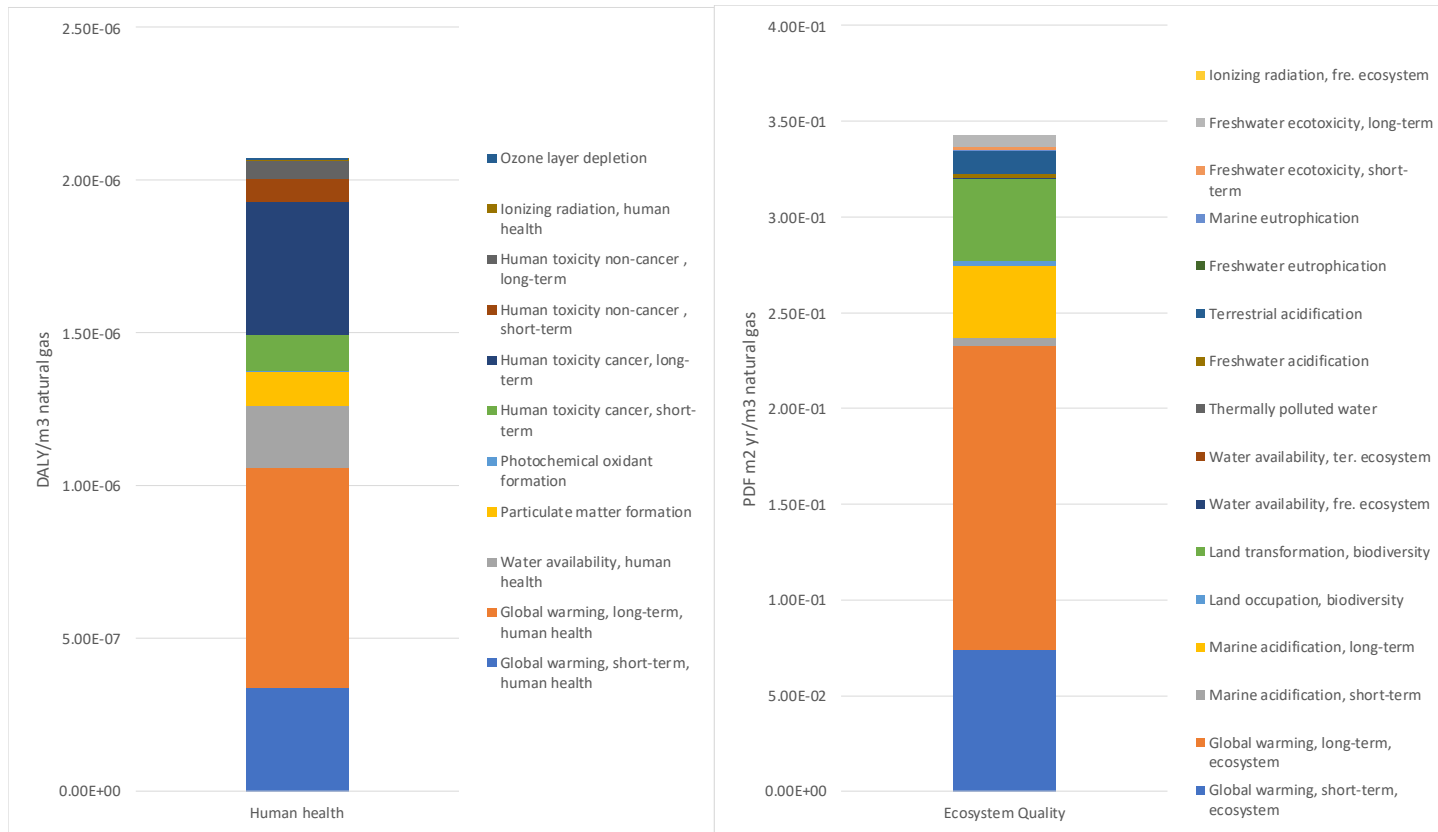


**Figure 6-2: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Marcellus U.S. shale gas system**

As shown:

- The drilling related processes, i.e. drilling operations (energy consumption), production of drilling mud recipe, drilling infrastructure, are the main contributors –(9 to 87%).
- Fugitive emissions contribute 16 to 41% to the two *Global warming* indicator results.
- The extracted natural gas itself is driving the *Fossil energy use* indicator result.

Figure 6-3 shows the midpoint impact categories contributions to the endpoint categories.



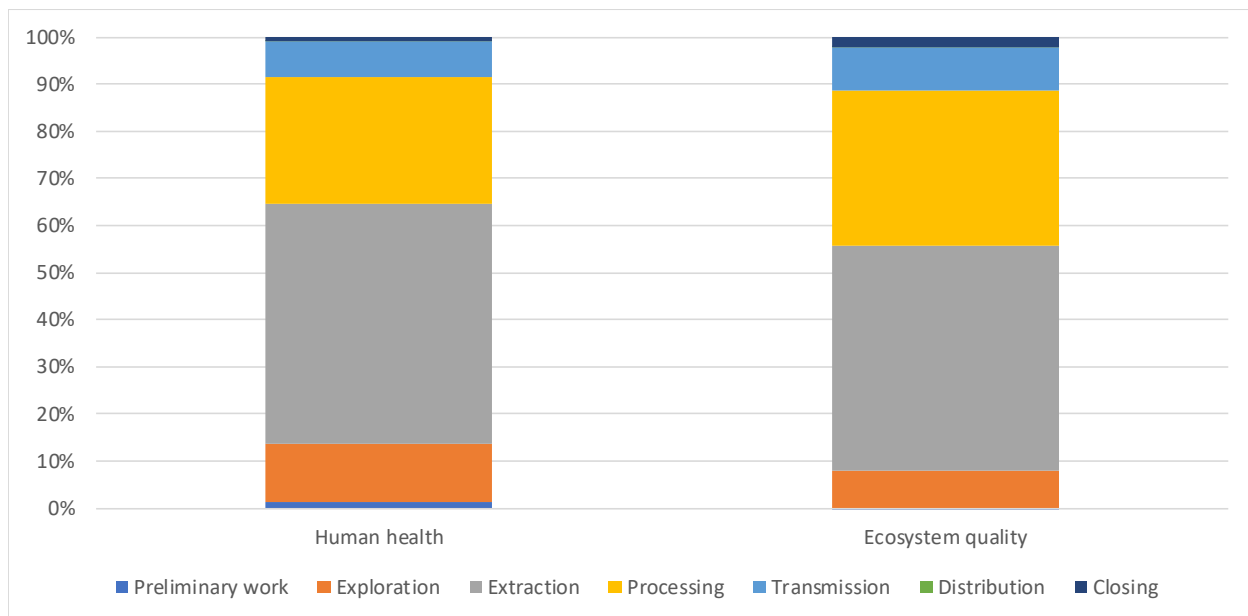
**Figure 6-3: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the U.S. Marcellus shale gas system**

Note: IMPACT World+, unlike other LCIA methods, does not necessarily show a linear correspondence between its midpoints and endpoints. Those should be completely different impact categories with different cause and effect chains. For example, *Water use* is the midpoint for the *Water availability, human health* endpoint. At the midpoint level, the indicator accounts for the scarcity of the water used by the system – basically a lightly modified inventory result. At the endpoint level, the indicator accounts for a region’s ability to compensate the water used there, with either local water treatment technologies and/or water imports from neighbouring regions, so that humans are not be affected. Therefore, the two indicators do not assess the same things and can provide contradictory results.

As shown:

- The greenhouse gases related impact categories (*Global warming, Ocean acidification*) account for 51% of the *Human health* indicator result and 80% of the *Ecosystem quality* indicator result.
- The *Human toxicity carcinogens, long-term* and *Human toxicity non-carcinogens, long-term* categories account for 25% of the total *Human health* indicator result, due to emissions of metals in the environment.
- The *Land transformation* category accounts for 13% of the *Ecosystem quality* indicator result, due to land use associated with (mostly with extraction) infrastructure.

Figure 6-4 provides the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Marcellus U.S. shale gas system at the endpoint level.



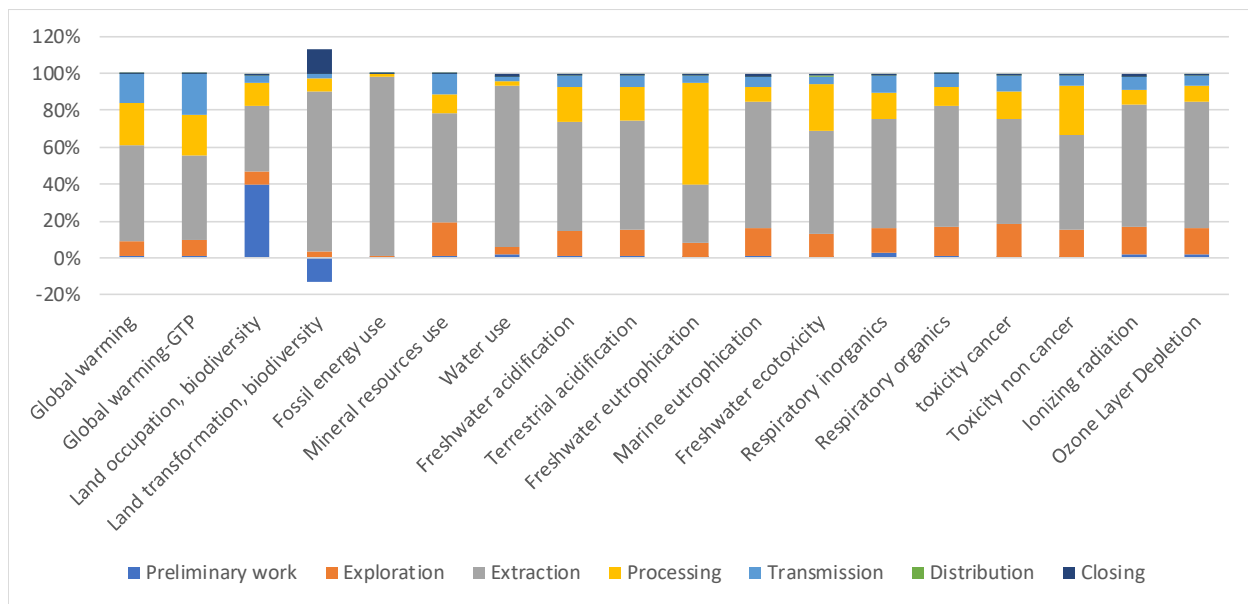
**Figure 6-4: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the U.S. Marcellus shale gas system**

As shown:

- The contribution profile for the *Human health* and *Ecosystem quality* categories are very similar.
- Nearly half (50 and 47%) of the contributions are from the extraction stage – mostly driven by the GHG emissions from the drilling related processes and fugitive emissions (see previous analyses).
- Follow the processing (27 and 34%), exploration (12 and 8%), and transmission (8 and 9%) stages.
- The preliminary work and closing stages show very small contributions.

## 6.2 Environmental profile: Alberta natural gas system

Figure 6-5 provides the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Alberta natural gas (both tight and conventional gas) system at the midpoint level.

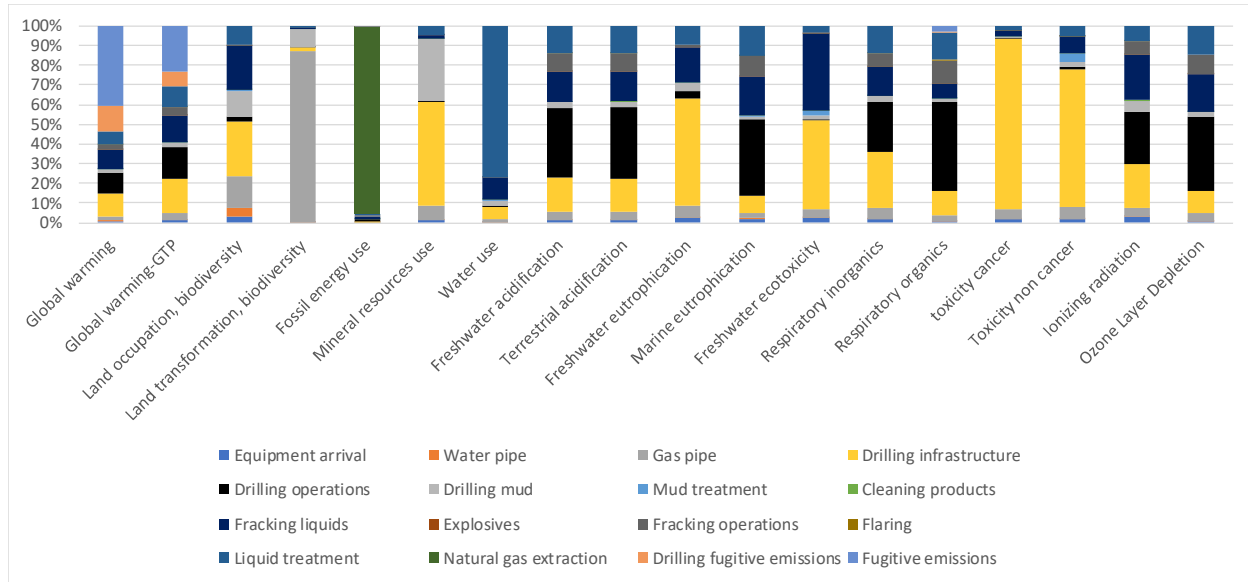


**Figure 6-5: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicators for the Alberta natural gas system**

As shown:

- The contribution profile is similar to the one for the U.S. Marcellus shale gas system, with the extraction (31 to 87%), processing (3 to 55%), exploration (4 to 18%), and transmission (2 to 22%) stages being the most important contributors for most impact categories, the higher contribution of the transmission stage explained by the increased transport distance for the Alberta gas.
- Preliminary work may also be an important contributor (up to 40%) for the land use categories (i.e. *Land occupation* and *Land transformation*);
- For the *Land transformation* category, the preliminary work stage presents negative indicator results which are later counter-balanced by the closing of the site. This is related to the land use change from and back to its initial state (agricultural land).

As the extraction stage is again a major contributor, Figure 6-6 presents the relative contributions of the processes included in that stage.

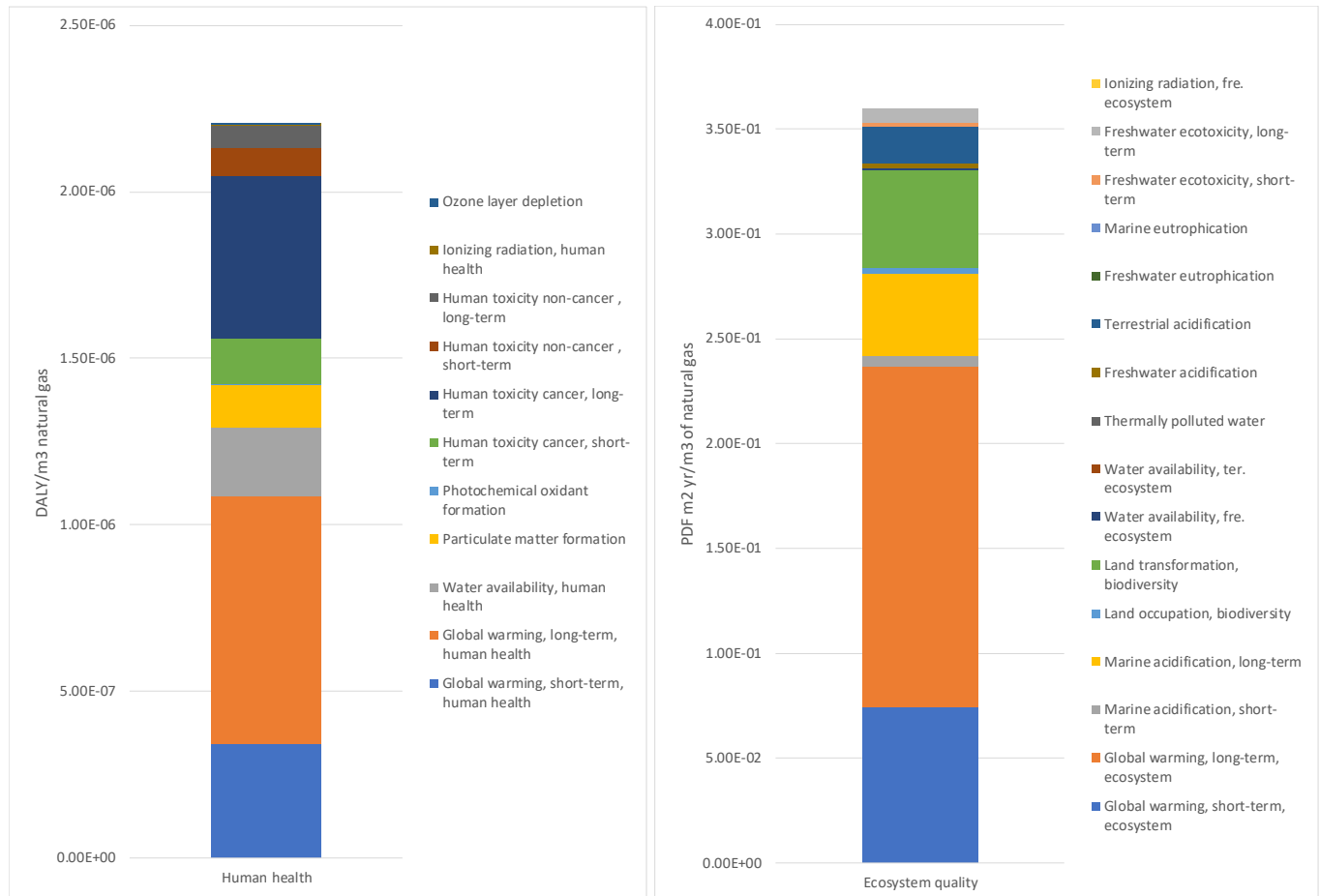


**Figure 6-6: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Alberta natural gas system**

As shown:

- As for the U.S. Marcellus shale gas system, the drilling related processes, i.e. drilling operations (energy consumption), production of drilling mud recipe, drilling infrastructure, are the main contributors (9 to 87%).
- Fugitive emissions contribute 23 to 41% to the two *Global warming* indicator results.
- The extracted natural gas itself is driving the *Fossil energy use* indicator result.

Figure 6-8 shows the midpoint impact categories contributions to the endpoint categories.



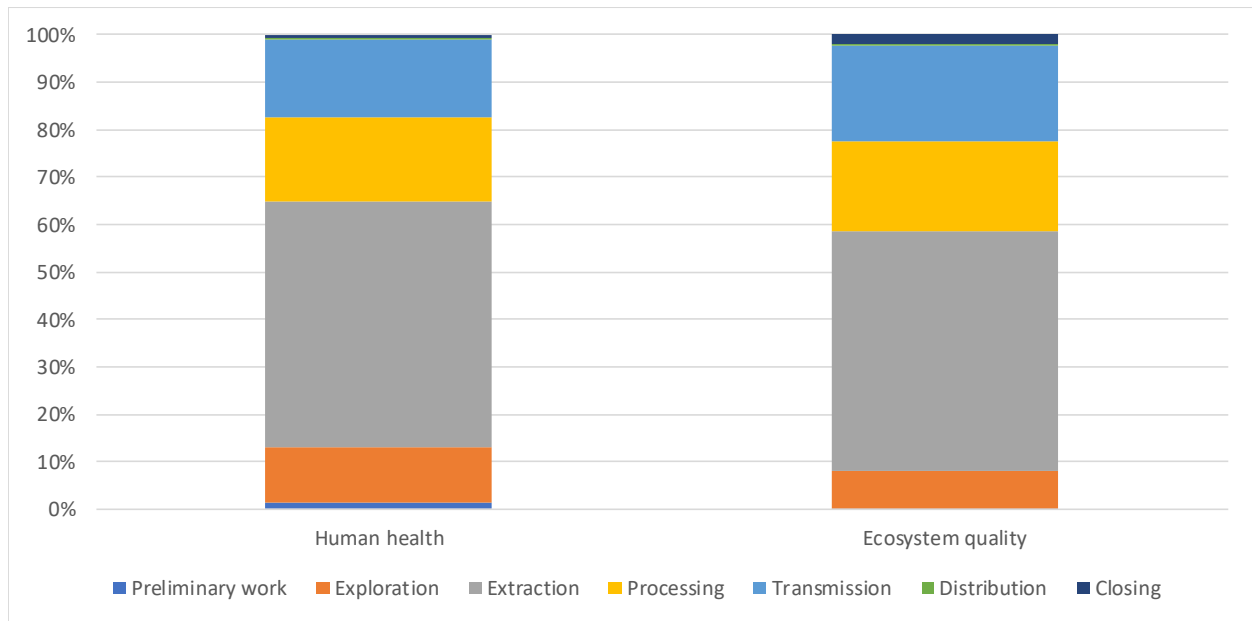
**Figure 6-7: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Alberta natural gas system**

Note: IMPACT World+, unlike other LCIA methods, does not necessarily show a linear correspondence between its midpoints and endpoints. Those should be seen as completely different impact categories with different cause and effect chains. For example, *Water use* is the midpoint for the *Water availability, human health* endpoint. At the midpoint level, the indicator accounts for the scarcity of the water used by the system – basically a lightly modified inventory result. At the endpoint level, the indicator accounts for a region’s ability to compensate the water used there, with either local water treatment technologies and/or water imports from neighbouring regions, so that humans are not be affected. Therefore, the two indicators do not assess the same things and can provide contradictory results.

As shown:

- The greenhouse gases related impact categories (*Global warming, Ocean acidification*) account for 49% of the *Human health* indicator result and 78% of the *Ecosystem quality* indicator result.
- *Human toxicity carcinogens, long-term* and *Human toxicity non-carcinogens, long-term* account for 25% of the total *Human health* indicator result, due to emissions of metals in the environment.
- The *Land transformation* category accounts for 13% of the *Ecosystem quality* indicator result, due to land use associated with infrastructure.

Figure 6-8 provides the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Alberta natural gas system at the endpoint level.



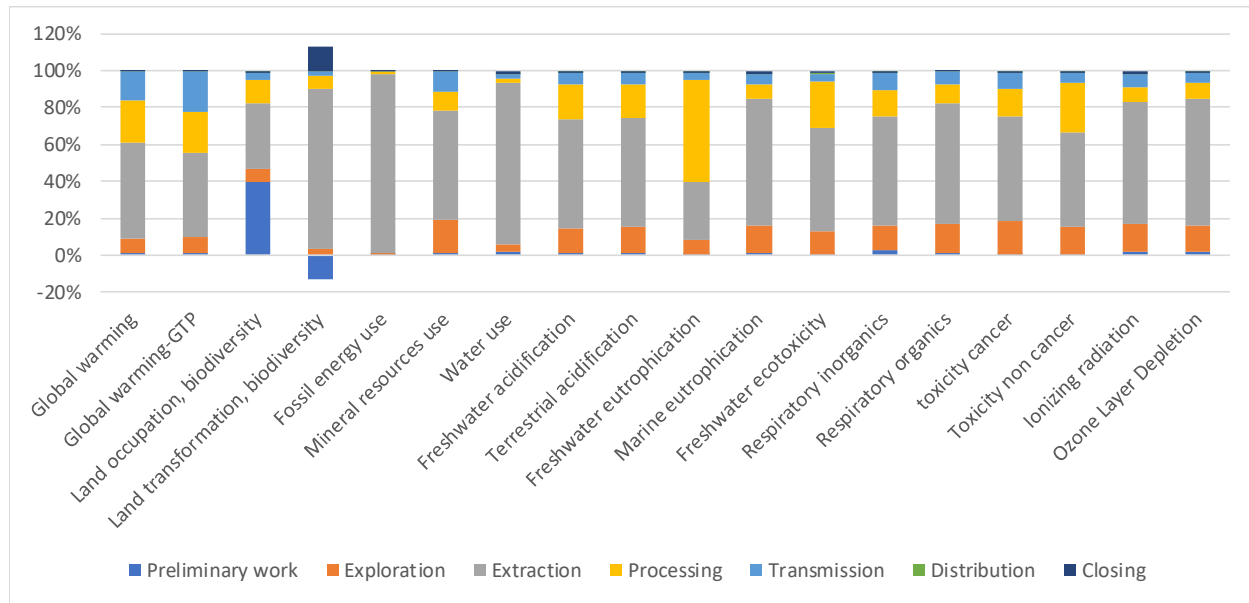
**Figure 6-8: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Alberta natural gas system**

As shown:

- The contribution profiles for the *Human health* and *Ecosystem quality* categories are very similar.
- More than half (52 and 51%) of the contributions are from the extraction stage.
- Follow the processing (17 and 19%), exploration (12 and 8%), and transmission (17 to 20%) stages.
- The preliminary work and closing stages show very small contributions.

### 6.3 Environmental profile: Quebec natural gas – conventional fracking methods system

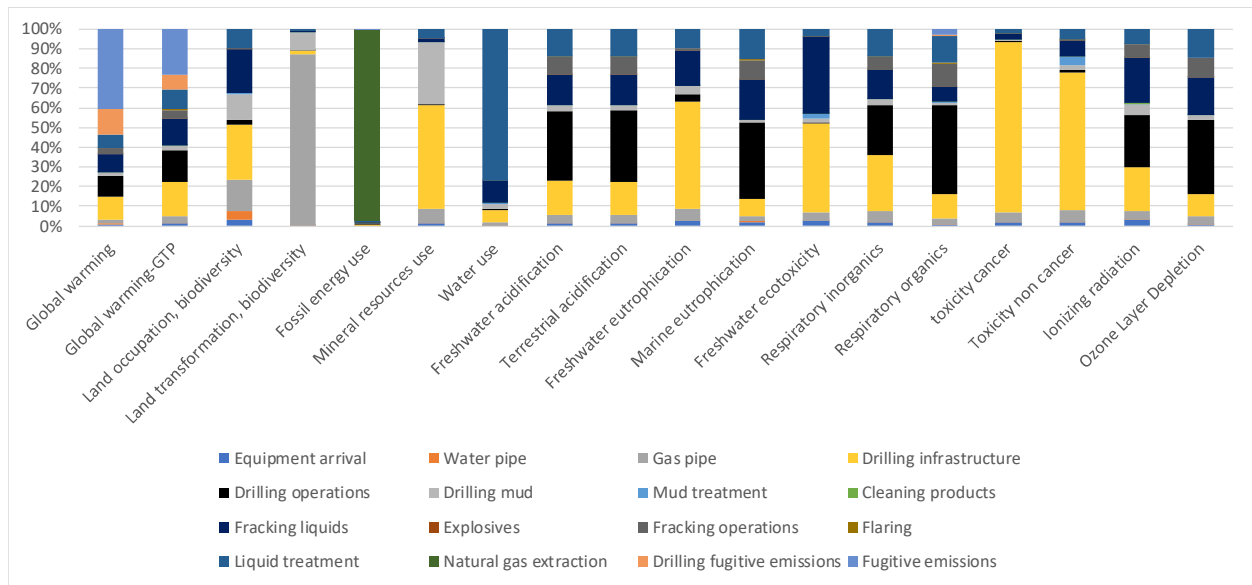
Figure 6-9 and Figure 6-12 provide the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Quebec natural gas at both the midpoint and endpoint levels, Figure 6-10 presents the relative contributions of the processes included in the extraction stage, and Figure 6-11 shows the midpoint impact categories contributions to the endpoint categories.



**Figure 6-9: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system**

As shown:

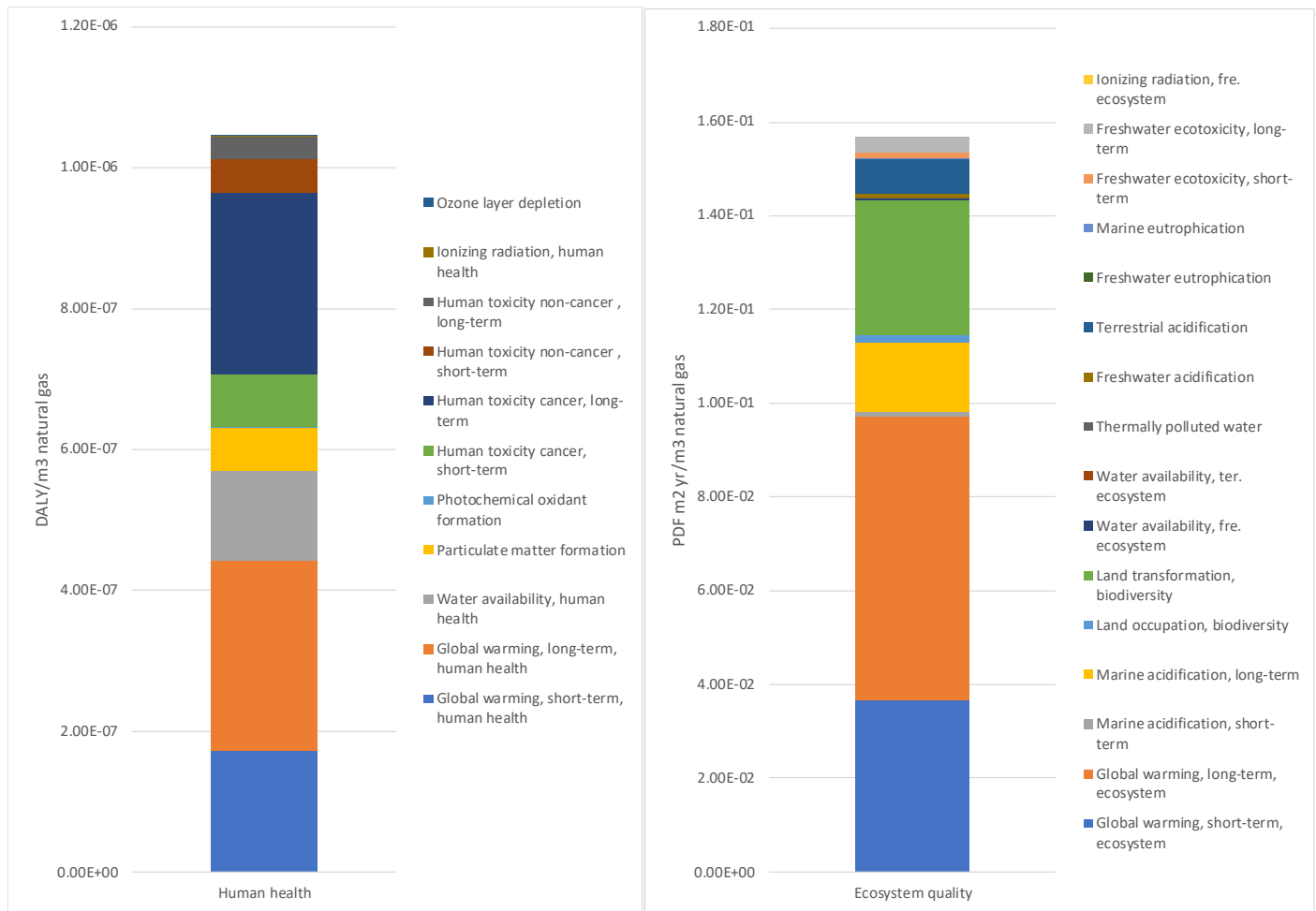
- The contribution profile is similar to the ones for the U.S. Marcellus shale gas system, with the extraction (40 to 94%), processing (1 to 18%), and exploration (3 to 23%) stages being the most important contributors for most impact categories – the processing stage contribution is lower than for the previous two natural gas systems since it does not include an amine or a turbo-expander process as the natural gas composition in Quebec is already up to distribution specifications.
- Preliminary work may also be an important contributor (up to 46%) for the land use categories (i.e. *Land occupation* and *Land transformation*);
- For the *Land transformation* category, the preliminary work stage presents negative indicator results which are later counter-balanced by the closing of the site. This is related to the land use change from and back to its initial state (agricultural land).



**Figure 6-10: Extraction stage processes relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system**

As shown:

- As for the two previous systems, the drilling related processes, i.e. drilling operations (energy consumption), production of drilling mud recipe, drilling infrastructure, are the main contributors– (8 to 87%).
- Fugitive emissions contribute 23 to 41% to the two *Global warming* indicator results.
- The extracted natural gas itself is driving the *Fossil energy use* indicator result.

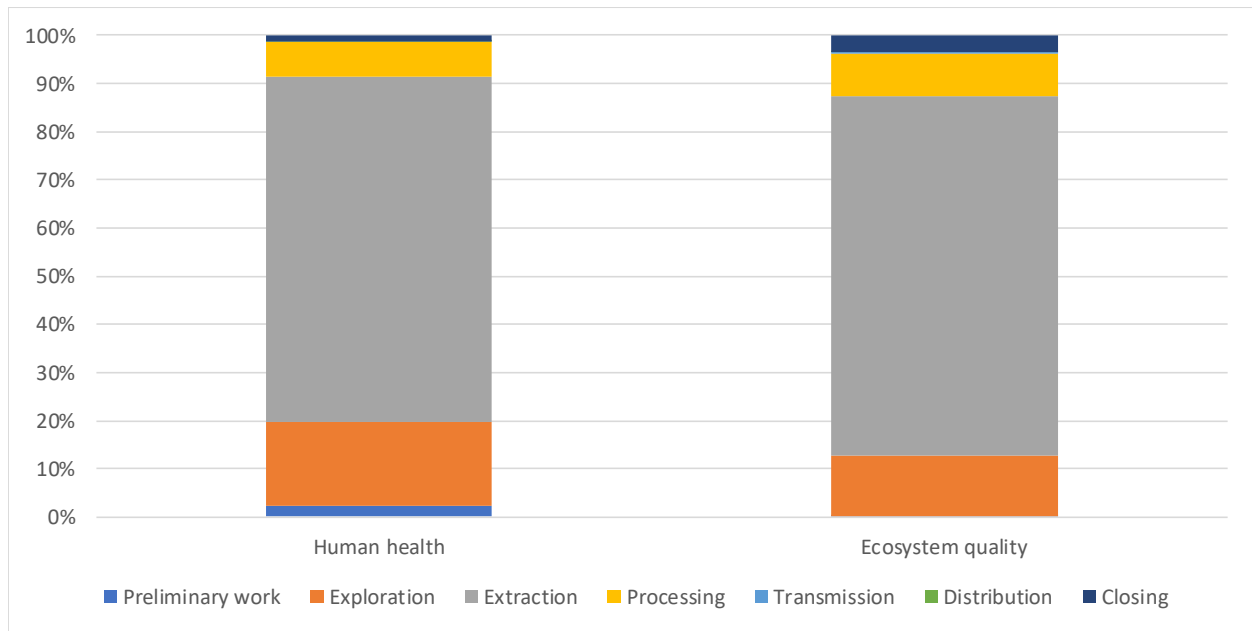


**Figure 6-11: Midpoint categories contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system**

Note: IMPACT World+, unlike other LCIA methods, does not necessarily show a linear correspondence between its midpoints and endpoints. Those should be seen as completely different impact categories with different cause and effect chains. For example, *Water use* is the midpoint for the *Water availability, human health* endpoint. At the midpoint level, the indicator accounts for the scarcity of the water used by the system – basically a lightly modified inventory result. At the endpoint level, the indicator accounts for a region’s ability to compensate the water used there, with either local water treatment technologies and/or water imports from neighbouring regions, so that humans are not be affected. Therefore, the two indicators do not assess the same things and can provide contradictory results.

As shown:

- The greenhouse gases related impact categories (*Global warming, Ocean acidification*) account for 43% of the *Human health* indicator result and 72% of the *Ecosystem quality* indicator result.
- *Human toxicity carcinogens, long-term* and *Human toxicity non-carcinogens, long-term* account for 28% of the total *Human health* indicator result, due to emissions of metals in the environment.
- The *Land transformation* category accounts for 18% of the *Ecosystem quality* indicator result, due to land use associated with infrastructure.



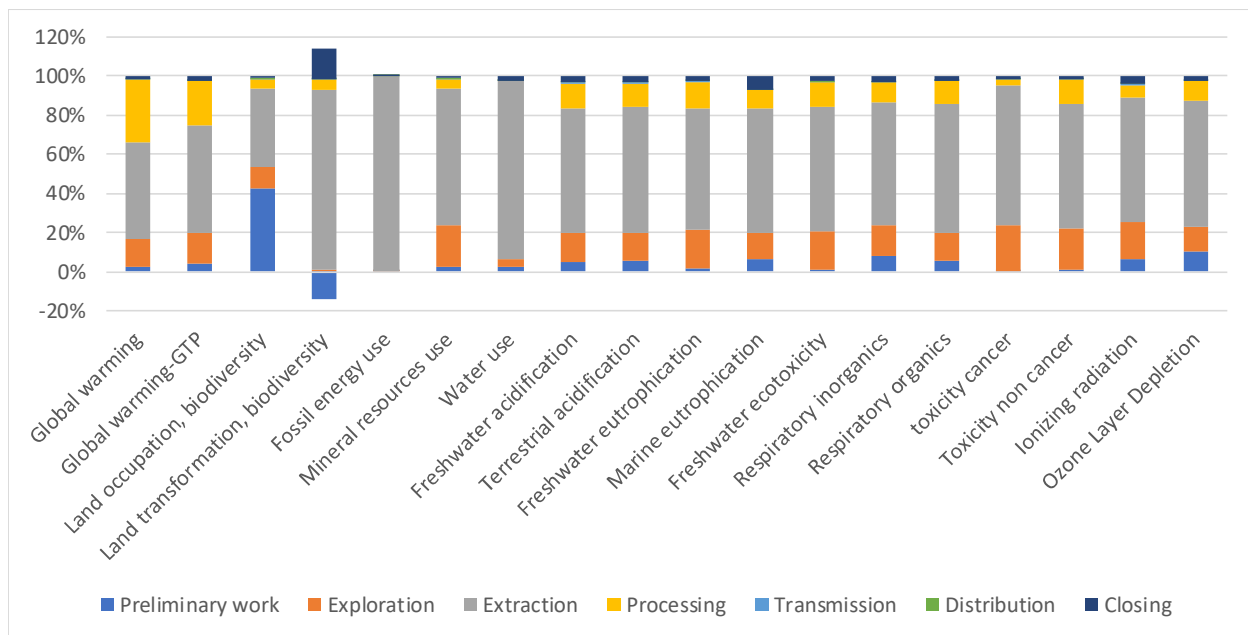
**Figure 6-12: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ endpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system**

As shown at the endpoint level:

- The contributions profiles for the *Human health* and *Ecosystem quality* categories are very similar.
- More than half (72 and 74%) of the contributions are from the extraction stage.
- Follow the processing (7 and 9%) and exploration (17 and 13%) stages.
- The preliminary work and closing stages show very small contributions.

#### 6.4 Environmental profile: Quebec natural gas – Clean Gas initiative system

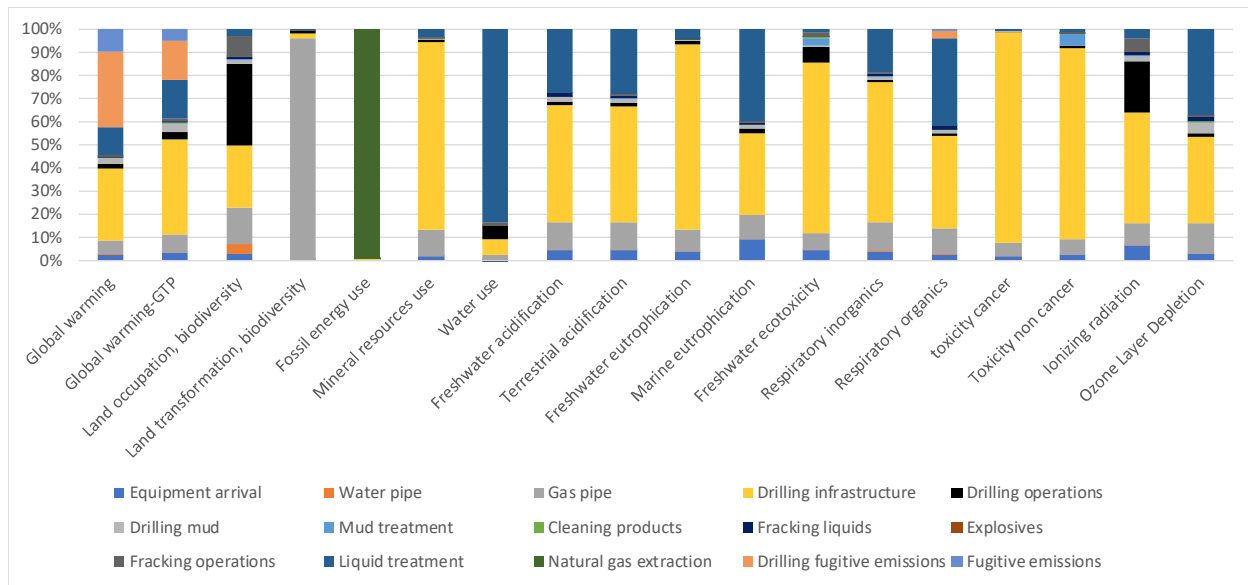
Figure 6-13 and Figure 6-16 provide the life cycle stages relative contributions to the environmental profile for the Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative at both the midpoint and endpoint levels, Figure 6-14 presents the relative contributions of the processes included in the extraction stage, and Figure 6-15 shows the midpoint impact categories relative contributions to the endpoint categories.



**Figure 6-13: Life cycle stages relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative system)**

As shown:

- The extraction (40 to 95%), processing (1 to 32%), and exploration (1 to 23%) are, respectively, the most important contributing stages to the environmental indicator results;
- Preliminary work may also be an important contributor (up to 43%) for the land use categories (i.e. occupation and transformation);
- The extraction stage main contributors are associated with the drilling step (3 to 91%; driven by the energy consumption, the production of the drilling mud products, and pipes that are installed in the hole). The extraction of the natural gas itself is driving the *Fossil resource use* indicator result. Fugitive emissions are not a major contributor – contributing only to 5 to 10% to the *Global warming* related impact categories results.

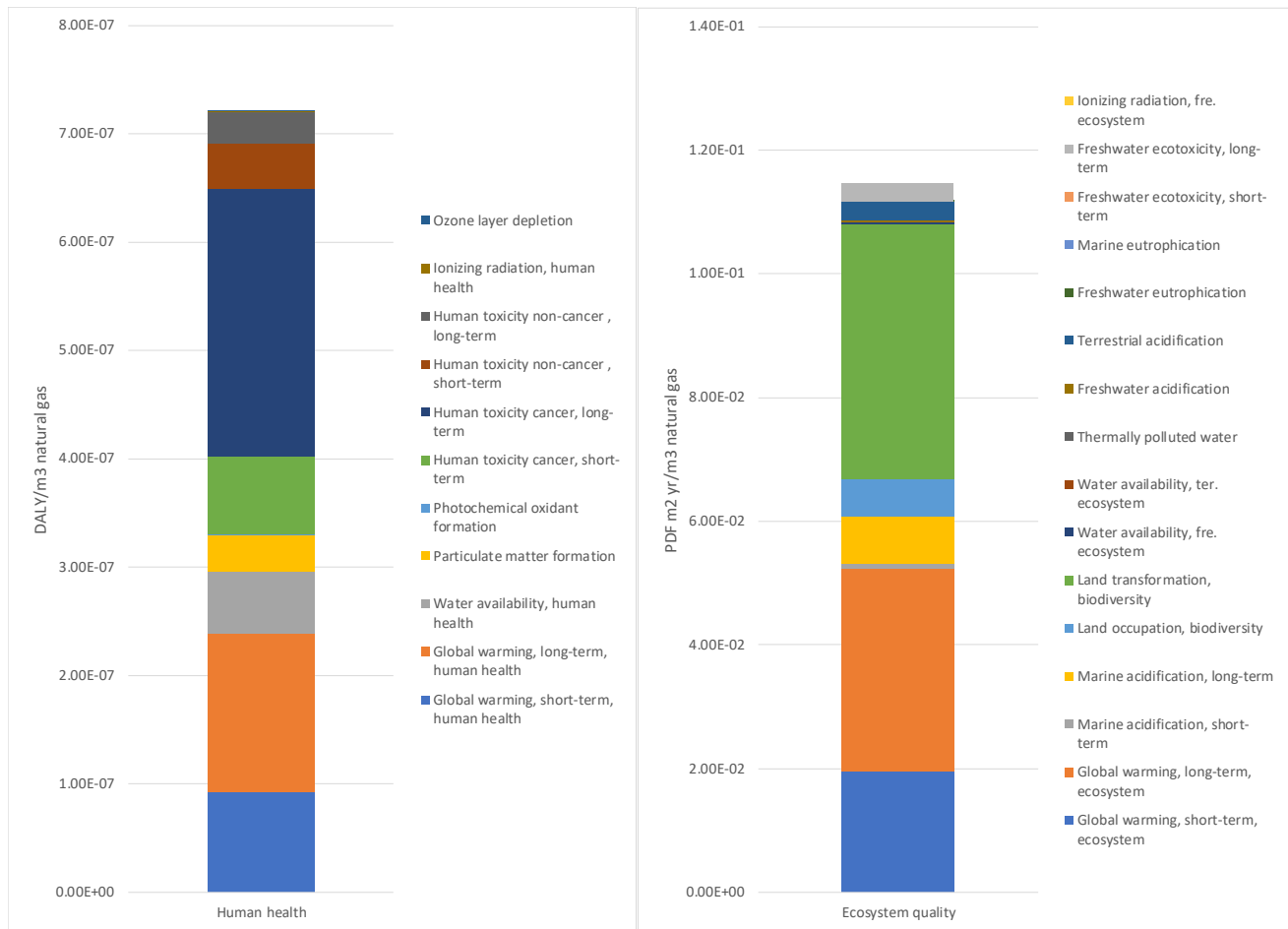


**Figure 6-14: Contributions of the Quebec natural gas extraction (with Clean gas initiative) - IMPACT World+ indicator**

As shown:

- Amongst the processes, the extraction stage main contributors are associated with the drilling step - 3 to 91% driven by the energy consumption, the production of the drilling mud products, and drilling infrastructures.
- Fugitive emissions contribute to 5 to 10% for *Global warming* related impact categories.
- The extraction of the natural gas itself is driving the *Fossil resource use* indicator result.

Figure 6-15 shows the impact categories' contribution to the endpoint.



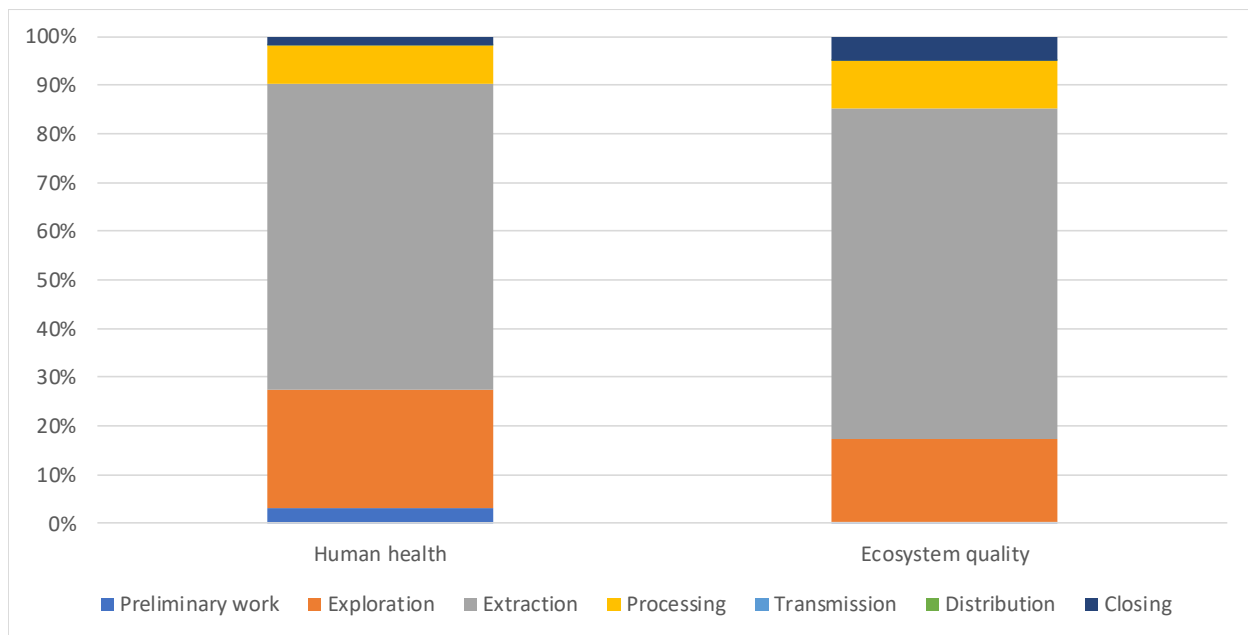
**Figure 6-15: Quebec natural gas (with Clean gas initiative) indicator contributions to the IMPACT World + endpoint indicators**

Note: IMPACT World+, unlike other LCIA methods, does not necessarily show a linear correspondence between its midpoints and endpoints. Those should be seen as completely different impact categories with different cause and effect chains. For example, *Water use* is the midpoint for the *Water availability, human health* endpoint. At the midpoint level, the indicator accounts for the scarcity of the water used by the system – basically a lightly modified inventory result. At the endpoint level, the indicator accounts for a region’s ability to compensate the water used there, with either local water treatment technologies and/or water imports from neighbouring regions, so that humans are not be affected. Therefore, the two indicators do not assess the same things and can provide contradictory results.

As shown:

- GHG related impact categories account for 33% of the *Human health* endpoint indicators and 53% of the *Ecosystem quality* indicator.
- *Human toxicity cancer and non-cancer long term* account for 38% of the *Human health* endpoint indicators. These impact categories are related to the emissions of metals in the environment.
- *Land transformation*, driven by the site itself and the infrastructures – the same as with previous natural gas systems - accounts for 36% of the *Ecosystem quality* indicator.

Figure 6-16 provides the endpoint assessment of the Alberta natural gas.



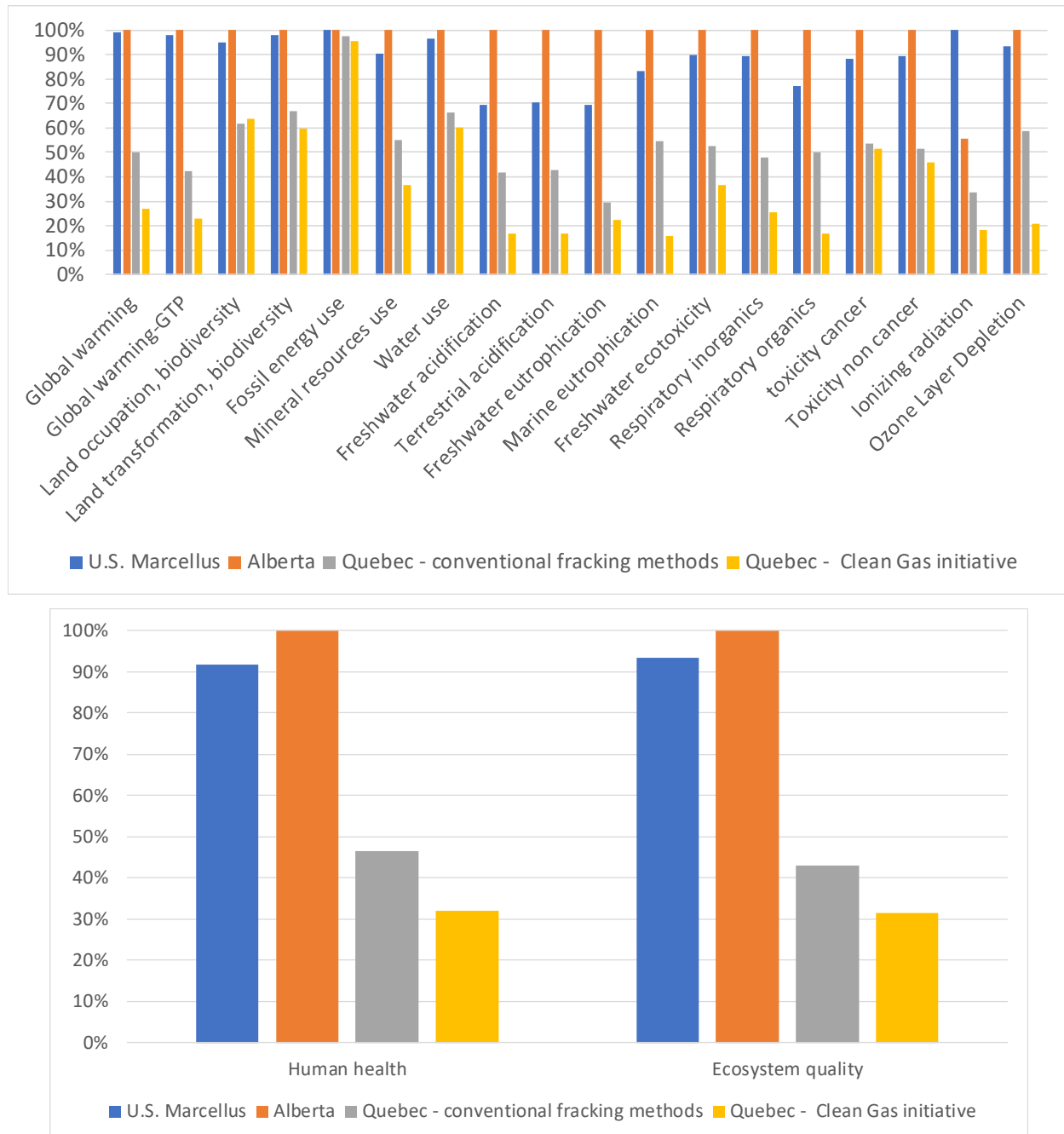
**Figure 6-16: Environmental profile (midpoint (above) and endpoint (below)) for the Quebec natural gas with the Clean Gas initiative**

As shown at the endpoint:

- The contributions for the *Human health* and *Ecosystem quality* categories are very similar;
- More than half (65 and 68%) of the contributions are from the extraction stage;
- The rest is mostly accounted for by the processing (10 and 12%) and exploration (20 and 14%) stages.

## 6.5 Environmental profiles: comparison between systems

Figure 6-17 provides the comparison of the environmental profiles for the Marcellus U.S. shale gas, Alberta natural gas, Quebec natural gas, alternatively extracted with conventional fracking methods and following the Clean Gas initiative at both the midpoint and endpoint levels. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).



**Figure 6-17: Environmental profiles at the IMPACT World+ midpoint (top) et endpoint (bottom) levels for the four studied systems. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).**

As shown:

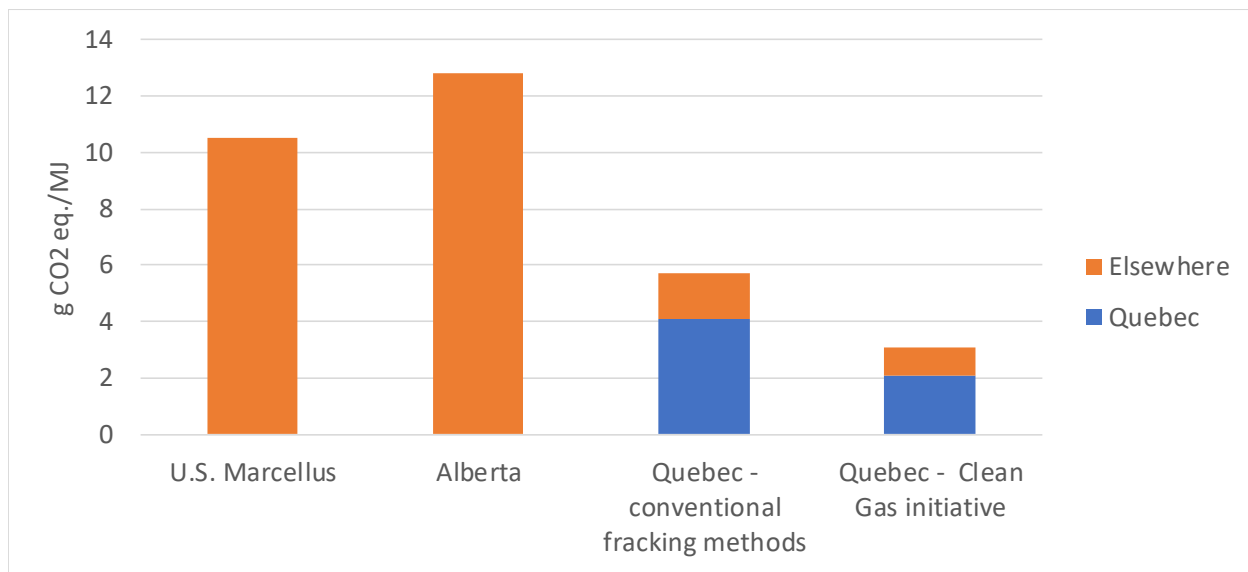
- The Quebec Clean Gas system shows the lowest indicator results for all midpoint and endpoint categories, except for the *Land occupation* category, for which its result is insignificantly higher than that for the Quebec conventional system. The most likely explanation is related to the land use associated with hydroelectric reservoirs.
- Differences between systems are mostly explained by the differences between EUR, fugitive emissions rates, and processing needs:
  - The Alberta natural gas system has the lowest EUR (50 Mm<sup>3</sup>), the highest fugitive emissions rates, and needs more impurities to be removed from the raw gas. Alberta system typically shows the highest indicator results.
  - The U.S. Marcellus shale gas system has a medium EUR (60 Mm<sup>3</sup>), medium fugitive emission rates, and needs more impurities to be removed from the gas compared to Quebec systems. The U.S. Marcellus system typically shows the second highest indicators results.
  - The Quebec natural gas extracted with conventional fracking methods system has the highest EUR (84 Mm<sup>3</sup>), the highest fugitive emissions rates but, needs less intensive processing of the raw gas than the Alberta or U.S. Marcellus systems. The Quebec conventional system typically shows the second lowest indicator results.
  - The Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative system has the highest EUR (84 Mm<sup>3</sup>), the lowest fugitive emissions at the extraction site (equipment leaks only) and needs less intensive processing of the raw gas than the Alberta or U.S. Marcellus systems. The Quebec Clean Gas system typically shows the lowest indicator results.

## 6.6 GHG emission location

It should be noted that the environmental indicators used in this report represent a global assessment, i.e. the environmental models used to convert the inventory results into the environmental indicator results are representative of the global average situation - meaning that the lower indicator results for the Quebec Clean Gas system signify that the Clean Gas initiative is associated with less the environmental potential impacts at a global level. This, however, does not exclude the possibility for the extraction of natural gas in the province following the Clean Gas initiative, to increase local or regional environmental impacts.

This sub-section wishes to estimate the GHG emissions occurring in Quebec (Figure 6-18). As such, the following assumptions were made:

- Preliminary work, exploration, extraction, and processing of the U.S. Marcellus shale gas occur outside of Quebec.
- Distribution of the U.S. Marcellus shale gas occurs in Quebec.
- Preliminary work, exploration, extraction, and processing of the Alberta natural gas occur outside of Quebec.
- Distribution of the Alberta natural gas occurs in Quebec.
- Preliminary work, exploration, extraction, processing, and distribution of Quebec natural gas occur in Quebec, except for the production and supply of materials (e.g. for infrastructure) and energy sources (except for Quebec electricity).



**Figure 6-18: GHG emissions occurring in Quebec and elsewhere for the four studied systems**

As shown:

- For the U.S. Marcellus and Alberta systems, the GHG emissions mainly occur outside of Quebec – only the distribution step occurs in Quebec which, from the previous assessments, represents a low contributing process.
- For both Quebec systems, most of the GHG emissions occur within Quebec in about the same proportions (72% for the conventional fracking method system and 68% for the Clean Gas system).

## 6.7 Sensitivity analysis: IMPACT World + vs ReCiPe

Table 6-1 compares the midpoint indicator results obtained with IMPACT World + and ReCiPe (2016 1.02 Hierarchist version). It should be noted that IMPACT World + presents more indicators than ReCiPe. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%). A color code is used to identify the system with the highest (orange when both LCIA method points to the same system) and lowest (green when both LCIA methods point to the same system, yellow when each method points to a different one).

**Table 6-1 : Midpoint level environmental profiles for the four compared system obtained with IMPACT World + and ReCiPe (2016 1.02 Hierarchist version) (for each impact category, system results are normalized to the highest indicator result obtained (100%), orange = highest indicator result for both methods, green = lowest indicator result for both methods, yellow = lowest indicator result for either method)**

	IMPACT World +				ReCiPe			
	U.S. Marcellus	Alberta	Quebec	Quebec – clean gas	U.S. Marcellus	Alberta	Quebec	Quebec – clean gas
Global warming	89%	100%	48%	26%	89%	100%	52%	28%
Global warming-GTP	92%	100%	41%	22%	N/A			
Land occupation, biodiversity	92%	100%	60%	62%	93%	100%	61%	63%
Land transformation, biodiversity	94%	100%	65%	58%	N/A			
Fossil energy use	58%	100%	50%	43%	62%	100%	54%	47%
Mineral resources use	88%	100%	53%	36%	94%	100%	59%	52%
Water use	93%	100%	64%	58%	95%	100%	65%	82%
Freshwater acidification	68%	100%	41%	16%	N/A			
Terrestrial acidification	69%	100%	42%	16%	72%	100%	44%	18%
Freshwater eutrophication	67%	100%	29%	22%	63%	100%	27%	21%
Marine eutrophication	81%	100%	53%	15%	N/A			
Freshwater ecotoxicity	87%	100%	51%	35%	86%	100%	51%	38%
Respiratory inorganics	87%	100%	46%	25%	94%	100%	51%	21%
Respiratory organics	74%	100%	48%	16%	80%	100%	54%	16%
toxicity cancer	86%	100%	52%	50%	89%	100%	57%	54%
Toxicity non cancer	87%	100%	50%	44%	85%	100%	49%	44%
Ionizing radiation	100%	57%	34%	18%	100%	44%	27%	18%
Ozone Layer Depletion	91%	100%	57%	20%	93%	100%	57%	24%

Note: Both methods use the same underlying environmental models for the *Global warming*, *Respiratory organics*, *Ionising radiation*, and *Ozone layer depletion* categories. Variations in results between the two methods can be due to how those models were implemented for each method.

As shown:

- Both methods provide the same conclusions, except for the *Water use* category. The conclusions can then be considered robust and independent of the selected life cycle impact assessment method.
- For the *Water use* category, the discrepancy is related to water use associated with hydroelectricity generation. ReCiPe assumes that water flowing through hydroelectric power stations represents the same type of use as drinking water – which is not an assumption made by IMPACT World +.

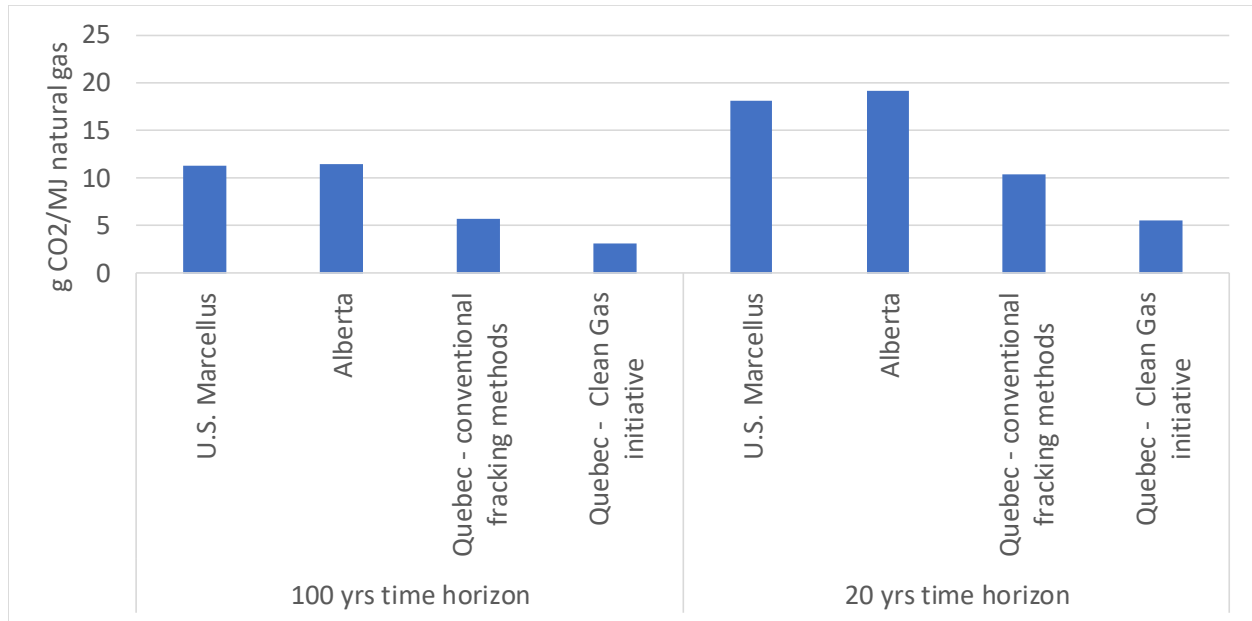
## 6.8 Sensitivity analysis: IPCC AR-5 GWP<sub>100</sub> vs GWP<sub>20</sub>

The Global Warming Potential (GWP) has been developed to allow comparison of the impacts on global warming of different greenhouse gases (GHG). It corresponds to the ratio of the amount of energy that 1 tonne of an emitted GHG will absorb over a given time horizon, to that for 1 tonne of emitted carbon dioxide (CO<sub>2</sub>). It thus provides a common unit of measure for different GHGs and makes possible adding emissions estimates and comparing emissions reductions across sectors and substances.

The usual time horizon considered for GWP is 100 years (GWP<sub>100</sub>). Political consensus during the first climate talks in the 1990s led to the widespread adoption of the GWP<sub>100</sub> as the global warming indicator. There is, however, a debate over the selection of the 100-year time horizon. Indeed, substances that have a shorter atmospheric lifetime benefit from a 100-year time horizon since the ratio between their radiative power and that of CO<sub>2</sub> (who has a longer atmospheric lifetime) is skewed. For these substances, some argue that a 20-year horizon is preferable - hence the GWP of short-lived GHG is greatly increased. For example, for the rather short-lived methane, the GWP<sub>100</sub> is 28-36 kg CO<sub>2</sub> eq./kg CH<sub>4</sub> and GWP<sub>20</sub> is 84-87 kg CO<sub>2</sub> eq./kg CH<sub>4</sub>.

Figure 6-19 shows the GWP<sub>100</sub> and GWP<sub>20</sub> results for the four studied systems.

Note: a change of time-horizon will only affect the *Climate change GWP* impact category results. The results for all other impact categories remain unchanged.



**Figure 6-19: GWP<sub>100</sub> and GWP<sub>20</sub> results for the four studied systems**

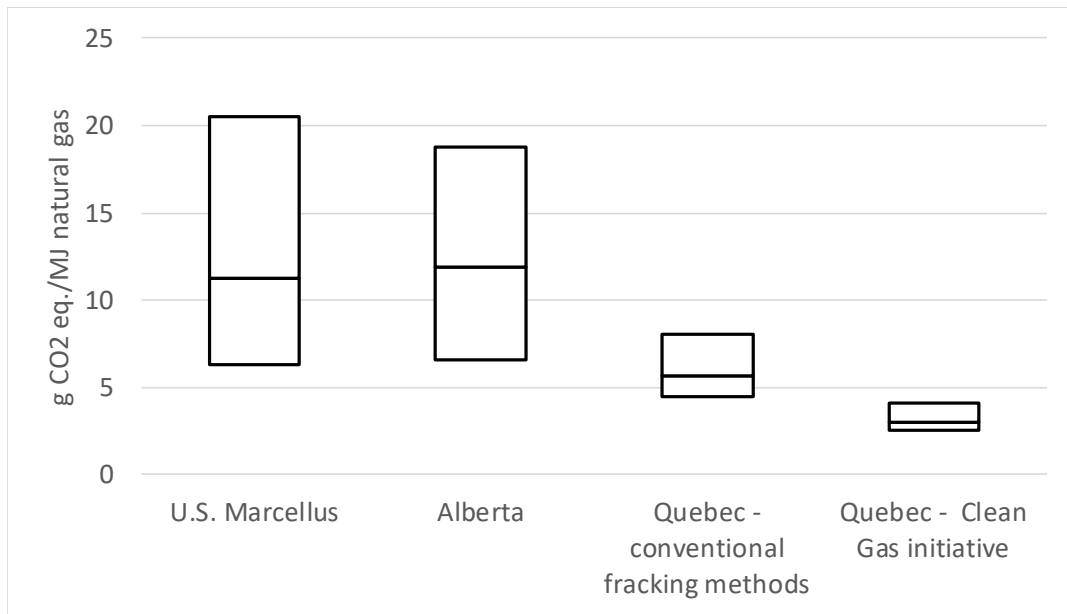
As shown:

- The conclusions do not change with either the 100-year or 20-year time horizon: the Quebec Clean Gas system shows the lowest GHG emissions followed, in order, by the Quebec conventional, the U.S. Marcellus, and the Alberta systems.
- Using the GWP<sub>20</sub> increases the *Climate change* midpoint results, increases the difference between the Alberta and U.S. Marcellus systems, since fugitive emissions were assumed higher for the Alberta system and the GWP<sub>20</sub> increases the contribution of methane (from 36 to 86 kg CO<sub>2</sub> eq./kg CH<sub>4</sub>).

## 6.9 Sensitivity analysis: Estimated ultimate recovery (EUR) variations

Figure 6-20 presents the variations in GHG emissions for the four studied systems based on EUR variability.

Note: EUR variations followed the provided well production levels ranges provided in Table 5-2 through Table 5-5.



**Figure 6-20: GHG emissions for the four studied systems accounting for EUR variability**

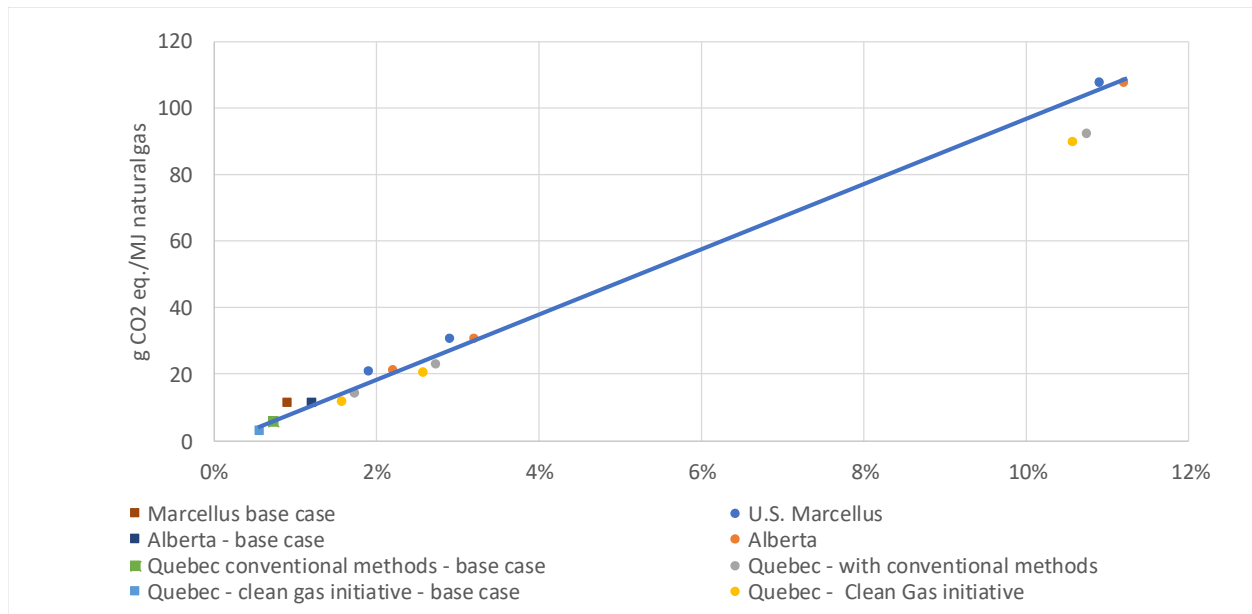
As shown:

- While the U.S. Marcellus, Alberta, and Quebec conventional systems presented different GHG emissions based on average EUR values (the horizontal bar in the box plots), the inclusion of the EUR variability makes it impossible to differentiate them. Although the results overlap is much more important between the U.S. Marcellus and Alberta systems, there is enough overlap between the Quebec conventional system and the other two to be within the margin of error.
- The Quebec Clean Gas system is the only one that can be differentiated from the others, i.e. with lower GHG emissions, when considering the EUR variability.

### 6.10 Sensitivity analysis: Fugitive emissions

Figure 6-21 shows the variations in GHG emissions for the four studied systems when accounting for the different reported (from the literature) fugitive emissions rates – whether from bottom-up or top-down approaches.

Note: the base case fugitive emissions rates were arbitrarily increased by 1%, 2%, and 10%.



**Figure 6-21: GHG emissions for the four studied systems according to fugitive emissions rates**

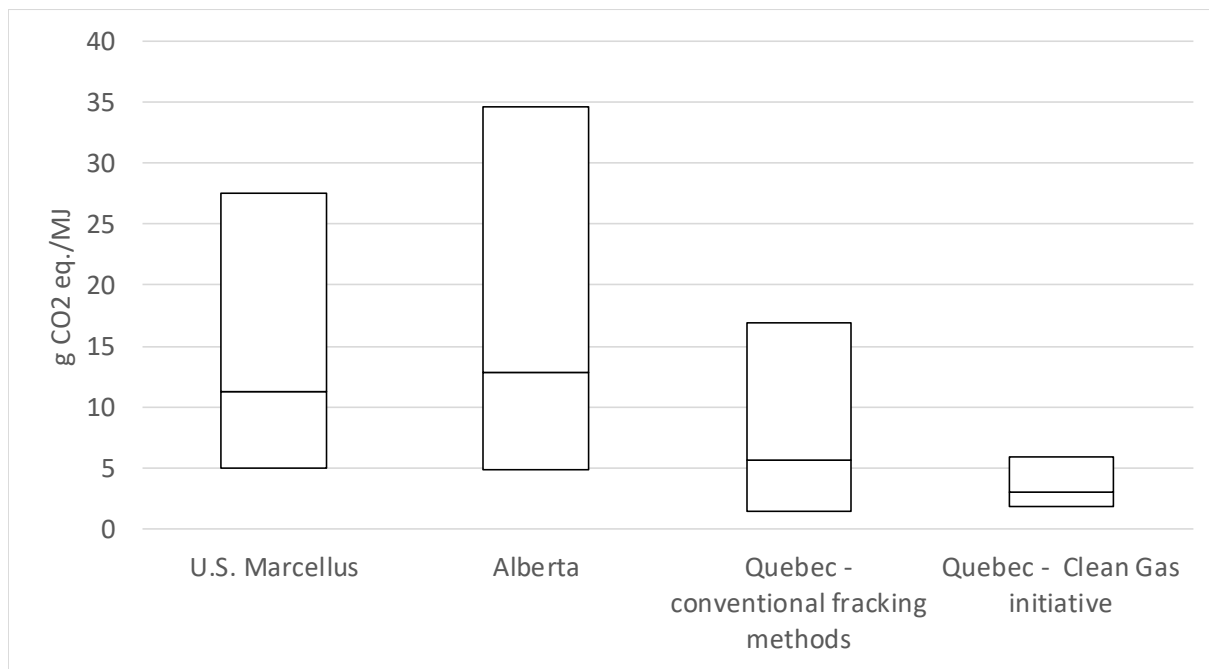
As shown:

- GHG emissions for all systems increase with fugitive emissions rates according to a similar linear regression.
- The ranking of the systems remains the same at each fugitive emissions rates level, with the Quebec Clean Gas system showing the lowest GHG emissions, followed by the Quebec conventional, Alberta and U.S. Marcellus systems. There is however the possibility of changing the ranking order if fugitive emissions rates vary differently between systems from the initially assumed values.

### 6.11 Uncertainty analysis

Figure 6-22 shows the GHG emissions uncertainty analysis results for the four studied systems, the results for the other impact categories are presented in Appendix D).

Note: the uncertainty analysis only focused on GHG emissions as they have the high priority in the natural gas debates and are important contributors to the endpoint indicator results.



**Figure 6-22: GHG emissions for the four studied systems based on the uncertainty analysis results (95% confidence level)**

As shown:

- The Clean Gas system shows the lowest variability when accounting for all inventory parameter uncertainty.
- There is a complete overlap of the results for the U.S. Marcellus and Alberta systems and a very important one between those two systems and the Quebec conventional system.
- There is an important overlap between the Quebec Clean Gas and Quebec conventional systems making it hard to differentiate them. There is almost no overlap between the Quebec Clean Gas, U.S. Marcellus and Alberta systems, with only the worst-case scenario for the Clean Gas system and the best-case scenario for either U.S. Marcellus or Alberta systems showing similar GHG emissions.

We conclude that:

- FOR ALL STUDIED NATURAL GAS SYSTEMS, THE EXTRACTION STAGE IS THE MAJOR CONTRIBUTOR TO MOST LIFE CYCLE ENVIRONMENTAL IMPACT INDICATOR RESULTS;
- THE PROCESSING AND EXPLORATION STAGES ARE ALSO RELATIVELY IMPORTANT CONTRIBUTORS;
- TRANSMISSION, DISTRIBUTION AND SITE CLOSURE ARE MINOR CONTRIBUTORS TO MOST INDICATOR RESULTS;
- THE CLEAN GAS INITIATIVE QUEBEC NATURAL GAS SHOWS LOWER INDICATOR RESULTS, AT THE MIDPOINT AND ENDPOINT LEVELS, THAN NATURAL GAS FROM ALBERTA OR U.S. MARCELLUS SHALE GAS;
- IN QUEBEC, NATURAL GAS EXTRACTED FOLLOWING THE CLEAN GAS INITIATIVE ALSO TYPICALLY SHOWS LOWER INDICATOR RESULTS THAN NATURAL GAS EXTRACTED WITH CONVENTIONAL FRACKING METHODS;
- THE SENSITIVITY ANALYSES PERFORMED DO NOT CHANGE ANY OF THE ABOVE MENTIONED CONCLUSIONS;
- WHILE NATURAL GAS EXTRACTED FOLLOWING THE CLEAN GAS INITIATIVE WOULD SHOW LOWER GHG EMISSIONS GLOBALLY, GHG EMISSIONS IN QUEBEC WOULD INCREASE;
- THE UNCERTAINTY ANALYSIS PERFORMED SHOWS THAT ONLY THE WORST-CASE SCENARIO FOR THE QUEBEC CLEAN GAS SYSTEM AND THE BEST-CASE SCENARIO FOR EITHER U.S. MARCELLUS OR ALBERTA SYSTEMS WOULD GENERATE SIMILAR GHG EMISSIONS.

## 7 Scenario analysis: the use of natural gas in Quebec

---

This chapter accounts for the entire life cycle of the natural gas.

It relies on all previously mentioned assumptions for modeling the natural gas upstream processes (from well to distribution).

The focus will now be on the hypothetical development of the Clean Gas initiative and use of the extracted natural gas in Quebec.

### 7.1 Objective and intended application

The goal of this section is to provide information on the overall life cycle (from preliminary work to the use) of natural gas used in Quebec.

The results of this section are also intended for public disclosure by the Oil and Gas Services Association of Quebec.

### 7.2 System function and functional unit

The studied systems are assessed here based on the **function**: “provide an output of energy”.

The **functional unit**, i.e. the reference to which all input and output data are normalized, is defined here as:

***“Provide 1 MJ of industrial heat from Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative in Quebec in 2018”***

***Or***

***“Move a large car over 1 km using Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative in Quebec in 2018”***

***Or***

***“Provide 1 kg of methanol produced from Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative in Quebec in 2018”***

***Or***

***“Provide 1 kg of urea produced from Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative in Quebec in 2018”***

### 7.3 Life cycle modeling

#### 7.3.1 System description

If natural gas is extracted and used in Quebec, as proposed by the QOGA, three theoretical scenarios are then possible:

- **Addition:** the Clean Gas initiative natural gas is used in addition to existing energy sources or feedstocks in Quebec for heat generation, as transportation fuel or as feedstock for chemical

manufacturing. Natural gas following the Clean Gas initiative or not) is not typically used for electricity generation in Quebec.

- **Net substitution:** the Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains, decreasing their respective production proportionally.
- **Substitution with indirect effects:** the Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains which –using existing or additional infrastructure –is diverted to new markets either in North America or worldwide. In those instances, natural gas is either used for electricity or heat generation, as transportation fuel, or as manufacturing feedstock and can either be used in addition or in a net substitution of existing energy sources and feedstocks. While natural gas is a desired commodity, access to new markets is limited by available infrastructure – pipelines or North American liquefaction terminals for transoceanic exportation.

At this point, **it is impossible to conclude on the long-term occurrence of these scenarios.** However, **in a short- term perspective, the net substitution scenario seems far more likely** due to the lack of infrastructure for extracontinental export and the relatively stable natural gas demand in Quebec and North America. Additional (economic) studies are recommended to establish the most likely scenario.

The following tables summarize the different scenarios that were modeled to cover as many scenarios as possible.

**These hypothetical use scenarios rely on a series of assumptions and are therefore uncertain. While a wide range of scenarios was covered, it is still possible that the impact on the international energy market of developing natural gas in Quebec following the Clean Gas initiative might not be correctly represented using these assumptions. While these assumptions are uncertain they can still provide an idea of potential futures.**

**Tableau 7-1: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for heat generation in Quebec**

Starting point	Used in Quebec for	Displaces	What happens then?	Indirect effect use	The indirect effect outcome?		
Natural gas is extracted following the Clean Gas initiative	Heat generation	Nothing	N/A				
		Alberta natural gas	Net substitution	N/A			
			Indirect effect in North America	Electricity generation	Addition	Net substitution of coal	
				Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas	
				Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel	
				Methanol	Addition	Net substitution of methanol	
				Urea	Addition	Net substitution of urea	
				Indirect effect in the world	Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition	Net substitution of coal
			Liquefaction + tanker + Heat generation		Addition	Net substitution of natural gas	
			Liquefaction + tanker + Transportation fuel		Addition	Net substitution of diesel	
			U.S. Marcellus gas		Electricity generation	Addition	Net substitution of coal
					Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas
					Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel
		Methanol		Addition	Net substitution of methanol		
		Urea		Addition	Net substitution of urea		
		Indirect effect in the world		Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition	Net substitution of coal	
			Liquefaction + tanker + Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas		
			Liquefaction + tanker + Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel		

**Tableau 7-2: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas as transportation fuel in Quebec**

Starting point	Used in Quebec for	Displaces	What happens then?	Indirect effect use	The indirect effect outcome?
Natural gas is extracted following the Clean Gas initiative	Transportation fuel	Nothing	N/A		
		Diesel from imported crude oil	Net substitution (the imported crude oil is no longer extracted and refined)	N/A	
			Indirect effect in North America (Crude oil is sent and refined elsewhere in North America)	Transportation fuel	Addition Net substitution of diesel
			Indirect effect in the world (Crude oil is sent and refined elsewhere in the world)	Transportation fuel	Addition Net substitution of diesel

**Tableau 7-3: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for methanol production in Quebec**

Starting point	Used in Quebec for	Displaces	What happens then?	Indirect effect use	The indirect effect outcome?		
Natural gas is extracted following the Clean Gas initiative	Methanol production	Nothing	N/A				
		Alberta natural gas	Net substitution	N/A			
			Indirect effect in North America	Electricity generation	Addition	Net substitution of coal	
				Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas	
				Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel	
					Methanol	Addition	Net substitution of methanol
				Urea	Addition	Net substitution of urea	
					Indirect effect in the world	Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition
			Liquefaction + tanker + Heat generation	Addition		Net substitution of natural gas	
			Liquefaction + tanker + Transportation fuel	Addition		Net substitution of diesel	
				U.S. Marcellus gas		Electricity generation	Addition
			Heat generation			Addition	Net substitution of natural gas
			Transportation fuel			Addition	Net substitution of diesel
		Methanol			Addition	Net substitution of methanol	
		Urea	Addition		Net substitution of urea		
			Indirect effect in the world		Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition	Net substitution of coal
		Liquefaction + tanker + Heat generation			Addition	Net substitution of natural gas	
		Liquefaction + tanker + Transportation fuel			Addition	Net substitution of diesel	

**Tableau 7-4: Systems associated with use of Quebec Clean Gas initiative natural gas for urea production in Quebec**

Starting point	Used in Quebec for	Displaces	What happens then?	Indirect effect use	The indirect effect outcome?		
Natural gas is extracted following the Clean Gas initiative	Urea production	Nothing	N/A				
		Alberta natural gas	Net substitution	N/A			
			Indirect effect in North America	Electricity generation	Addition	Net substitution of coal electricity	
				Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas	
				Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel	
				Methanol	Addition	Net substitution of methanol	
				Urea	Addition	Net substitution of urea	
				Indirect effect in the world	Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition	Net substitution of coal
			Liquefaction + tanker + Heat generation		Addition	Net substitution of natural gas	
			Liquefaction + tanker + Transportation fuel		Addition	Net substitution of diesel	
			U.S. Marcellus gas		Electricity generation	Addition	Net substitution of coal
					Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas
					Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel
		Methanol		Addition	Net substitution of methanol		
		Urea		Addition	Net substitution of urea		
		Indirect effect in the world		Liquefaction + tanker + Electricity generation	Addition	Net substitution of coal	
			Liquefaction + tanker + Heat generation	Addition	Net substitution of natural gas		
			Liquefaction + tanker + Transportation fuel	Addition	Net substitution of diesel		

### 7.3.2 Multifunctional processes and allocation rules

For all processes, the same allocation rules already mentioned in previous sections or in the life cycle inventory database *ecoinvent* were kept.

### 7.3.3 System boundaries, inventory data and assumptions

All data and assumptions previously used for the natural gas upstream processes, i.e. preliminary work to distribution, were kept for this section. All additional data were taken from either the life cycle inventory database *ecoinvent* v3.4 (2014)<sup>10</sup>, CIRAIG's internal database (which includes data from 15 years of LCA activity), datasets from publicly available databases, literature reviews, and expert judgment.

The following additional data and assumptions were used.

Note: The following table presents the main data and assumptions but do not substitute the detailed modeled systems presented in Appendix C.

---

<sup>10</sup> The Cut-off by classification allocation system model version was chosen: it subdivides multi-product activities by allocation, based on physical properties, economic, mass or other properties. By-products of waste treatment processes are cut-off, as are all by-products classified as recyclable. Markets in this model include all activities in proportion to their current production volume.

**Tableau 7-5: Included/excluded processes, data, and data source for the use phase**

Processes	Included/excluded	Value/Data source	Data type	Comment
<b>Natural gas use in Quebec</b>				
Industrial heat	Included	ecoinvent	Database	
Transport (large cars)		ecoinvent	Database	
Natural gas for industrial heat (m3/MJ)	Included	0.032	Database	Modified from ecoinvent 100% efficiency to a more realistic efficiency of 80%
Natural gas for transport (m3/km)		0.091	Database	
Natural gas for methanol production (m3/kg)		0.65	Database	
Natural gas (industrial heat) for methanol production (MJ/kg)		6.93	Database	Modified from ecoinvent 100% efficiency to a more realistic efficiency of 80%
Natural gas (ammonia production from steam reforming) for urea production (m3/kg)		0.74	Database	
Natural gas (industrial heat) for urea production (MJ/kg)		10	Database	Modified from ecoinvent 100% efficiency to a more realistic efficiency of 80%
<b>U.S. Marcellus shale gas and Alberta natural gas –Transport to North America</b>				
Distance (km)	Included	5000	Assumption	Distance calculator
Compression	Included	See natural gas production section		
<b>U.S. Marcellus shale gas and Alberta natural gas – Transport to world</b>				
Distance (km)	Included	10000	Assumption	
LNG production	Included	Ecoinvent	Database	
Transport	Included	Ecoinvent	Database	
Regasification	Included	Ecoinvent	Database	
Distribution distance (km)	Included	200	Assumption	
<b>Substitution of electricity generation</b>				
North America	Included	Ecoinvent	Database	Region specific dataset
Worldwide		ecoinvent	Database	“Global” dataset
Efficiency		50%		
<b>Substitution of industrial heat generation</b>				
North America	Included	ecoinvent	Database	Region specific dataset
World		ecoinvent	Database	“Global” dataset
Efficiency		80%		
<b>Substitution of diesel in large cars</b>				
Large car use	Included	ecoinvent	Database	“Global” dataset
Diesel consumption (kg/km)		0.0696	Database	

Methanol production in North America				
Methanol production from natural gas	Included	ecoinvent	Database	Regional adptation of the "Global" dataset
Substitution of methanol production				
Methanol production	Included	ecoinvent	Database	"Global" dataset
Urea production in North America				
Urea production from natural gas	Included	ecoinvent	Database	Regional adptation of the "Global" dataset
Substitution of urea production				
Urea production	Included	ecoinvent	Database	"Global" dataset

Data were implemented in the SimaPro 8.5.2.2 software, developed by PRé Consultants (www.pre.nl), to assist in the LCA system modeling, link the reference flows with the life cycle inventory database and compute the complete life cycle inventory of the systems.

No cut-off criteria were used. Therefore, all inventory data available were included in the system modeling.

### 7.3.1 Temporal and geographical boundaries

According to the functional units, this LCA is representative of the Quebec and world context in 2018 – the known (foreground) processes are therefore representative of this context to the best of our abilities. However, it should be noted that some processes within the system boundaries (background processes) might take place anywhere or anytime if they are needed to fulfill the functional unit.

### 7.3.2 Life cycle impact assessment

The life cycle impact assessment IMPACT World+ method was again used.

The assessment will however be limited to the midpoint impact categories.

For each scenario the global indicator result is calculated with the following equation:

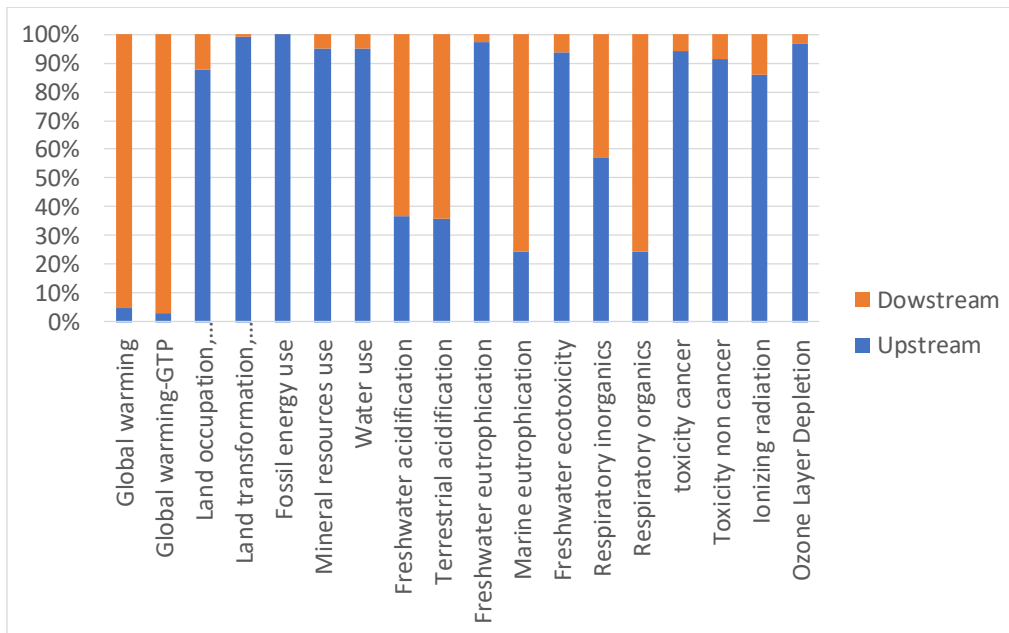
$$\begin{aligned}
 &\text{Indicator result} = \\
 &\quad + \text{Indicator result}_{\text{Clean Gas NG supply}} + \text{Indicator result}_{\text{Clean Gas NG use in Quebec}} \\
 &\quad - \text{Indicator result}_{\text{Alberta/U.S. Marcellus NG supply to Quebec}} - \text{Indicator result}_{\text{Alberta/U.S. Marcellus NG former use in Quebec}} \\
 &\quad + \text{Indicator result}_{\text{Alberta/U.S. Marcellus NG supply to new user location}} + \text{Indicator result}_{\text{Alberta/U.S. Marcellus NG new use}} \\
 &\quad - \text{Indicator result}_{\text{former energy supply to new user location}} - \text{Indicator result}_{\text{former energy use at new use location}}
 \end{aligned}$$

## 7.4 Results: natural gas environmental profiles including use in Quebec

The following sub-sections present the environmental profiles for the natural gas complete life cycle for the different final uses considered. For each use, the relative contributions of the upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) stages to the environmental profile at the midpoint level for the Quebec Clean Gas system is first shown. Follows the comparison of the complete life cycle environmental profiles for the three of the four natural gas supply chains studied previously (U.S. Marcellus, Alberta, Quebec Clean Gas).

### 7.4.1 Industrial heat generation

Figure 7-1 shows the upstream and downstream relative contributions to the midpoint level environmental profile for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas.

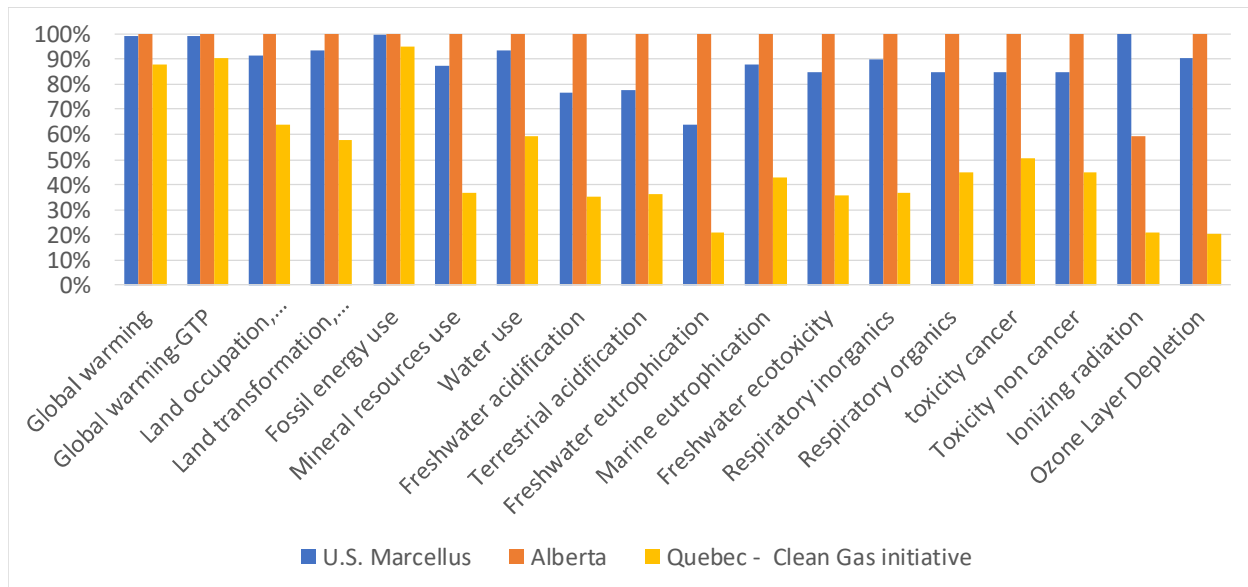


**Figure 7-1: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for industrial heat generation using Quebec Clean Gas initiative natural gas**

As shown:

- The combustion of natural gas associated with the generation of industrial heat (downstream) dominates the *Global warming (GWP and GTP)*, *Acidification (freshwater and terrestrial)*, *Marine eutrophication*, and *Respiratory organics* indicator results. From those impact categories, it can be inferred that CO<sub>2</sub> and NO<sub>x</sub> combustion emissions are driving most of these indicator results.
- The indicator results for all the other impact categories are dominated by the upstream processes. The environmental profile for these processes has already been analyzed (section 6.1).

Figure 7-2 compares the complete life cycle environmental profiles for industrial heat generation in Quebec for the three natural gas supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).



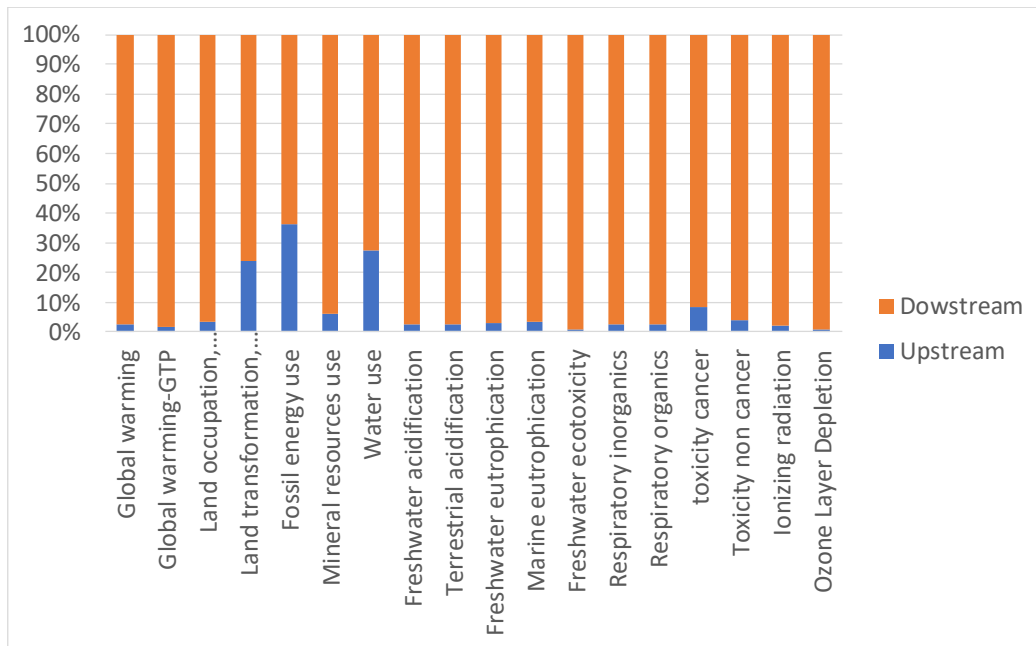
**Figure 7-2: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for industrial heat generation in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).**

As shown:

- The Quebec Clean Gas system presents the lowest indicator results for all impact categories—representing a 5-79% reduction compared to the U.S. Marcellus system and a 5-79% reduction compared to Alberta systems, respectively.
- From a GHG emissions perspective, only a very slight increase of the fugitive emissions rates for the Quebec Clean Gas system would cancel the advantage this system has over the other two systems (0.95% when compared to the U.S Marcellus system and 1.0% when compared to the Alberta system).

#### 7.4.2 Transportation fuel

Figure 7-3 shows the upstream and downstream relative contributions to the midpoint level environmental profile for the use of Quebec Clean Gas initiative natural gas as fuel for a large car.

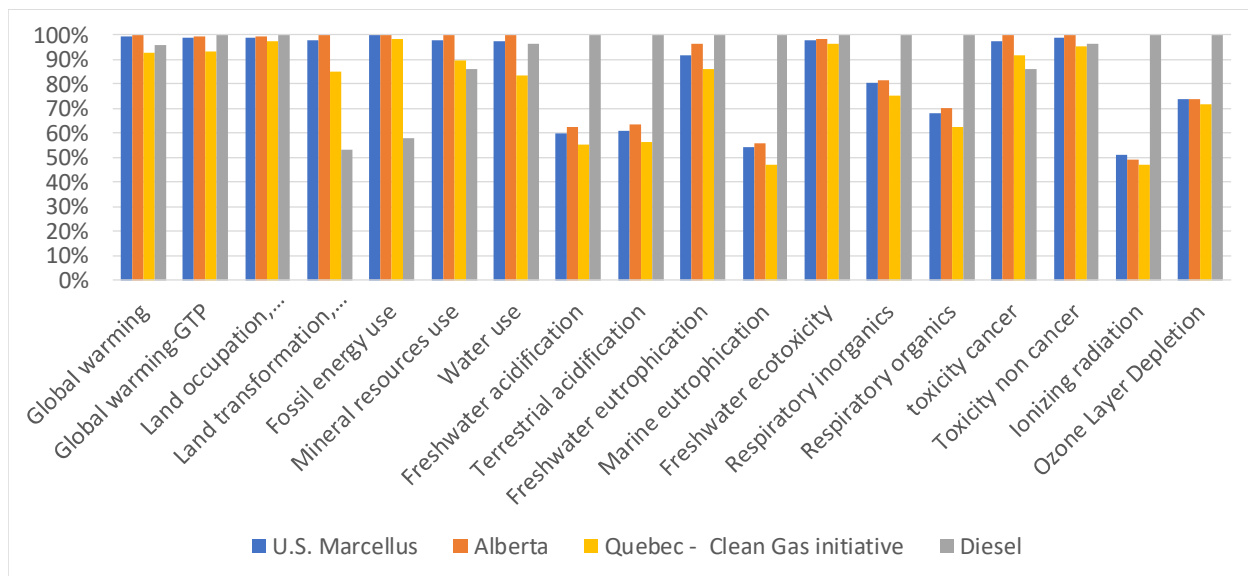


**Figure 7-3: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for the use of Quebec Clean Gas initiative natural gas as fuel for a large car**

As shown:

- Use stage natural gas combustion CO<sub>2</sub> et NO<sub>x</sub> emissions are the dominant contributors to the indicator results for the *Global Warming*, *Acidification (freshwater and terrestrial)*, *Marine Eutrophication*, and *Respiratory inorganics* impact categories. Use stage infrastructure (car and roads) dominate the indicator results for all other impact categories.

Figure 7-4 compares the complete life cycle environmental profiles for the use as fuel for a large car in Quebec of natural gas from the three supply chains considered and for diesel. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).



**Figure 7-4: MPACT World+ midpoint level environmental profiles for the use as fuel for a large car in Quebec of natural gas from the three supply chains considered and for diesel. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).**

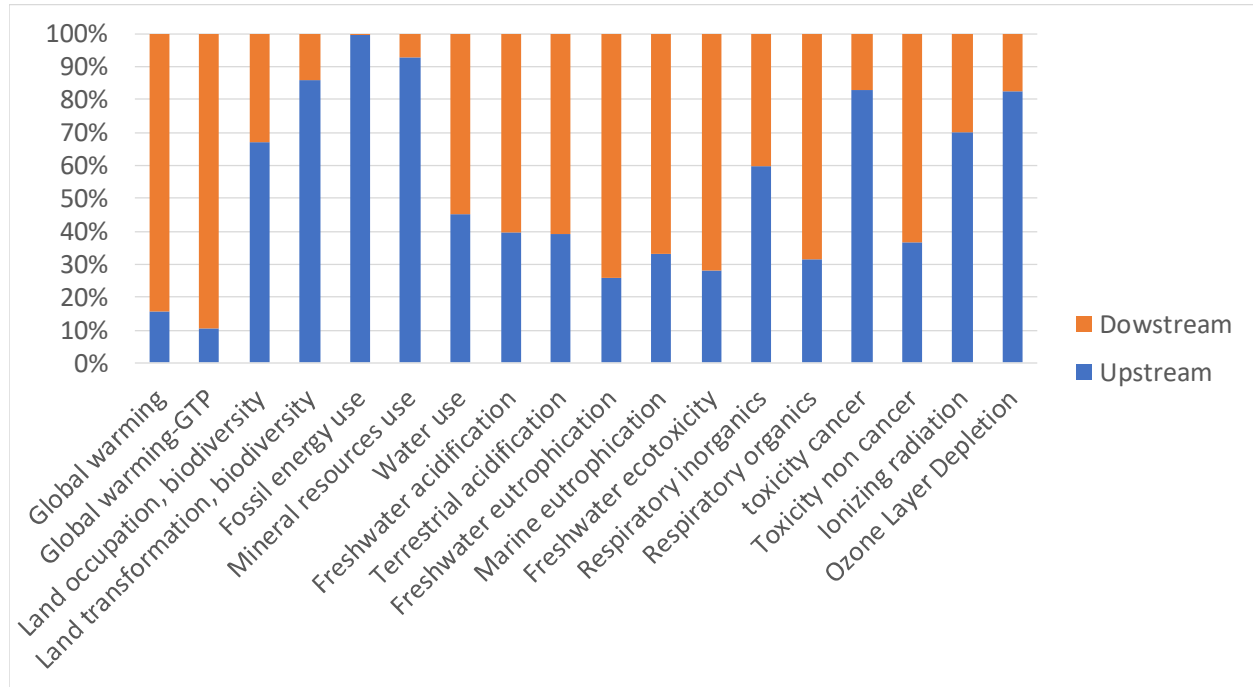
As shown:

- Of the natural gas systems, the Quebec Clean Gas system typically presents the lowest indicator results for all impact categories, although the differences with the other systems can be quite small –representing a 1-14% reduction compared to the U.S. Marcellus system and a 2-17% reduction compared to the Alberta system.
- The Quebec Clean Gas system shows lower indicator results than the Diesel system –representing a 1-53% reduction, except for the *Land transformation*, *Fossil energy use*, *Mineral resource use*, and *Toxicity carcinogens* impact categories.
- From a GHG emissions perspective, only a very slight increase of the fugitive emissions rates for the Quebec Clean Gas system would cancel the advantage this system has over the other three systems (0.37% when compared to the U.S Marcellus system, 0.4% when compared to the Alberta system, and 0.17% when compared to the Diesel system).

Note: As seen, the U.S. Marcellus and Alberta natural gas emit similar levels of GHGs than diesel fuel. This goes against current knowledge that shows diesel emitting higher GHGs levels. However, current knowledge is mostly applicable to heavier transport – not large cars as is currently evaluated in this section - with higher energy consumption levels which typically tips the balance in favor of natural gas systems.

### 7.4.3 Methanol production

Figure 7-5 shows the upstream and downstream relative contributions to the midpoint level environmental profile for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas. Only the cradle-to-gate of the methanol production plant is considered in the analysis.

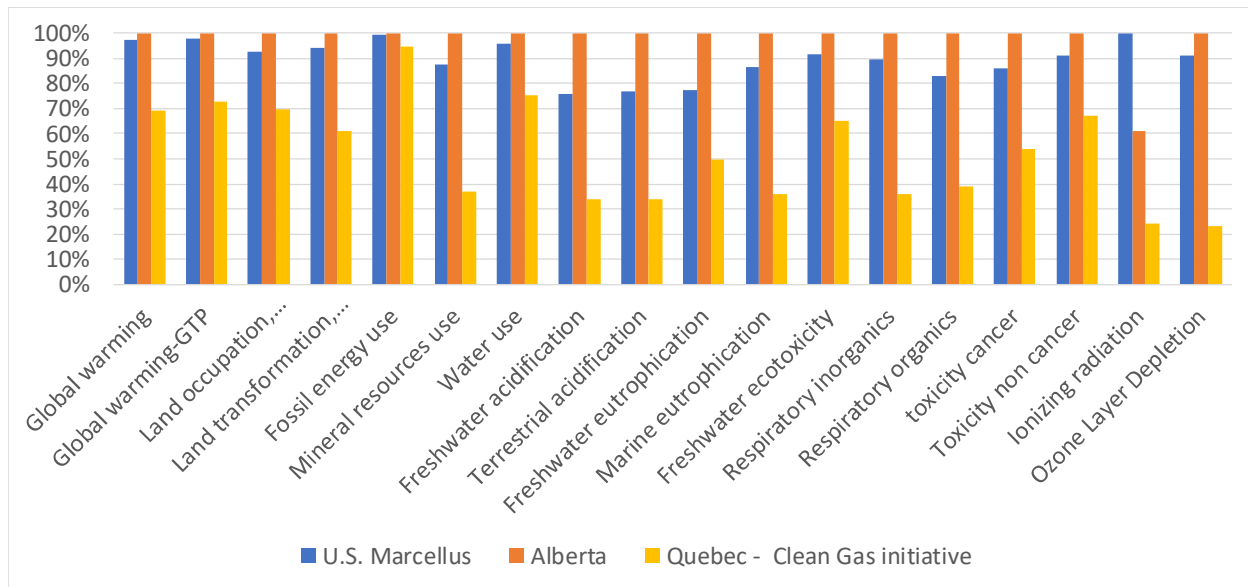


**Figure 7-5: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for methanol production using Quebec Clean Gas initiative natural gas**

As shown:

- Methanol production (use stage) typically dominates the indicator results for all impact categories but *Land occupation* and *Land transformation*, *Fossil energy use*, *Mineral resource use*, *Respiratory inorganics*, *Toxicity carcinogens*, *Ionizing radiation*, and *Ozone layer depletion*.
- The *Global Warming* (GWP and GTP) indicator results are dominated by natural gas combustion associated with methanol production heat requirements. Methanol production direct emissions and auxiliary inputs production are the main contributors to the other impact indicator results.

Figure 7-6 compares the cradle-to-gate environmental profiles for methanol production in Quebec for the three natural gas supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).



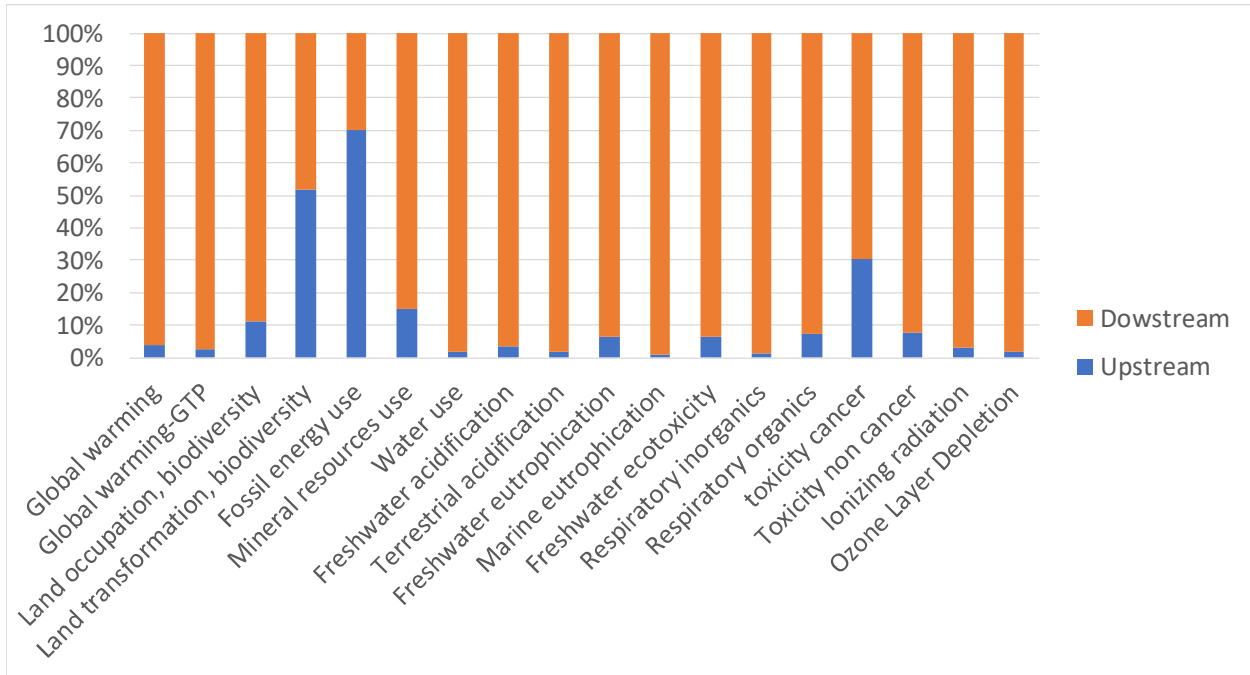
**Figure 7-6: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for methanol production (cradle-to-gate) in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).**

As shown:

- The Quebec Clean Gas presents the lowest indicator results for all impact categories—representing a 5-76% reduction compared to the U.S. Marcellus system and a 5-77% reduction compared to the Alberta system.
- From a GHG emissions perspective, only a very slight increase of the fugitive emissions rates for the Quebec Clean Gas system would cancel the advantage this system has over the other two systems (1.3% when compared to the U.S Marcellus system and 1.4% when compared to the Alberta system).

#### 7.4.4 Urea production

Figure 7-7 shows the upstream and downstream relative contributions to the midpoint level environmental profile for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas. Only the cradle-to-gate of the urea production plant is considered in the analysis.

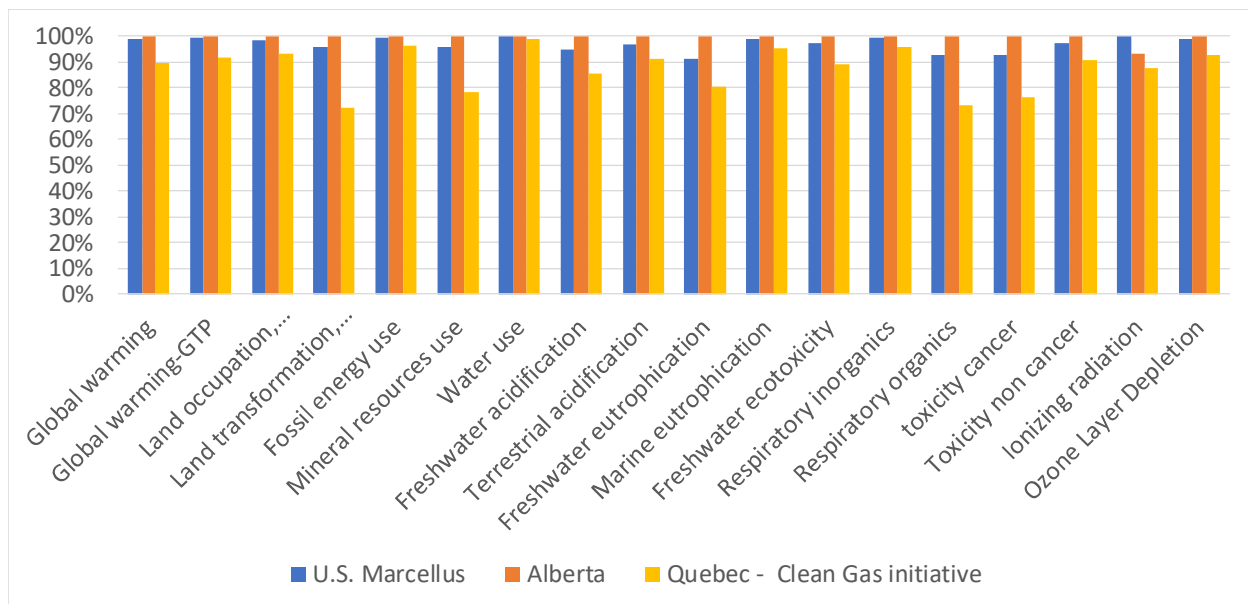


**Figure 7-7: Upstream (from preliminary work to the distribution) and downstream (use) relative contributions to the IMPACT World+ midpoint indicator results for urea production using Quebec Clean Gas initiative natural gas**

As shown:

- Ammonia and urea production and industrial heat generation (use stage) typically dominate the indicator results for all impact categories but *Land transformation*.

Figure 7-8 compares the cradle-to-gate environmental profiles for urea production in Quebec for the three natural gas supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).



**Figure 7-8: IMPACT World+ midpoint level environmental profiles for urea production (cradle-to-gate) in Quebec for the three supply chains considered. For each impact category, the result for each system is normalized to the highest indicator result obtained (100%).**

As shown:

- The Quebec Clean Gas system presents the lowest indicator results for all impact categories, although the differences with the other systems can be quite small – representing a 1-24% reduction compared to the U.S Marcellus system and a 1-28% reduction compared to the Alberta system.
- From a GHG emissions perspective, only a very slight increase of the fugitive emissions rates for the Quebec Clean Gas system would cancel the advantage this system has over the other two systems (1.5% when compared to the U.S Marcellus system and 1.6% when compared to the Alberta system).

## 7.5 Results: Quebec Clean Gas initiative natural gas addition, net substitution, and indirect effects in North America and the world scenarios

Table 7-6 to Table 7-19 present the environmental profiles for the Quebec Clean Gas initiative natural gas addition, net substitution, and indirect effects in North America and the world scenarios for the different natural gas uses: industrial heat, transportation fuel, methanol, and urea.

**Table 7-6: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-14%	122%	-89%	100%	-13%	143%	-35%	36%	0%	140%	-10%
Global warming-GTP	100%	-11%	123%	-85%	100%	-10%	140%	-35%	33%	3%	138%	-6%
Land occupation, biodiversity	100%	-57%	140%	-1070%	100%	-43%	2589%	-106%	144%	-30%	812%	-63%
Land transformation, biodiversity	100%	-74%	142%	-185%	100%	-63%	317%	52%	153%	-6%	237%	20%
Fossil energy use	100%	-5%	100%	-15%	100%	-5%	145%	-19%	128%	-10%	181%	16%
Mineral resources use	100%	-174%	106%	-69%	100%	-139%	1438%	-19%	163%	57%	719%	63%
Water use	100%	-69%	553%	333%	100%	-57%	344%	-61%	244%	73%	5579%	228%
Freshwater acidification	100%	-184%	243%	-2849%	100%	-117%	1171%	-1373%	156%	-426%	1324%	-970%
Terrestrial acidification	100%	-177%	243%	-2689%	100%	-115%	1148%	-1292%	152%	-396%	2155%	-887%
Freshwater eutrophication	100%	-381%	150%	-10303%	100%	-207%	3063%	-646%	490%	-207%	2648%	295%
Marine eutrophication	100%	-132%	253%	-857%	100%	-104%	579%	-901%	115%	-151%	2895%	-166%
Freshwater ecotoxicity	100%	-180%	176%	-2152%	100%	-137%	9701%	-415%	398%	-106%	1762%	0%
Respiratory inorganics	100%	-170%	153%	-1751%	100%	-143%	1910%	-845%	159%	-305%	4494%	-971%
Respiratory organics	100%	-123%	245%	-660%	100%	-89%	682%	-886%	120%	-211%	424%	-241%
Toxicity cancer	100%	-98%	101%	-1038%	100%	-68%	1072%	25%	157%	64%	438%	98%
Toxicity non cancer	100%	-122%	166%	-1938%	100%	-88%	2335%	-94%	303%	-97%	1450%	-37%
Ionizing radiation	100%	-185%	101%	-788%	100%	-383%	3676%	-5418%	205%	-705%	5354%	-84%
Ozone Layer Depletion	100%	-386%	118%	-961%	100%	-340%	3131%	-15294%	235%	-8318%	5784%	-8070%

**Table 7-7: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-13%	123%	-88%	100%	-13%	144%	-34%	37%	0%	140%	-10%
Global warming-GTP	100%	-10%	124%	-84%	100%	-10%	141%	-35%	33%	3%	137%	-7%
Land occupation, biodiversity	100%	-43%	146%	-1063%	100%	-43%	2596%	-99%	147%	12%	801%	-74%
Land transformation, biodiversity	100%	-63%	150%	-178%	100%	-63%	324%	60%	157%	34%	230%	13%
Fossil energy use	100%	-5%	100%	-15%	100%	-5%	145%	-18%	128%	20%	181%	16%
Mineral resources use	100%	-139%	116%	-59%	100%	-139%	1449%	-9%	164%	81%	685%	29%
Water use	100%	-57%	559%	339%	100%	-57%	350%	-55%	247%	114%	5570%	219%
Freshwater acidification	100%	-117%	242%	-2849%	100%	-117%	1170%	-1373%	138%	-315%	1239%	-1056%
Terrestrial acidification	100%	-115%	243%	-2690%	100%	-115%	1148%	-1292%	135%	-291%	2076%	-966%
Freshwater eutrophication	100%	-207%	189%	-10263%	100%	-207%	3102%	-606%	483%	-59%	2467%	114%
Marine eutrophication	100%	-104%	255%	-855%	100%	-104%	581%	-899%	110%	-98%	2862%	-199%
Freshwater ecotoxicity	100%	-137%	192%	-2136%	100%	-137%	9717%	-399%	403%	10%	1724%	-38%
Respiratory inorganics	100%	-143%	156%	-1748%	100%	-143%	1913%	-842%	154%	-207%	4462%	-1003%
Respiratory organics	100%	-89%	246%	-659%	100%	-89%	682%	-885%	111%	-146%	380%	-285%
Toxicity cancer	100%	-68%	110%	-1029%	100%	-68%	1080%	34%	158%	86%	408%	68%
Toxicity non cancer	100%	-88%	179%	-1925%	100%	-88%	2347%	-81%	307%	-5%	1420%	-67%
Ionizing radiation	100%	-383%	111%	-778%	100%	-383%	3686%	-5408%	268%	-441%	5616%	178%
Ozone Layer Depletion	100%	-340%	133%	-946%	100%	-340%	3146%	-15279%	238%	-6422%	5740%	-8114%

**Table 7-8: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-14%	141%	-70%	119%	6%	161%	-16%
Global warming-GTP	100%	-11%	141%	-67%	118%	8%	158%	-17%
Land occupation, biodiversity	100%	-57%	163%	-1047%	123%	-20%	2612%	-83%
Land transformation, biodiversity	100%	-74%	155%	-173%	113%	-50%	329%	65%
Fossil energy use	100%	-5%	116%	1%	116%	11%	160%	-3%
Mineral resources use	100%	-174%	166%	-9%	160%	-80%	1498%	41%
Water use	100%	-69%	-1838%	-2058%	-2291%	-2448%	-2047%	-2452%
Freshwater acidification	100%	-184%	447%	-2644%	304%	87%	1375%	-1168%
Terrestrial acidification	100%	-177%	434%	-2498%	291%	77%	1340%	-1101%
Freshwater eutrophication	100%	-381%	226%	-10226%	176%	-131%	3139%	-569%
Marine eutrophication	100%	-132%	327%	-783%	174%	-30%	653%	-827%
Freshwater ecotoxicity	100%	-180%	216%	-2112%	140%	-97%	9741%	-374%
Respiratory inorganics	100%	-170%	357%	-1547%	304%	61%	2114%	-641%
Respiratory organics	100%	-123%	332%	-573%	187%	-2%	768%	-799%
Toxicity cancer	100%	-98%	131%	-1008%	130%	-38%	1102%	55%
Toxicity non cancer	100%	-122%	218%	-1886%	152%	-36%	2387%	-42%
Ionizing radiation	100%	-185%	324%	-565%	323%	-160%	3899%	-5196%
Ozone Layer Depletion	100%	-386%	1166%	87%	1148%	707%	4179%	-14246%

**Table 7-9: IMPACT World+ midpoint indicator results for the generation of industrial heat in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-13%	142%	-69%	119%	6%	162%	-15%
Global warming-GTP	100%	-10%	142%	-66%	118%	8%	159%	-17%
Land occupation, biodiversity	100%	-43%	169%	-1040%	123%	-20%	2619%	-77%
Land transformation, biodiversity	100%	-63%	162%	-165%	113%	-50%	337%	72%
Fossil energy use	100%	-5%	116%	1%	116%	11%	161%	-3%
Mineral resources use	100%	-139%	176%	1%	160%	-80%	1508%	51%
Water use	100%	-57%	-1832%	-2052%	-2291%	-2448%	-2041%	-2446%
Freshwater acidification	100%	-117%	447%	-2645%	304%	87%	1375%	-1168%
Terrestrial acidification	100%	-115%	434%	-2498%	291%	77%	1340%	-1101%
Freshwater eutrophication	100%	-207%	266%	-10186%	176%	-131%	3179%	-530%
Marine eutrophication	100%	-104%	329%	-780%	174%	-30%	655%	-825%
Freshwater ecotoxicity	100%	-137%	232%	-2096%	140%	-97%	9757%	-358%
Respiratory inorganics	100%	-143%	360%	-1544%	304%	61%	2117%	-637%
Respiratory organics	100%	-89%	332%	-573%	187%	-2%	769%	-799%
Toxicity cancer	100%	-68%	140%	-1000%	130%	-38%	1110%	64%
Toxicity non cancer	100%	-88%	231%	-1873%	152%	-36%	2399%	-29%
Ionizing radiation	100%	-383%	334%	-555%	323%	-160%	3909%	-5185%
Ozone Layer Depletion	100%	-340%	1181%	102%	1148%	707%	4194%	-14232%

**Table 7-10: IMPACT World+ midpoint indicator results for the use as transportation fuel in Quebec of Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of diesel in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America	
			Addition	Substitution
			Transportation fuel	
Global warming	100%	-24%	100%	-24%
Global warming-GTP	100%	-25%	100%	-25%
Land occupation, biodiversity	100%	-4%	100%	-4%
Land transformation, biodiversity	100%	18%	100%	18%
Fossil energy use	100%	-13%	100%	-13%
Mineral resources use	100%	-1%	100%	-1%
Water use	100%	-16%	100%	-16%
Freshwater acidification	100%	-117%	100%	-117%
Terrestrial acidification	100%	-113%	100%	-113%
Freshwater eutrophication	100%	-20%	100%	-20%
Marine eutrophication	100%	-155%	100%	-155%
Freshwater ecotoxicity	100%	-4%	100%	-4%
Respiratory inorganics	100%	-44%	100%	-44%
Respiratory organics	100%	-130%	100%	-130%
Toxicity cancer	100%	3%	100%	3%
Toxicity non cancer	100%	-3%	100%	-3%
Ionizing radiation	100%	-147%	100%	-147%
Ozone Layer Depletion	100%	-486%	100%	-486%

**Table 7-11: IMPACT World+ midpoint indicator results for the use as transportation fuel in Quebec of Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of diesel in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world	
			Transportation fuel	
			Addition	Substitution
Global warming	100%	-24%	101%	-22%
Global warming-GTP	100%	-25%	101%	-23%
Land occupation, biodiversity	100%	-4%	100%	-4%
Land transformation, biodiversity	100%	18%	101%	19%
Fossil energy use	100%	-13%	101%	-11%
Mineral resources use	100%	-1%	100%	0%
Water use	100%	-16%	101%	-15%
Freshwater acidification	100%	-117%	115%	-102%
Terrestrial acidification	100%	-113%	114%	-98%
Freshwater eutrophication	100%	-20%	104%	-15%
Marine eutrophication	100%	-155%	105%	-149%
Freshwater ecotoxicity	100%	-4%	100%	-4%
Respiratory inorganics	100%	-44%	105%	-39%
Respiratory organics	100%	-130%	105%	-125%
Toxicity cancer	100%	3%	100%	4%
Toxicity non cancer	100%	-3%	100%	-3%
Ionizing radiation	100%	-147%	103%	-143%
Ozone Layer Depletion	100%	-486%	107%	-479%

**Table 7-12: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-9%	399%	-234%	400%	-5%	461%	-72%	100%	-9%	453%	4%
Global warming-GTP	100%	2%	441%	-241%	438%	6%	497%	-78%	100%	2%	490%	17%
Land occupation, biodiversity	100%	13%	139%	-638%	134%	24%	1712%	-18%	100%	13%	571%	9%
Land transformation, biodiversity	100%	13%	165%	-65%	160%	22%	288%	102%	100%	13%	232%	79%
Fossil energy use	100%	15%	98%	7%	115%	15%	133%	4%	100%	15%	162%	32%
Mineral resources use	100%	35%	254%	117%	292%	68%	1295%	157%	100%	35%	733%	220%
Water use	100%	44%	304%	212%	129%	50%	216%	48%	100%	44%	2398%	168%
Freshwater acidification	100%	-329%	75%	-2849%	-6%	-253%	953%	-1453%	100%	-329%	1098%	-1072%
Terrestrial acidification	100%	-312%	94%	-2736%	10%	-239%	968%	-1388%	100%	-312%	1940%	-996%
Freshwater eutrophication	100%	-31%	97%	-2421%	108%	19%	799%	-95%	100%	-31%	699%	132%
Marine eutrophication	100%	-152%	316%	-1033%	187%	-112%	713%	-1087%	100%	-152%	3528%	-193%
Freshwater ecotoxicity	100%	-6%	90%	-540%	85%	8%	2669%	-70%	100%	-6%	520%	42%
Respiratory inorganics	100%	-221%	67%	-1623%	67%	-191%	1626%	-819%	100%	-221%	3920%	-931%
Respiratory organics	100%	-194%	228%	-809%	112%	-147%	727%	-1067%	100%	-194%	432%	-330%
Toxicity cancer	100%	48%	191%	-626%	218%	74%	887%	137%	100%	48%	432%	189%
Toxicity non cancer	100%	-10%	92%	-654%	84%	4%	860%	-1%	100%	-10%	546%	20%
Ionizing radiation	100%	-382%	-188%	-792%	-150%	-544%	2245%	-3943%	100%	-382%	3386%	-313%
Ozone Layer Depletion	100%	-4520%	-4170%	-4918%	-4115%	-4481%	-2080%	-14861%	100%	-4520%	-240%	-9850%

**Table 7-13: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-9%	398%	-390%	396%	-9%	460%	-72%	100%	-9%	452%	2%
Global warming-GTP	100%	2%	440%	-409%	434%	2%	496%	-79%	100%	2%	488%	15%
Land occupation, biodiversity	100%	13%	135%	-833%	123%	13%	1708%	-23%	100%	13%	564%	2%
Land transformation, biodiversity	100%	13%	162%	-125%	150%	13%	285%	99%	100%	13%	227%	74%
Fossil energy use	100%	15%	98%	-15%	114%	15%	133%	4%	100%	15%	162%	32%
Mineral resources use	100%	35%	235%	64%	260%	35%	1276%	137%	100%	35%	706%	194%
Water use	100%	44%	301%	187%	123%	44%	214%	45%	100%	44%	2394%	164%
Freshwater acidification	100%	-329%	11%	-3630%	-82%	-329%	889%	-1517%	100%	-329%	1017%	-1153%
Terrestrial acidification	100%	-312%	34%	-3491%	-63%	-312%	908%	-1448%	100%	-312%	1863%	-1073%
Freshwater eutrophication	100%	-31%	65%	-3071%	58%	-31%	767%	-127%	100%	-31%	655%	89%
Marine eutrophication	100%	-152%	285%	-1395%	146%	-152%	681%	-1118%	100%	-152%	3488%	-234%
Freshwater ecotoxicity	100%	-6%	83%	-702%	71%	-6%	2662%	-77%	100%	-6%	509%	32%
Respiratory inorganics	100%	-221%	45%	-2059%	38%	-221%	1604%	-841%	100%	-221%	3891%	-960%
Respiratory organics	100%	-194%	189%	-1102%	65%	-194%	688%	-1106%	100%	-194%	382%	-379%
Toxicity cancer	100%	48%	176%	-842%	193%	48%	872%	121%	100%	48%	411%	167%
Toxicity non cancer	100%	-10%	84%	-844%	69%	-10%	852%	-8%	100%	-10%	536%	9%
Ionizing radiation	100%	-382%	-46%	-799%	12%	-382%	2386%	-3801%	100%	-382%	3564%	-135%
Ozone Layer Depletion	100%	-4520%	-4191%	-5123%	-4153%	-4520%	-2101%	-14883%	100%	-4520%	-270%	-9880%

**Table 7-14: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-9%	455%	-178%	456%	51%	516%	-16%
Global warming-GTP	100%	2%	500%	-182%	497%	65%	556%	-19%
Land occupation, biodiversity	100%	13%	154%	-623%	149%	38%	1727%	-4%
Land transformation, biodiversity	100%	13%	174%	-57%	169%	31%	297%	111%
Fossil energy use	100%	15%	111%	20%	127%	28%	146%	17%
Mineral resources use	100%	35%	301%	164%	339%	115%	1342%	203%
Water use	100%	44%	-693%	-784%	-868%	-946%	-780%	-949%
Freshwater acidification	100%	-329%	269%	-2656%	188%	-59%	1147%	-1259%
Terrestrial acidification	100%	-312%	279%	-2552%	194%	-54%	1153%	-1203%
Freshwater eutrophication	100%	-31%	115%	-2403%	127%	38%	817%	-76%
Marine eutrophication	100%	-152%	406%	-943%	277%	-22%	803%	-997%
Freshwater ecotoxicity	100%	-6%	101%	-530%	95%	18%	2680%	-59%
Respiratory inorganics	100%	-221%	248%	-1442%	249%	-10%	1807%	-638%
Respiratory organics	100%	-194%	327%	-709%	211%	-48%	826%	-968%
Toxicity cancer	100%	48%	212%	-605%	240%	95%	908%	158%
Toxicity non cancer	100%	-10%	110%	-635%	102%	22%	878%	18%
Ionizing radiation	100%	-382%	-36%	-641%	2%	-392%	2396%	-3791%
Ozone Layer Depletion	100%	-4520%	-3443%	-4192%	-3388%	-3755%	-1353%	-14134%

**Table 7-15: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of methanol in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-9%	454%	-334%	452%	47%	516%	-17%
Global warming-GTP	100%	2%	499%	-350%	494%	61%	555%	-20%
Land occupation, biodiversity	100%	13%	149%	-818%	138%	28%	1723%	-8%
Land transformation, biodiversity	100%	13%	171%	-116%	159%	22%	294%	108%
Fossil energy use	100%	15%	110%	-3%	127%	27%	146%	17%
Mineral resources use	100%	35%	281%	111%	306%	82%	1323%	184%
Water use	100%	44%	-695%	-809%	-873%	-952%	-782%	-951%
Freshwater acidification	100%	-329%	205%	-3437%	111%	-135%	1083%	-1323%
Terrestrial acidification	100%	-312%	219%	-3306%	122%	-127%	1092%	-1264%
Freshwater eutrophication	100%	-31%	83%	-3052%	77%	-12%	785%	-108%
Marine eutrophication	100%	-152%	375%	-1305%	236%	-62%	772%	-1028%
Freshwater ecotoxicity	100%	-6%	94%	-691%	82%	5%	2673%	-66%
Respiratory inorganics	100%	-221%	226%	-1878%	219%	-39%	1785%	-659%
Respiratory organics	100%	-194%	288%	-1002%	164%	-95%	787%	-1007%
Toxicity cancer	100%	48%	197%	-820%	214%	69%	893%	143%
Toxicity non cancer	100%	-10%	103%	-826%	88%	8%	871%	10%
Ionizing radiation	100%	-382%	105%	-648%	163%	-231%	2538%	-3650%
Ozone Layer Depletion	100%	-4520%	-3465%	-4397%	-3426%	-3793%	-1374%	-14156%

**Table 7-16: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-47%	76%	-115%	77%	-46%	95%	-66%	-2%	-35%	100%	-47%
Global warming-GTP	100%	-44%	79%	-112%	79%	-43%	95%	-67%	-4%	-31%	100%	-44%
Land occupation, biodiversity	100%	-22%	3%	-152%	2%	-20%	318%	-28%	4%	-13%	100%	-22%
Land transformation, biodiversity	100%	-19%	90%	-75%	87%	-12%	179%	45%	96%	33%	100%	-19%
Fossil energy use	100%	-17%	52%	-23%	66%	-16%	81%	-26%	70%	0%	100%	-17%
Mineral resources use	100%	-9%	34%	7%	42%	-2%	238%	15%	43%	30%	100%	-9%
Water use	100%	-5%	7%	3%	-1%	-4%	3%	-5%	1%	-1%	100%	-5%
Freshwater acidification	100%	-99%	-65%	-313%	-72%	-93%	9%	-195%	-72%	-108%	100%	-99%
Terrestrial acidification	100%	-59%	-38%	-179%	-43%	-55%	5%	-112%	-43%	-63%	100%	-59%
Freshwater eutrophication	100%	0%	21%	-388%	23%	8%	135%	-10%	34%	13%	100%	0%
Marine eutrophication	100%	-17%	-3%	-43%	-7%	-16%	8%	-44%	-8%	-16%	100%	-17%
Freshwater ecotoxicity	100%	-12%	9%	-128%	8%	-9%	568%	-26%	22%	-1%	100%	-12%
Respiratory inorganics	100%	-34%	-27%	-70%	-27%	-33%	13%	-49%	-26%	-35%	100%	-34%
Respiratory organics	100%	-98%	3%	-246%	-25%	-87%	123%	-308%	-31%	-102%	100%	-98%
Toxicity cancer	100%	6%	57%	-233%	67%	15%	304%	38%	71%	53%	100%	6%
Toxicity non cancer	100%	-15%	6%	-144%	4%	-12%	160%	-13%	15%	-7%	100%	-15%
Ionizing radiation	100%	-11%	-6%	-23%	-5%	-16%	62%	-110%	-4%	-17%	100%	-11%
Ozone Layer Depletion	100%	-165%	-156%	-175%	-155%	-164%	-103%	-428%	-154%	-272%	100%	-165%

**Table 7-17: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in North America**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in North America									
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel		Methanol		Urea	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-2%	3%	-5%	3%	-2%	4%	-3%	0%	-2%	100%	-2%
Global warming-GTP	100%	-2%	3%	-5%	3%	-2%	4%	-3%	0%	-1%	100%	-2%
Land occupation, biodiversity	100%	-2%	0%	-15%	0%	-2%	30%	-5%	0%	-1%	100%	-2%
Land transformation, biodiversity	100%	-3%	16%	-14%	14%	-3%	17%	-7%	16%	5%	100%	-3%
Fossil energy use	100%	-2%	7%	-3%	9%	-2%	2%	-12%	9%	0%	100%	-2%
Mineral resources use	100%	-1%	3%	0%	4%	-1%	20%	-2%	4%	3%	100%	-1%
Water use	100%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	-1%	0%	0%	100%	0%
Freshwater acidification	100%	-6%	-4%	-20%	-5%	-6%	-1%	-14%	-5%	-7%	100%	-6%
Terrestrial acidification	100%	-6%	-4%	-20%	-5%	-6%	-1%	-13%	-5%	-7%	100%	-6%
Freshwater eutrophication	100%	0%	2%	-38%	1%	0%	11%	-3%	3%	1%	100%	0%
Marine eutrophication	100%	-5%	-1%	-13%	-3%	-5%	1%	-15%	-3%	-5%	100%	-5%
Freshwater ecotoxicity	100%	-1%	1%	-11%	0%	-1%	48%	-4%	2%	0%	100%	-1%
Respiratory inorganics	100%	-4%	-3%	-8%	-3%	-4%	1%	-6%	-3%	-4%	100%	-4%
Respiratory organics	100%	-5%	0%	-13%	-2%	-5%	4%	-18%	-2%	-6%	100%	-5%
Toxicity cancer	100%	1%	6%	-29%	7%	1%	31%	-1%	8%	6%	100%	1%
Toxicity non cancer	100%	-1%	0%	-13%	0%	-1%	13%	-2%	1%	-1%	100%	-1%
Ionizing radiation	100%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	4%	-8%	0%	-1%	100%	-1%
Ozone Layer Depletion	100%	-7%	-6%	-7%	-6%	-7%	-4%	-18%	-6%	-11%	100%	-7%

**Table 7-18: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of Alberta natural gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-47%	89%	-102%	89%	-33%	108%	-53%
Global warming-GTP	100%	-44%	92%	-100%	91%	-31%	107%	-54%
Land occupation, biodiversity	100%	-22%	5%	-151%	3%	-19%	319%	-27%
Land transformation, biodiversity	100%	-19%	95%	-71%	91%	-7%	183%	50%
Fossil energy use	100%	-17%	69%	-6%	83%	1%	98%	-9%
Mineral resources use	100%	-9%	41%	14%	48%	4%	244%	22%
Water use	100%	-5%	6%	2%	-1%	-5%	3%	-5%
Freshwater acidification	100%	-99%	-61%	-309%	-68%	-89%	13%	-191%
Terrestrial acidification	100%	-59%	-36%	-177%	-40%	-53%	8%	-110%
Freshwater eutrophication	100%	0%	22%	-386%	24%	10%	136%	-9%
Marine eutrophication	100%	-17%	-2%	-42%	-6%	-15%	9%	-43%
Freshwater ecotoxicity	100%	-12%	10%	-126%	9%	-8%	570%	-24%
Respiratory inorganics	100%	-34%	-25%	-68%	-25%	-32%	14%	-48%
Respiratory organics	100%	-98%	14%	-235%	-14%	-76%	134%	-297%
Toxicity cancer	100%	6%	62%	-228%	72%	20%	309%	43%
Toxicity non cancer	100%	-15%	8%	-142%	6%	-10%	162%	-11%
Ionizing radiation	100%	-11%	-5%	-21%	-4%	-15%	63%	-109%
Ozone Layer Depletion	100%	-165%	-143%	-162%	-142%	-151%	-90%	-415%

**Table 7-19: IMPACT World+ midpoint indicator results for the production of urea in Quebec using Quebec Clean Gas initiative natural gas and potential substitution of U.S. Marcellus shale gas in the world**

For each impact category, the scenario indicator results are normalized to the result obtained for the addition scenario (100% value). Negative values (highlighted in green) indicate an overall reduction of the indicator result compared to the addition scenario. Positive values indicate an overall increase of the indicator result compared to the addition scenario.

	Addition	Net substitution	Indirect effects in the world					
			Electricity generation		Heat generation		Transportation fuel	
			Addition	Substitution	Addition	Substitution	Addition	Substitution
Global warming	100%	-2%	4%	-5%	4%	-2%	5%	-2%
Global warming-GTP	100%	-2%	4%	-4%	4%	-1%	4%	-3%
Land occupation, biodiversity	100%	-2%	0%	-15%	0%	-2%	30%	-4%
Land transformation, biodiversity	100%	-3%	16%	-13%	15%	-2%	18%	-6%
Fossil energy use	100%	-2%	9%	-1%	11%	0%	4%	-10%
Mineral resources use	100%	-1%	4%	1%	4%	0%	21%	-2%
Water use	100%	0%	1%	0%	0%	0%	0%	-1%
Freshwater acidification	100%	-6%	-4%	-20%	-5%	-6%	0%	-13%
Terrestrial acidification	100%	-6%	-4%	-19%	-5%	-6%	0%	-13%
Freshwater eutrophication	100%	0%	2%	-38%	2%	0%	11%	-3%
Marine eutrophication	100%	-5%	-1%	-13%	-2%	-5%	1%	-15%
Freshwater ecotoxicity	100%	-1%	1%	-11%	1%	-1%	48%	-3%
Respiratory inorganics	100%	-4%	-3%	-8%	-3%	-4%	1%	-6%
Respiratory organics	100%	-5%	0%	-13%	-1%	-5%	5%	-18%
Toxicity cancer	100%	1%	7%	-29%	8%	1%	32%	0%
Toxicity non cancer	100%	-1%	1%	-12%	0%	-1%	13%	-2%
Ionizing radiation	100%	-1%	0%	-1%	0%	-1%	4%	-8%
Ozone Layer Depletion	100%	-7%	-6%	-7%	-6%	-6%	-4%	-17%

As shown:

**If the Quebec Clean Gas initiative natural gas is added to the energy sources and feedstocks in Quebec:**

- The addition will increase the overall indicators results for all impact categories.

**If the U.S. Marcellus shale gas or Alberta natural gas production is decreased (net substitution):**

- The net substitution of U.S. Marcellus shale gas or Alberta natural gas by the Quebec Clean Gas initiative natural gas will reduce (a negative value) the overall indicator results for all impact categories.

**If diesel production is decreased (net substitution):**

- The net substitution of diesel by the Quebec Clean Gas initiative natural gas will reduce the overall indicator results for all categories.

**If the U.S. Marcellus shale gas or Alberta natural gas is substituted in Quebec by Quebec Clean Gas initiative natural gas but exported in North America or elsewhere in the world for different uses:**

- No conclusions can be reached about the advantages or the disadvantages of the scenarios. Scenario results depend on use, addition or net substitution scenario, and indicators. However, be it for electricity generation, heat generation, mobility, methanol or urea:
  - An indirect scenario, in North America or elsewhere in the world, resulting in addition will, typically, result in higher indicator scores than the addition scenario in Quebec – indicating that a reduction in Quebec will not be, alone, advantageous for the environment.
    - Noteworthy exceptions:
      - When the natural gas is exported somewhere in the world, the transoceanic transport processes use salt water as an input and then emits back water which translates into a credit which is often enough to generate an overall impact reduction.
      - For urea production, the indirect effect of using the “freed” natural gas to generate electricity or industrial heat will result in an overall impact reduction for *Freshwater acidification*, *Terrestrial acidification*, *Marine Eutrophication*, and *Respiratory inorganics* all of which have a common trend – they are influenced by NO<sub>x</sub> and NH<sub>3</sub> emissions – the latter being a precursor of urea production. Therefore, the overall impact reduction has nothing to do with natural gas and its eventual use; the net substitution is never compensated by the emission of these substances in their new life cycle.
      - For urea production and methanol production, we often see an overall impact reduction for the *Ozone layer depletion*. For both cases, the net substitution related to the production of methanol or urea is enough to compensate the addition of Ozone layer depleting substances which are then emitted in less quantities in other indirect uses.
  - An indirect scenario, in North America or elsewhere in the world, resulting in a net substitution will, typically, result in an overall decrease of indicators (negative values).
  - In all worldwide scenarios, the liquefaction and overseas transport of LNG increase the indicator scores.

**If the diesel used is replaced in Quebec but the crude oil is exported and refined in North America or elsewhere in the world for different uses:**

- In the indirect scenario, in North America or elsewhere in the world, resulting in addition will, typically, result in higher indicator scores than the addition scenario in Quebec – indicating that a reduction in Quebec will not be, alone, advantageous for the environment.
- In the indirect scenario, in North America or elsewhere in the world, resulting in a net substitution will, typically, result in an overall decrease of indicators (including several negative values).
- In all worldwide scenarios, the overseas transport increase the indicator scores.

## 8 Data quality, limitations, and recommendations

### 8.1 Data quality

Table 8-1 provides the data quality assessment and the contributions to the midpoint impact categories for the considered processes.

Note: Highest quality data have been attributed a value of 1 while the lowest data quality is attributed to a value of 5.

**Table 8-1: Data quality assessment**

Process	Contribution	Reliability	Completeness	Temporal correlation	Geographic correlation	Further technological correlation	Source
<b>Upstream processes</b>							
U.S. Marcellus extraction <sup>11</sup>	43-99%	1	3	3	3	2	Expert
Alberta natural gas extraction	43-99%	2	3	3	3	2	Expert
Quebec natural gas extraction - conventional	43-99%	1	3	3	1	2	Expert
Quebec natural gas extraction - Clean Gas initiative	43-99%	1	3	3	1	2	Expert
Processing	1-57%	3	5	5	3	3	Expert
Transmission	<1%	1	3	1	3	2	Expert
Distribution	<1%	1	3	1	3	2	Expert
<b>Use</b>							
Industrial heat generation	<1%-95%	1	1	4	5	3	ecoinvent
Use in large car	83-99%	2	2	4	4	1	ecoinvent
Methanol production	8-90%	3	5	5	3	4	ecoinvent
Urea production	52-99%	2	3	5	5	3	ecoinvent
<b>Natural gas use in North America</b>							
Transmission	<1%	1	3	1	3	2	Expert
Distribution	<1%	1	3	1	3	2	Expert
Electricity generation	0-100%	1	1	2	1	1	ecoinvent
Industrial heat generation	0-100%	3	3	5	3	3	ecoinvent
Use in large car	0-100%	2	2	3	4	1	ecoinvent
Methanol production	0-100%	2	4	5	3	4	ecoinvent
Urea production	0-100%	2	3	5	5	3	ecoinvent
<b>Natural gas use in world</b>							
LNG production	0-41%	1	1	3	1	1	ecoinvent
LNG transport	0-50%	2	3	4	3	3	ecoinvent
Regasification	0-15%	1	2	4	5	3	ecoinvent
Electricity generation	0-100%	3	3	5	3	3	ecoinvent
Industrial heat generation	0-100%	3	3	5	5	3	ecoinvent
Use in large car	0-100%	2	2	3	4	1	ecoinvent
Methanol production	0-100%	2	4	5	3	4	ecoinvent
Urea production	0-100%	2	3	5	5	3	ecoinvent

As shown:

- Data quality issues are mostly related to temporal correlation – data of age unknown (for natural gas processing since based on a theoretical model) or more than 15 years (for most of industrial heat and electricity generation). Technological improvements have been accounted for by improving the technologies efficiencies. While we believe the data is still currently sound – as the results are in line with recently published results – it may not be representative of future technologies. Additional data collection will be required to update the model at some point.
- Some additional data collection efforts could be considered, especially for the processing stage. However, even if the process is based on lower quality data; it also has a lower contribution to the overall indicator results, especially when the use stage is included, and therefore,

<sup>11</sup> “extraction” in this assessment includes the preliminary work, the exploration, extraction and site closure.

improvement of modeling data for those processes should not alter the overall conclusions of this study.

## 8.2 Limitations

All results and conclusions taken out of the original context of this study must be avoided.

The study results can be used to:

- Identify the strengths and weaknesses of each natural gas supply chain;
- Identify improvement efforts for future studies.

The main limitations of this study include:

- The results are relative expressions and do not predict real impacts, the exceeding of thresholds, safety margins or risks;
- The study is limited to the investigated natural gas systems; the findings should not be extrapolated to other geographical contexts unless with upmost uncertainties;
- The changes from conventional methods and technologies associated with the Clean Gas initiative were modelled using a theoretical approach. It remains to be seen if the initiative can deliver on its engineered plan.
- The interpretation of the indicator results can only be based on the results obtained, that is to say, the substances for which a characterization factor exists in the impact assessment method database;
- Unlike environmental risk assessment conducted in a regulatory context, which uses a conservative approach, this study seeks to provide the best possible estimate (Udo de Haes et al., 2002). It tries to represent the most probable occurrence, i.e. the models used do not attempt to maximize exposure and environmental damage;
- Indicator results are not a substitute for risk analysis and do not provide information on potential incidents or associated hazards.
- Effects to endangered species are not considered.
- The life cycle impact assessment method used does not cover all possible environmental impacts associated with human activities. Several types of impacts, including those related to noise, odors, indoor air quality, and electromagnetic fields, are not included in this analysis.
- No standardization of results against a baseline has been done. Similarly, no weighting of the damage categories to bring the results back to a single score was achieved (see Appendix A for more details on the concepts of normalization and weighting).
- It should also be noted that environmental indicators represent an assessment at the global level – meaning that if the Clean Gas initiative globally leads to a reduction in the environmental indicator results, local or regional environmental impacts may increase in certain geographical areas.

## 8.3 Recommendations

The CIRAIG is confident in the validity of the assessment for most processes either because they are not major contributors to overall indicator results or data used are judged to be of satisfactory quality.

When considering the upstream processes, the extraction stage is the most important contributor to the natural gas systems indicator results. The CIRAIG feels that the assessment of this process is sound. Some

variability is expected with this stage – especially in terms of fugitive emissions and EUR. Such variability, however, has been considered in sensitivity and uncertainty analyses.

The processing stage is built upon a theoretical model (based on natural gas composition) which could be improved with direct measurements. However, considering the contribution of the stage, especially when the use stage is included, a theoretical model should not hinder the conclusions of this study.

## 9 Conclusions

---

The QOGA mandated the CIRAIG to:

***“Establish and compare the potential environmental life cycle impacts of different supply chains for natural gas used in Quebec.”***

**It should be noted that this study doesn’t aim to take any position (for or against) regarding the current Quebec moratorium on natural gas extraction. It merely aims to compare environmental life cycle indicators from different extraction process including the theoretical framework the QOGA is putting forward – dubbed the Clean Gas initiative by the QOGA.**

This study compared four different supply chains for natural gas: Marcellus U.S. natural gas, Alberta natural gas, Quebec natural gas extracted with conventional methods (like the ones considered during the shale gas environmental strategic assessment), and Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative.

The environmental profile, i.e. a set of life cycle environmental impact indicator results covering preliminary work, exploration, extraction, site closure, processing, transmission, and distribution, of all studied natural gas systems showed that the extraction stage is the major contributor to most environmental indicator results. The processing and exploration stages are also relatively important contributors - transmission, distribution, and site closure are only minor contributors.

When compared, there is little difference between U.S. Marcellus natural gas and Alberta natural gas. However, **Quebec natural gas extracted following the Clean Gas initiative shows lower environmental indicator results. It also shows lower results than natural gas extracted with conventional fracking methods in Quebec.**

Several sensitivity analyses were done – analysis with another life cycle impact assessment (LCIA) method, change in global warming potential (GWP) time horizon, variation of estimated ultimate recovery (EUR), and variation of fugitive emissions rates. While these analyses generated variability in the results, none of those changed the analysis conclusions. Moreover, the uncertainty analysis regarding greenhouse gases (GHG) emissions, where all parameters are varied within their min-max distribution, showed that the Quebec Clean Gas initiative natural gas exhibited the lowest variability of all compared systems. Results also showed that only a worst-case scenario for the Clean Gas initiative natural gas and a best-case scenario for the U.S. Marcellus or Alberta natural gas would present similar levels of GHG emissions.

When the use stage in Quebec (industrial heat, transport fuel, methanol, and urea production) is included, the downstream processes (combustion emissions, infrastructure construction, auxiliary inputs production) are typically the major contributors to the environmental profile.

Different use scenarios were also accounted for. Three theoretical scenarios are possible:

- **Addition:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas is used in addition to existing energy sources or feedstocks in Quebec for heat generation, as transportation fuel or as feedstock for chemical manufacturing. Natural gas (following the Clean Gas initiative or not) is not typically used for electricity generation in Quebec.
- **Net substitution:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains, decreasing their respective production proportionally.
- **Substitution with indirect effects:** the Quebec Clean Gas initiative natural gas substitutes natural gas from existing supply chains which – using existing or additional infrastructure – is diverted to new markets either in North America or the world. In those instances, natural gas is either used

for electricity or heat generation, as transportation fuel, or as manufacturing feedstock, and can either be used in addition or in a net substitution of existing energy sources and feedstocks. While natural gas is a desired commodity, access to new markets is limited by available infrastructure – pipelines or North American liquefaction terminals for transoceanic exportation.

At this point, **it is impossible to conclude on the long-term occurrence of these scenarios**. However, **in a short-term perspective, the net substitution scenario seems far more likely** due to the lack of infrastructure for extracontinental export and the relatively stable natural gas demand in Quebec and North America. Additional (economic) studies are recommended to establish the most likely scenario.

**These different hypothetical use scenarios rely on a series of assumptions and are therefore uncertain. While a wide range of scenarios was covered, it is still possible that the impact on the international energy market of developing natural gas in Quebec following the Clean Gas initiative might not be correctly represented using these assumptions. While these assumptions are uncertain they can still provide an idea of potential futures.**

In this context, the present assessment leads to the following conclusions:

- **An addition** of natural gas to the current energy sources and feedstocks will only **increase the considered environmental indicator overall results**.
- **A net substitution** by Quebec Clean Gas initiative natural gas of Alberta or U.S. Marcellus natural gas, diesel, methanol or urea from other feedstocks leads to an (albeit sometimes marginal) **overall reduction of the investigated environmental indicator results**.
- **A substitution** by Quebec Clean Gas initiative natural gas of Alberta or U.S. Marcellus natural gas, or crude oil (refined into diesel) **followed by their use**:
  - elsewhere in North America **in addition to the current energy sources**, is most likely to **generate higher indicator** results for most environmental indicators.
  - elsewhere in North America **in net substitution of current energy sources**, is most likely to **generate lower indicator** results for most environmental indicators.
  - in other continents (Alberta or U.S. Marcellus natural gas exported after liquification) **in addition to the current energy sources**, is most likely to **generate higher indicator** results for most environmental indicators. Indicator results are also higher than their North American scenarios counter part.
  - in other continents (Alberta or U.S. Marcellus natural gas exported after liquification) **in net substitution of current energy sources**, is most likely to **generate lower indicator** results for most environmental indicators. Indicator results are also higher than their North American scenarios counter part.

The results of this study can be used to identify the strengths and weaknesses of the investigated natural gas systems and identify conditions for which one alternative seems preferable to another. The results can also be used to identify potential improvement to enhance future studies.

The main limitations of this study include the fact that the study is limited to the investigated natural gas systems and therefore its findings should not be extrapolated to systems in other geographical contexts.

It should also be noted that the environmental indicators are relative expressions and do not predict real impacts, the exceeding of thresholds, safety margins or risks. LCIA indicators are not a substitute for risk analysis and do not provide information on potential incidents or associated hazards. They also do not consider the notion of endangered species. Furthermore, the LCIA method does not cover all possible environmental impacts associated with human activities; several types of impacts, including those related to noise, odors, indoor air quality, and electromagnetic fields, are not included in this analysis.

It should also be noted that environmental indicators represent an assessment at the global level – meaning that if the Clean Gas initiative globally leads to a reduction in the environmental indicator results, local or regional environmental impacts may increase in certain geographical areas.

**Finally, the changes from conventional methods and technologies associated with the Clean Gas initiative were modelled using a theoretical approach. It remains to be seen if the initiative can deliver on its engineered plan.**

## 10 References

---

- 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 al. (2017). Quantifying methane emissions from natural gas production in north-eastern Pennsylvania. *Atmospheric Chemistry and Physics* 17(22): 13941-13966
- BOULAY, A.-M., BULLE, C., BAYART, J.-B., DESCHÊNES, L., and MARGNI M., 2011. Regional Characterization of Freshwater Use in LCA: Modeling Direct Impacts on Human Health. *Environmental Science & Technology*, 45(20), 8948-8957.
- BRANDT, HEATH, KORT, O'SULLIVAN, PÉTRON, JORDAAN, TANS, WILCOX, GOPSTEIN, ARENT, WOFYSY, 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.
- De Schryver A.M., Brakke K.W., Goedkoop M.J. and Huijbregts M.A., 2009. Characterization factors for global warming in life cycle assessment based on damages to humans and ecosystems. *Environmental Science and Technology* 43(6) p.1689-1695
- ENGINEERING TOOLBOX (Internet). Fuels – Densities and Specific Volumes. En ligne : [Engiwww.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d\\_166.html](http://www.engineeringtoolbox.com/fuels-densities-specific-volumes-d_166.html)
- FANTKE P., CHARLES R., ALENCASTRO L.F., FRIEDRICH R., JOLLIET O., 2011. Plant uptake of pesticides and human health: dynamic modeling of residues in wheat and ingestion intake. *Chemosphere*, 85 1639-1647
- GARNIER-LAPLACE, BEAUGELIN-SEILLER, GILBIN, DELLA-VEDOVA, JOLLIET, PAYET, (2009). A Screening Level Ecological Risk Assessment and ranking method for liquid radioactive and chemical mixtures released by nuclear facilities under normal operating conditions *Radioprotection* 44 (5) 903-908 DOI: 10.1051/radiopro/20095161
- GIEC (2007). Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing. In : Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report (AR4) of the Intergovernmental Panel on Climate Change, pp. 129-235. Disponible sur : [http://www.ipcc.ch/publications\\_and\\_data/ar4/wg1/en/contents.html](http://www.ipcc.ch/publications_and_data/ar4/wg1/en/contents.html)
- GOEDKOOP, M., HEIJUNGS, R. HUIJBREGTS, M., DE SCHRYVER, A., STRUJIS, J., VAN ZELM, R. 2009. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level.

- HANAFIAH, XENOPOULOS, PFISTER, LEUVEN, and HUIJBREGTS, 2011, Characterization Factors for Water Consumption and Greenhouse Gas Emissions Based on Freshwater Fish Species Extinction: Environmental Science & Technology, v. 45, p. 5272-5278.
- 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.
- HUMBERT, S., MARSHALL, J.D., SHAKED, S., SPADARO, J., NISHIOKA, Y., PREISS, P.H., MCKONE, T.E., HORVATH, A. and JOLLIET, O., 2011. Intake fractions for particulate matter: Recommendations for life cycle assessment. Environmental Science and Technology, 45 (11) 4808-4816
- HELMES R., HUIJBREGTS M.A.J., HENDERSON A.D., JOLLIET O., 2012. Spatially explicit fate factors of freshwater phosphorous emissions at the global scale. International Journal of Life Cycle Assessment,
- GOEDKOOP, M., HEIJUNGS, R. HUIJBREGTS, M., DE SCHRYVER, A., STRUJIS, J., VAN ZELM, R. 2009. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level.
- ISO (2006a). ISO 14040 : Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Principes et cadre, Organisation internationale de normalisation, 24 p.
- ISO (2006b). ISO 14044 : Management environnemental — Analyse du cycle de vie — Exigences et lignes directrices, Organisation internationale de normalisation, 56 p.
- 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
- NEB (2017). Canada's Energy Future 2017: Energy Supply and Demand Projections to 2040. <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ptr/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
- ROSENBAUM R.K., BACHMANN T.K., GOLD L.S., HUIJBREGTS M.A.J., JOLLIET O., JURASKE R., KOEHLER A., LARSEN H.F., MACLEOD M., MARGNI M., MCKONE T.E., PAYET J., SCHUHMACHER M., VAN DE MEENT D., HAUSCHILD M.Z., 2008. USEtox-The UNEP-SETAC toxicity model: recommended characterisation factors for human toxicity and freshwater ecotoxicity in Life Cycle Impact Assessment. International Journal of Life Cycle Assessment 13(7) 532-546.
- ROY P.-O., HUIJBREGTS M., DESCHENES L. and MARGNI M., 2012. Spatially-differentiated atmospheric source-receptor relationships for nitrogen oxides, sulfur oxides, and ammonia emissions at the global scale for life cycle impact assessment. *Atmospheric Environment*, 62, 74-81
- ROY P.-O., DESCHENES L., MARGNI M. 2013. Uncertainty and spatial variability in characterization factors for aquatic acidification at the global scale. International Journal of Life Cycle Assessment 19(4) 882-890

- ROY P.-O., AZEVEDO, L.B., MARGNI M, VAN ZELM, R., DESCHENES L. HUIJBREGTS M. 2014. Characterization factors for terrestrial acidification at the global scale: a systematic analysis of spatial variability and uncertainty. Science of the environment. Online first
- 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.
- ROY, P-O, TIRADO SECO, P., MÉNARD, J-F (2016) Life cycle assessment of greenhouse gas emissions associated with natural gas and coal in different geographical contexts. <http://www.ciraig.org/en/v.php?locale=en&year=2016&type=2>
- SAAD R., MARGNI M., KOELLNER T., WITTSTOCK B. and DESCHENES L., 2011. Assessment of land use impacts on soil ecological functions: development of spatially differentiated characterization factors within a Canadian context. International Journal of Life Cycle Assessment, 16(3), 198-211
- 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.
- US EPA (2010b). MOVES (Motor Vehicle Emission Simulator). En ligne : <http://www.epa.gov/otaq/models/moves/index.htm#generalinfo>
- 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](http://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](http://ees-gazdeschiste.gouv.qc.ca/wordpress/wp-content/uploads/2012/09/Pi116b_Rapport-Projet-type_avec-annexe-31aout2012.pdf)
- VAN ZELM, SCHIPPER, ROMBOUTS, SNEPVANGERS and HUIJBREGTS, 2011, Implementing Groundwater Extraction in Life Cycle Impact Assessment: Characterization Factors Based on Plant Species Richness for the Netherlands: Environmental Science & Technology, v. 45, p. 629-635.
- VERONES, HANAFIAH, PFISTER, HUIJBREGTS, PELLETIER, and KOEHLER, 2010, Characterization Factors for Thermal Pollution in Freshwater Aquatic Environments: Environmental Science & Technology, v. 44, p. 9364-9369.
- WEBER, C. L.; CLAVIN, C. (2012). Life Cycle Carbon Footprint of Shale Gas: Review of Evidence and Implications. *Environmental science & technology*, 46, p. 5688-5695.
- WEIDEMA, B.P. et SUHR WESNÆS, M. (1996). Data quality management for life cycle inventories - an example of using data quality indicators. Journal of Cleaner Production 4(3-4) p.167-174.