

Évaluation environnementale stratégique propre à l'île d'Anticosti

Chantier Économie

ÉVALUATION FINANCIÈRE, ÉVALUATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET SCÉNARIOS POSSIBLES DE DÉVELOPPEMENT DE L'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES SUR L'ÎLE D'ANTICOSTI

Octobre 2015

Évaluation environnementale stratégique propre à l'île d'Anticosti

Chantier Économie

ÉVALUATION FINANCIÈRE, ÉVALUATION DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET SCÉNARIOS POSSIBLES DE DÉVELOPPEMENT DE L'EXPLOITATION D'HYDROCARBURES SUR L'ÎLE D'ANTICOSTI

Octobre 2015

Le masculin générique n'est utilisé que pour alléger le texte.

Évaluation financière, évaluation des retombées économiques
et scénarios possibles de développement
de l'exploitation d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

Dépôt légal – Octobre 2015
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
ISBN 978-2-550-74218-0 (PDF)

© Gouvernement du Québec, 2015

Table des matières

Objectifs du rapport	1
Faits saillants	3
1. Introduction	7
1.1 Contexte	7
1.2 Portée du rapport	7
1.3 Composition du Chantier Économie	7
2. Fondements du modèle financier	9
2.1 Objectifs	9
2.2 Description des scénarios de développement	9
2.3 Principes du modèle financier et méthodologie	14
2.4 Principales hypothèses du modèle financier.....	15
3. Résultats financiers	25
3.1 Rentabilité financière.....	25
3.2 Revenus	28
3.3 Coûts	28
3.3.1 Investissements	28
3.3.2 Dépenses courantes.....	28
3.4 Bénéfices.....	29
3.5 Analyse de sensibilité.....	31
4. Retombées économiques et fiscales	35
4.1 Approche analytique	35
4.2 Options analysées.....	35
4.3 Retombées économiques	38
4.4 Retombées fiscales et financières	40
5. Conclusion	41
Annexe I : Justifications des hypothèses	43
1.1 Principales caractéristiques des scénarios de développement	43
1.2 Hypothèses de production du scénario « Optimisé »	45
1.3 Hypothèses de coûts.....	48
1.4 Hypothèses financières	58

Annexe II :	Tableaux des hypothèses.....	67
Annexe III :	Illustration d'une plateforme	71
Annexe IV :	Courbes de déclin	73
Annexe V :	Estimations des bénéfices	75
Annexe VI :	Analyse de sensibilité.....	77
Annexe VII :	Distribution des hypothèses	79
Annexe VIII :	Détails des retombées économiques et fiscales.....	87
8.1	Retombées économiques et fiscales de l'option Navire-usine.....	87
8.1.1	Retombées économiques	87
8.1.2	Retombées fiscales et financières	90
8.2	Retombées économiques et fiscales de l'option Gazoduc	92
8.2.1	Retombées économiques	92
8.2.2	Retombées fiscales et financières	95
Annexe IX :	Tableaux des abréviations et des conversions	97

Liste des graphiques

GRAPHIQUE 1	Production de gaz naturel par puits	18
GRAPHIQUE 2	Production de pétrole par puits	18
GRAPHIQUE 3	Production de gaz naturel de l'ensemble des puits.....	18
GRAPHIQUE 4	Production de pétrole de l'ensemble des puits	18
GRAPHIQUE 5	Distribution et rangs centiles de la valeur actuelle nette des bénéfiques – Option Navire-usine.....	26
GRAPHIQUE 6	Distribution et rangs centiles de la valeur actuelle nette des bénéfiques – Option Gazoduc.....	27
GRAPHIQUE 7	Apport au PIB du Québec selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095	38
GRAPHIQUE 8	Emplois au Québec selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095	38
GRAPHIQUE 9	Emplois au Québec selon le type de dépenses et la période, option Navire-usine – 2020-2095	39
GRAPHIQUE 10	Emplois au Québec selon le type de dépenses et la période, option Gazoduc – 2020-2095	39
GRAPHIQUE 11	Retombées fiscales et financières pour le gouvernement du Québec, selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095	40
GRAPHIQUE 12	Distribution de la production initiale de gaz naturel des puits	46
GRAPHIQUE 13	Distribution de la production de pétrole en fonction du gaz naturel extrait des puits	46
GRAPHIQUE 14	Distribution de la majoration sur les coûts en infrastructures de transport	52
GRAPHIQUE 15	Distribution de la pondération à la baisse sur les coûts du gazoduc	52
GRAPHIQUE 16	Prévisions de prix du gaz naturel en dollars courants	62
GRAPHIQUE 17	Prévisions de prix du gaz naturel en dollars constants de 2020.....	62
GRAPHIQUE 18	Prévisions de prix du pétrole en dollars courants	62
GRAPHIQUE 19	Prévisions de prix du pétrole en dollars constants de 2020	62
GRAPHIQUE 20	Exemple de courbes de déclin – Déclin annuel effectif	73
GRAPHIQUE 21	Exemple de courbes de déclin – Facteur <i>b</i>	73
GRAPHIQUE 22	Distribution de la production initiale de gaz naturel des puits	79
GRAPHIQUE 23	Distribution de la production de pétrole en fonction du gaz naturel extrait des puits	79
GRAPHIQUE 24	Distribution du déclin annuel effectif des puits	79
GRAPHIQUE 25	Distribution du facteur <i>b</i> des puits.....	79
GRAPHIQUE 26	Distribution des coûts de forage des puits	80
GRAPHIQUE 27	Distribution des coûts en infrastructures – Option Navire-usine.....	80
GRAPHIQUE 28	Distribution des coûts en infrastructures – Option Gazoduc.....	80
GRAPHIQUE 29	Distribution de la majoration sur le coût des infrastructures	81
GRAPHIQUE 30	Distribution de la pondération à la baisse sur le coût du gazoduc.....	81
GRAPHIQUE 31	Distribution des coûts fixes d'exploitation	81
GRAPHIQUE 32	Distribution des coûts fixes par puits.....	81
GRAPHIQUE 33	Distribution des coûts variables de production – Gaz naturel (extraction).....	82

GRAPHIQUE 34	Distribution des coûts variables de production – Gaz naturel (liquéfaction)	82
GRAPHIQUE 35	Distribution des coûts variables de production – Pétrole	82
GRAPHIQUE 36	Distribution de la part du gaz naturel utilisé pour la liquéfaction	82
GRAPHIQUE 37	Distribution des coûts de transport – Gaz naturel (gazeux)	83
GRAPHIQUE 38	Distribution des coûts de transport – Gaz naturel (liquéfié)	83
GRAPHIQUE 39	Distribution des coûts de transport – Pétrole	83
GRAPHIQUE 40	Distribution des coûts du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre	83
GRAPHIQUE 41	Distribution du prix du gaz naturel (gazeux) en 2020	84
GRAPHIQUE 42	Distribution du prix du pétrole en 2020	84
GRAPHIQUE 43	Distribution du facteur calorifique pour les liquides de gaz naturel	84
GRAPHIQUE 44	Distribution de la pondération – Prix du gaz naturel outre-mer	84
GRAPHIQUE 45	Distribution du taux de change	85
GRAPHIQUE 46	Distribution des prix du gaz naturel	85
GRAPHIQUE 47	Distribution des prix du pétrole	85
GRAPHIQUE 48	Évolution de l'emploi au Québec relatif aux dépenses courantes, option Navire-usine – 2020-2095	88
GRAPHIQUE 49	Revenus du gouvernement du Québec, option Navire-usine – 2020-2095	91
GRAPHIQUE 50	Répartition des revenus du gouvernement du Québec, option Navire-usine – 2020-2095	91
GRAPHIQUE 51	Évolution de l'emploi au Québec relatif aux dépenses courantes, option Gazoduc – 2020-2095	93
GRAPHIQUE 52	Revenus du gouvernement du Québec, option Gazoduc – 2020-2095	96
GRAPHIQUE 53	Répartition des revenus du gouvernement du Québec, option Gazoduc – 2020-2095	96

Liste des tableaux

TABLEAU 1	Hypothèses spécifiques au scénario « Optimisé »	13
TABLEAU 2	Paramètres de la distribution de la production initiale	16
TABLEAU 3	Distributions des paramètres de l'équation de Arps	17
TABLEAU 4	Coûts des infrastructures – Option Navire-usine	19
TABLEAU 5	Coûts des infrastructures – Option Gazoduc	20
TABLEAU 6	Coûts des infrastructures nécessaires au transport des hydrocarbures.....	21
TABLEAU 7	Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants.....	23
TABLEAU 8	Principaux résultats financiers sur la base du scénario de développement « Optimisé »	25
TABLEAU 9	Estimation des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti	29
TABLEAU 10	Estimation des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.....	30
TABLEAU 11	Analyse de sensibilité – Option Gazoduc.....	32
TABLEAU 12	Analyse de sensibilité – Option Navire-usine.....	33
TABLEAU 13	Dépenses en infrastructures selon l'option de transport du gaz naturel – 2020-2095	36
TABLEAU 14	Caractéristiques des scénarios	44
TABLEAU 15	Paramètres de la distribution de la production initiale	46
TABLEAU 16	Distributions des paramètres de l'équation de Arps	48
TABLEAU 17	Variables de coûts considérées dans le modèle financier	49
TABLEAU 18	Coûts en infrastructures : option Navire-usine	53
TABLEAU 19	Coûts en infrastructures : option Gazoduc.....	53
TABLEAU 20	Régime actuel de redevances pour le gaz naturel.....	57
TABLEAU 21	Régime actuel de redevances pour le pétrole	57
TABLEAU 22	Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants.....	58
TABLEAU 23	Distributions des variables financières.....	59
TABLEAU 24	Paramètres de la distribution de la production initiale	67
TABLEAU 25	Distributions des hypothèses de la courbe de déclin de la production	67
TABLEAU 26	Variables de coûts considérées dans le modèle financier	68
TABLEAU 27	Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars courants	69
TABLEAU 28	Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants.....	69
TABLEAU 29	Distributions des hypothèses financières.....	70
TABLEAU 30	Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars courants	75
TABLEAU 31	Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars constants de 2020	75
TABLEAU 32	Estimations des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars courants.....	76
TABLEAU 33	Estimations des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars constants de 2020	76

TABLEAU 34	Analyse de sensibilité sur la distribution des hypothèses	77
TABLEAU 35	Sommaire des retombées économiques pour le Québec découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes, option Navire-usine – 2020-2095	87
TABLEAU 36	Sommaire des retombées économiques pour le Québec découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes, option Gazoduc – 2020-2095	92
TABLEAU 37	Liste des abréviations et des acronymes	97
TABLEAU 38	Liste des unités de mesure	98
TABLEAU 39	Tableau des conversions	98

OBJECTIFS DU RAPPORT

Dans le cadre des évaluations environnementales stratégiques (EES), le Chantier Économie devait notamment élaborer des scénarios de développement et estimer la rentabilité financière potentielle d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, les revenus nets que pourrait en tirer le gouvernement et les retombées économiques associées à l'exploitation. Ces travaux correspondent aux études AECN01 et AECN02 du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles, lequel a été rendu public le 2 avril 2015 dans le cadre de la publication de la phase 1 des travaux des EES.

Les scénarios de développement faisant l'objet du présent rapport sont des illustrations de projets d'exploitation utilisés pour l'estimation des impacts (environnementaux, sociaux, économiques, etc.) seulement. Ils ne doivent aucunement être considérés comme un plan de développement pour l'île d'Anticosti et n'engagent en rien le gouvernement, ni les sociétés exploratrices détentrices de permis d'exploration sur l'île d'Anticosti.

Comme aucune exploitation d'hydrocarbures n'a encore été menée à ce jour sur l'île d'Anticosti, les travaux faisant l'objet du présent rapport ont été réalisés sur la base d'hypothèses qui reposent essentiellement sur ce qui est observé pour l'exploitation de formations géologiques considérées comme analogues à la formation de Macasty de l'île d'Anticosti, soit celles de l'Utica et de Point Pleasant en Ohio, où la production de gaz naturel est prépondérante à celle de pétrole.

À moins d'indication contraire, tous les montants sont en dollars canadiens constants de 2020. L'année 2020 est utilisée à titre indicatif pour l'évaluation financière et économique.

Le détail des abréviations et des règles de conversion est présenté à l'annexe IX.

FAITS SAILLANTS

L'objectif du rapport est de présenter l'évaluation financière et économique d'une éventuelle exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti ainsi que des scénarios de développement possibles élaborés afin d'évaluer les différents impacts (environnementaux, sociaux, économiques, etc.) qui pourraient leur être associés¹.

❑ Résultats financiers

L'évaluation financière et économique est basée sur un scénario « Optimisé » de développement qui inclut les plus récentes données disponibles et s'inspire des pratiques généralement observées dans l'industrie, qui consistent à cibler les zones potentiellement les plus productives pour une exploitation commerciale². Dans le cas de l'île d'Anticosti, le programme de travaux de sondages stratigraphiques réalisés en 2014 et en 2015 visait notamment à identifier les meilleures zones.

Le scénario de production est basé sur une production mixte de pétrole (22,5 %) et de gaz naturel (77,5 %)³, telle qu'observée dans les formations analogues⁴ à celle de Macasty de l'île d'Anticosti, ce qui en fait principalement un projet de gaz naturel. D'ailleurs, les résultats des travaux réalisés sur l'île d'Anticosti jusqu'à maintenant tendent à confirmer que la proportion de gaz naturel est plus importante que celle de pétrole. Étant donné l'importance relative de la production de gaz naturel et les bénéfices environnementaux inhérents, le modèle financier considère que le gaz naturel serait entièrement valorisé sur les marchés, contrairement à ce qui est observé dans les gisements de la formation de Bakken au Dakota du Nord où une partie du gaz naturel est brûlé.

Le coût des infrastructures de transport a été modélisé selon deux options issues de l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01)⁵, soit :

- l'utilisation d'un navire-usine pour la liquéfaction et le stockage du gaz naturel, couramment appelé unité flottante de liquéfaction du gaz naturel, et l'acheminement vers les marchés outre-mer (option Navire-usine);
- la construction d'un gazoduc pour que le gaz naturel soit vendu sur les marchés continentaux de l'Amérique du Nord (option Gazoduc).

Compte tenu de toutes les hypothèses⁶ et de l'incertitude qui les entoure, les résultats du modèle financier montrent que l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti, selon les paramètres du scénario « Optimisé », pourrait présenter un potentiel commercialement rentable. En effet, la probabilité de rentabilité du projet est évaluée entre 80 % et 86 % selon l'option de transport retenue. La rentabilité est définie par un taux de rendement interne (TRI) de 10 % et plus, correspondant au taux généralement recherché dans l'industrie.

¹ Le rapport correspond aux études AECN01 et AECN02 du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles, lequel a été rendu public le 2 avril 2015 dans le cadre de la publication de la phase 1 des travaux des EES.

² Deux autres scénarios de développement ont été élaborés, le scénario « Plus » et le scénario « Moins ». Le scénario « Plus », qui couvre une superficie supérieure, a été utilisé pour toutes les autres études qui ont utilisé un scénario de développement dans le cadre des EES, à l'exception de l'évaluation financière et économique.

³ En équivalent énergétique et incluant des liquides de gaz naturel dans le gaz naturel. La composition des liquides de gaz naturel n'étant pas connue pour la formation de Macasty, elle est basée sur des données provenant de l'Utica de l'Ohio.

⁴ Point Pleasant et Utica, en Ohio.

⁵ Les services de la firme WSP Canada ont été retenus pour la réalisation de cette étude prévue au Plan d'acquisition de connaissances additionnelles.

⁶ Les détails des hypothèses utilisées dans l'évaluation financière se trouvent aux annexes I et II.

Le TRI moyen découlant de 50 000 simulations d'un projet d'exploitation sur l'île d'Anticosti, où des distributions sont appliquées sur une vingtaine de variables, est estimé entre 11,5 % et 11,7 %.

La rentabilité du projet est sensible à l'évolution des prix des hydrocarbures, qui ont fluctué de plus de 50 % au cours des dernières années. En dollars constants de 2020 :

- le prix du pétrole permettant d'assurer la rentabilité du projet est estimé entre 81 \$ US/baril et 82 \$ US/baril selon l'option de transport du gaz naturel sur toute la période d'exploitation, soit 75 ans;
- pour le gaz naturel, ce prix est estimé entre 3,18 \$ US/kpi³ et 3,62 \$ US/kpi³ sur toute la période d'exploitation.

En tenant compte des revenus et des dépenses, les bénéfices potentiels attribuables au projet sont estimés entre 71 milliards de dollars et 75 milliards de dollars sur une période d'exploitation de 75 ans. Selon l'option de transport du gaz naturel, les bénéfices potentiels du gouvernement sont estimés entre 46 milliards de dollars et 48 milliards de dollars sur les 75 ans d'exploitation, en incluant les bénéfices attribuables à ses participations directes et indirectes dans les entreprises détentrices de permis d'exploration ainsi que les redevances et les recettes liées aux impôts sur le revenu des sociétés.

□ Retombées économiques

L'analyse des retombées économiques et fiscales a été réalisée par le ministère des Finances du Québec selon les caractéristiques du scénario « Optimisé » établi par le Chantier Économie et couvre l'ensemble de la période de 75 ans de ce scénario.

Deux options distinctes de transport du gaz naturel à l'extérieur de l'île ont été analysées, soit l'option Gazoduc et l'option Navire-usine. Ces deux options prévoient une évolution identique de la production d'hydrocarbures, mais présentent certaines spécificités à l'égard des dépenses d'opération et d'investissement.

Selon les deux options analysées, l'exploitation du potentiel en hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait engendrer :

- un apport annuel au PIB québécois d'environ 2 milliards de dollars, soit plus de 0,4 % du PIB anticipé en 2020;
- la création ou le maintien de plus de 2 000 emplois en moyenne par année;
- des retombées fiscales et financières directes et indirectes pour le gouvernement du Québec d'au moins 650 millions de dollars en moyenne par année.

□ Scénarios de développement

Trois scénarios de développement possibles ont été élaborés pour l'île d'Anticosti.

Le scénario « Plus » a été élaboré à l'automne 2014. Il couvre une superficie supérieure à celle des deux autres scénarios de manière à évaluer les impacts maximaux, notamment environnementaux et sociaux, qui pourraient découler d'une exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti. Ce scénario considère le forage d'un total d'environ 6 800 puits sur une période d'exploitation possible de 75 ans. Les premiers résultats des sondages stratigraphiques indiquent que ce scénario est moins plausible, notamment parce que la formation de Macasty devient moins épaisse dans la partie orientale de l'île, pouvant ainsi limiter la possibilité d'une exploitation commerciale dans cette zone.

- Le scénario « Plus » a été utilisé pour l'ensemble des études qui requéraient une hypothèse quant à un scénario de développement, à l'exception de l'évaluation financière et économique qui est basée sur le scénario « Optimisé ».

Le scénario « Moins » est dérivé du scénario « Plus ». Il emploie les mêmes paramètres que ce dernier, mais couvre une superficie inférieure. Ce scénario considère un total d'environ 4 155 puits sur 57 ans.

Le scénario « Optimisé » intègre les plus récentes informations disponibles, dont les productions estimées à partir des données des formations utilisées comme analogues (Point Pleasant et Utica, en Ohio). Il contient, comme la plupart des bassins de schiste exploités aux États-Unis, une zone susceptible d'être plus productive ce qui a un impact important sur le financement des infrastructures requises pour son développement. Au total, l'implantation et l'exploitation de 4 155 puits sur 75 ans sont considérées. Le scénario « Optimisé » a été utilisé pour l'évaluation financière et l'évaluation des retombées économiques.

- En période de production maximale, les estimations les plus probables montrent que 246 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz naturel et 12,3 millions de barils de pétrole (Mbp) seraient extraits annuellement, ce qui représente respectivement 113 % et 9 % de la consommation du Québec en 2012 pour ces hydrocarbures.

1. INTRODUCTION

1.1 Contexte

Le 30 mai 2014, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles et le ministre du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques ont annoncé le Plan d'action gouvernemental sur les hydrocarbures.

Ce plan d'action prévoit notamment que la filière des hydrocarbures soit soumise à un processus d'évaluation environnementale stratégique (EES). La réalisation de deux EES a été annoncée :

- la première, qui se veut globale, vise l'ensemble de la filière des hydrocarbures au Québec, incluant le transport;
- la seconde est une EES propre à l'île d'Anticosti.

Les travaux des EES ont été répartis en fonction de cinq chantiers portant respectivement sur l'environnement, la société, les transports, les aspects techniques et l'économie.

Le présent rapport est réalisé dans le cadre des travaux du Chantier Économie et correspond aux études AECN01 et AECN02 du Plan d'acquisition de connaissances additionnelles, lequel a été rendu public le 2 avril 2015 dans le cadre de la publication de la phase 1 des travaux des EES.

1.2 Portée du rapport

Le rapport présente les estimations de la rentabilité financière d'une exploitation commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, les revenus nets que pourrait en tirer le gouvernement et les retombées économiques sur la base d'un des scénarios de développement élaborés dans le cadre des travaux du Chantier Économie, le scénario « Optimisé ».

Ces travaux sont en grande partie basés sur les résultats de l'exploitation des hydrocarbures dans les formations considérées analogues au Macasty⁷ de l'île d'Anticosti, soit les formations de l'Utica et de Point Pleasant, en Ohio, notamment en matière de potentiel de production.

1.3 Composition du Chantier Économie

Le Chantier Économie est composé de représentants du ministère des Finances du Québec, du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques.

Le chantier a pu bénéficier de l'accompagnement de M. Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire à HEC Montréal et expert indépendant responsable du Chantier Économie sur le Comité directeur des évaluations environnementales stratégiques.

⁷ La formation de Macasty est l'unité de roche mère présentement visée par l'exploration sur l'île d'Anticosti. Voir à ce sujet : Rudolf BERTRAND et Michel MALO, *Comparaison entre la Formation de Macasty, l'île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord – Rapport final*, Institut national de la recherche scientifique, Centre Eau Terre Environnement, [Rapport de recherche 1564], janvier 2015, <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Etude-complementaire-environnement.pdf>.

2. FONDEMENTS DU MODÈLE FINANCIER

2.1 Objectifs

La rentabilité potentielle du projet est estimée grâce à un modèle financier basé sur un scénario de développement possible, des hypothèses relatives aux variables de coûts et de production ainsi qu'aux variables financières les plus à jour.

Le modèle permet de générer des estimations relatives à :

- la rentabilité financière d'un projet du point de vue de promoteurs selon deux indicateurs généralement utilisés par l'industrie, soit la valeur actualisée nette (VAN) des bénéfices et le taux de rendement interne (TRI) du projet;
- la probabilité de rentabilité du projet à l'aide de simulations de Monte-Carlo⁸ réalisées sur environ une vingtaine de variables, selon l'option de transport du gaz naturel analysée⁹;
- les revenus et bénéfices potentiels pour les promoteurs;
- les revenus et bénéfices potentiels pour le gouvernement, soit les redevances, les revenus fiscaux et les bénéfices attribuables à ses participations.

2.2 Description des scénarios de développement

Peu d'informations sont actuellement disponibles concernant la production éventuelle d'hydrocarbures à partir de la formation de Macasty présente sous l'île d'Anticosti.

Cependant, les sondages stratigraphiques réalisés en 2014 et en 2015 sur l'île d'Anticosti ont permis d'acquérir des informations supplémentaires sur sa géologie et ainsi de confirmer que les estimations des hydrocarbures initialement en place réalisées par la firme Sproule Associates Limited¹⁰ sous le territoire couvert par les permis d'Hydrocarbures Anticosti sont toujours valides. Par ailleurs, les travaux d'exploration réalisés dans la partie orientale de l'île montrent que la formation de Macasty devient relativement plus mince, ce qui pourrait diminuer la probabilité d'une exploitation commerciale dans cette partie de l'île.

Hydrocarbures initialement en place

La notion d'hydrocarbures initialement en place (PIP) réfère à l'entièreté de la charge en hydrocarbures contenue dans la roche, qu'elle soit mobilisable ou non. Elle est généralement estimée en baril équivalent pétrole (bep). Soulignons que le PIP correspond à la somme des hydrocarbures présents dans la roche sans tenir compte de la proportion de ces derniers qui peut être récupérée.

Une évaluation de la ressource comprend généralement trois estimations, soit une estimation minimale (P90), une estimation maximale (P10) et une estimation intermédiaire (P50). Cette dernière est considérée correspondre à la meilleure estimation.

⁸ La méthode de Monte-Carlo est définie par la simulation itérative d'un très grand nombre de valeurs déterminées aléatoirement pour les variables d'intérêt selon la distribution qui leur est attribuée. L'objectif est de simuler à l'intérieur d'un univers le plus large possible le plus de cas afin d'obtenir la distribution de la VAN des bénéfices ainsi que les probabilités qui lui sont associées de manière à intégrer l'incertitude liée aux hypothèses.

⁹ Deux options de transport pour le gaz naturel ont été simulées, soit l'utilisation d'un navire-usine de liquéfaction et de stockage du gaz naturel ou la construction d'un gazoduc. Des détails supplémentaires sur les deux options de transport sont présentés à l'annexe I. Dans les deux options, le pétrole et les liquides de gaz naturel sont acheminés par navires à l'extérieur de l'île.

¹⁰ Sproule Associates Limited est une firme spécialisée notamment dans l'évaluation des ressources et des réserves de gaz naturel et de pétrole.

Selon les plus récents rapports¹¹ d'évaluation des ressources réalisés pour le territoire couvert par les permis détenus par Hydrocarbures Anticosti et ceux détenus par Junex, les principaux détenteurs de permis d'exploration sur l'île d'Anticosti, les hydrocarbures initialement en place pourraient être d'environ 43 milliards de barils équivalent pétrole (bep)¹².

Étant donné qu'il n'existe aucun historique de production d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, trois scénarios possibles de développement et de production ont été élaborés par le Chantier Économie depuis l'automne 2014. Un premier scénario de développement, le scénario « Plus », a d'abord été élaboré afin de guider les travaux des chantiers¹³ des EES dans la réalisation des études complémentaires prévues dans le Plan d'acquisition de connaissances additionnelles. Ce scénario possible était basé sur une superficie exploitable supérieure à celle utilisée pour les autres scénarios, de manière à évaluer les impacts potentiels maximaux liés à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, notamment les impacts environnementaux et sociaux.

Le déploiement sur le terrain du scénario « Plus » ainsi qu'un second scénario, le scénario « Moins », qui couvrait une superficie moindre mais suivait le même rythme de développement que le scénario « Plus », ont été présentés à L'Île-d'Anticosti le 7 mai 2015, puis rendus publics sur le site Web <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca>.

En parallèle aux travaux des autres chantiers, le Chantier Économie a poursuivi ses travaux à l'égard des scénarios de développement et de production et a élaboré le scénario « Optimisé » à l'été 2015. Ce scénario tient compte des nouvelles informations disponibles notamment en ce qui concerne les volumes de production des formations analogues et les contraintes présentes sur l'île d'Anticosti. C'est ce scénario qui est utilisé dans le cadre de l'évaluation financière et économique.

Le scénario « Optimisé » est inspiré des pratiques généralement observées dans l'industrie, qui consistent à cibler les zones potentiellement les plus productives pour l'exploitation commerciale d'un projet de façon à en maximiser la rentabilité. En effet, en visant une zone plus productive, les promoteurs peuvent rembourser plus rapidement les coûts reliés à la mise en place des infrastructures et minimisent ainsi leur risque financier.

¹¹ En avril 2015, la firme Sproule Associates Limited a établi à 30,7 milliards de barils équivalent pétrole le meilleur estimé du volume total de pétrole initialement en place (PIP) à l'intérieur du périmètre des 38 permis détenus par la société Hydrocarbures Anticosti. En septembre 2011, la firme Netherland, Sewell & Associates a établi à 12,2 milliards de barils équivalent pétrole sa meilleure estimation du PIP sur les 5 permis sur l'île d'Anticosti détenus par Junex. Voir :

– <http://hydrocarbures-anticosti.com/imports/medias/documentations/2015-05-21-maj-rapport-sproule.pdf>;
– http://www.junex.ca/communiques/junex-devoile-un-rapport-independant_36.

¹² À titre illustratif, les résultats des évaluations de Sproule Associates Limited et Netherland, Sewell & Associates ont été additionnés, même s'ils ont été calculés sur des bases différentes.

¹³ Les travaux des EES sont réalisés en fonction de cinq chantiers portant sur l'environnement, la société, les transports, les aspects techniques et l'économie.

Trois scénarios de développement pour l'île d'Anticosti

Scénario « Plus »

Ce scénario a été élaboré à l'automne 2014. Il a servi de base au lancement de toutes les études complémentaires qui nécessitent de l'information sur la séquence de déploiement possible d'un projet et les productions estimées afin d'évaluer les impacts qui pourraient être engendrés par une exploitation pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti.

- Par rapport aux autres scénarios, il s'appuie sur une plus grande superficie exploitable.

L'utilisation de ce scénario pour la réalisation des études complémentaires a donc pour effet d'évaluer les impacts maximaux pouvant être anticipés.

Scénario « Moins »

Ce second scénario a été élaboré à l'hiver 2015. Il s'agit d'un scénario dérivé du scénario « Plus », mais couvrant une superficie inférieure.

Scénario « Optimisé »

Ce troisième scénario a été élaboré à l'été 2015. Il intègre des informations plus récentes que les deux autres, notamment en ce qui a trait aux productions estimées des formations analogues. La superficie couverte est similaire à celle du scénario « Moins », alors que la période d'exploitation est de 75 ans, ce qui correspond à celle du scénario « Plus ».

- Ce scénario suppose le développement de zones plus productives et maintient un rythme de déploiement moins intensif en ce qui a trait au nombre de foreuses et aux investissements requis, puisque le nombre de puits forés annuellement est inférieur à celui des autres scénarios.
- Ce scénario est utilisé aux fins de l'évaluation financière et économique.

Note : Les caractéristiques des trois scénarios se trouvent à l'annexe I.

□ Hypothèses communes aux trois scénarios de développement

Les scénarios élaborés sont théoriques. Ils intègrent les hypothèses de travail suivantes :

- les scénarios de déploiement visent l'étape d'exploitation, soit une fois le potentiel commercialement exploitable confirmé par les travaux d'exploration;
- les promoteurs ont obtenu toutes les autorisations nécessaires pour le projet;
- la localisation et l'aménagement des plateformes¹⁴ se font dans le respect de diverses contraintes (réglementaires actuellement en vigueur, géologiques, liées à l'utilisation des meilleures pratiques et aux territoires les plus utilisés par les résidents, etc.);
- une plateforme compte 5 ou 10 puits¹⁵;
- l'espace occupé à la surface par une plateforme est de 120 m x 120 m. La longueur des puits horizontaux souterrains est de 1 600 m, et l'espacement latéral entre ceux-ci est de 250 m. Au total, l'emprise souterraine d'une plateforme de 10 puits est de 4 km² (voir l'illustration à l'annexe III);
- le rythme d'aménagement des plateformes augmente de façon progressive au cours des cinq premières années;
- le nombre maximal de plateformes et de puits aménagés par année est atteint à partir de l'année 6;
- les puits produisent un mélange d'hydrocarbures gazeux et liquides (pétrole, gaz naturel et liquides de gaz naturel);
- la production pourrait débuter en 2020. Cette année est utilisée à titre indicatif aux fins de l'analyse financière et économique;
- les puits produisent pendant 25 ans;
- la restauration des puits et des plateformes débute à l'année 26. Lorsque les puits cessent leur production, ils sont fermés, l'équipement est démantelé, le site est reboisé et remis à son état initial;
- la totalité des hydrocarbures extraits est valorisée, c'est-à-dire qu'il n'y a aucune activité de brûlage.

¹⁴ Une plateforme est une installation à partir de laquelle les puits sont forés, exploités et entretenus.

¹⁵ Le nombre de puits par plateforme (5 ou 10) dépend des contraintes du territoire, de manière à optimiser la superficie exploitable.

□ Hypothèses propres au scénario « Optimisé »

Le scénario « Optimisé » intègre les informations les plus récentes, notamment à l'égard des productions estimées à partir des formations d'Utica et de Point Pleasant, en Ohio, lesquelles sont jugées analogues à la formation de Macasty.

Le scénario « Optimisé » suppose une zone potentiellement plus productive, qui couvre environ le tiers de la superficie sous permis¹⁶ de l'île d'Anticosti, soit 33 %.

- Une fois les contraintes réglementaires actuellement en vigueur, la zone de la faille de Jupiter¹⁷ et les territoires les plus utilisés par les résidents pris en compte, environ 23 % de la superficie du territoire sous permis serait exploitée.
- En l'absence de plans de développement, une proportion semblable de la superficie des permis des différents détenteurs est considérée¹⁸.
- L'exploitation se déroulerait sur une période de 75 ans. Le déploiement se ferait progressivement pour atteindre un maximum de 87 nouveaux puits annuellement à partir de l'année 6.

Sur la base des hypothèses du scénario « Optimisé », le développement de l'industrie sur l'île d'Anticosti pourrait compter 4 155 puits répartis sur 445 plateformes.

Ce scénario suppose l'existence de zones plus productives ainsi qu'un rythme de déploiement plus lent que les autres scénarios, ce qui diminue les infrastructures et le nombre de foreuses requises.

TABLEAU 1

Hypothèses spécifiques au scénario « Optimisé »

Superficie totale exploitable	2 380 km² (33 %) ⁽¹⁾
– Une fois les contraintes prises en compte	1 662 km ² (23 %) ⁽¹⁾
Durée de l'exploitation	75 ans
Nombre total de plateformes	445
– Maximum en activité simultanément	245
Nombre total de puits	4 155
– Maximum en activité simultanément	2 187

(1) En proportion de la superficie de l'île d'Anticosti couverte par les permis d'exploration.
Source : Calculs du Chantier Économie.

¹⁶ La superficie sous permis représente 91 % de la superficie de l'île d'Anticosti.

¹⁷ La faille de Jupiter est une faille qui a été active il y a plusieurs millions d'années. Elle est aujourd'hui inactive et n'atteint pas la surface. Toutefois, la périphérie de cette faille pourrait possiblement favoriser le développement d'une connexion potentielle entre la surface et les unités en sous-surface. Pour cette raison, il a été prévu qu'aucun puits ne serait mis en place à moins de 600 mètres de part et d'autre de la faille. Cette distance est utilisée à titre illustratif et aux fins de modélisation.

¹⁸ Dans un développement réel, chacun des promoteurs est responsable de déterminer les territoires sous permis qui sont visés par l'exploitation. En l'absence de plans de développement, les travaux des EES sont illustratifs et ne constituent pas un avis sur les zones qui devraient être exploitées.

■ Scénario de production

En période de production maximale, les estimations les plus probables montrent que 246 milliards de pieds cubes de gaz naturel et 12,3 millions de barils de pétrole seraient extraits annuellement.

- La consommation québécoise en hydrocarbures étant évaluée à environ 217 milliards de pieds cubes de gaz naturel et à 135 millions de barils de pétrole en 2012, la production annuelle maximale sur l'île d'Anticosti représenterait environ 113 % de la consommation annuelle de gaz naturel et 9 % de la consommation annuelle de pétrole du Québec.

2.3 Principes du modèle financier et méthodologie

Le Chantier Économie a évalué la rentabilité financière possible et les revenus potentiels des promoteurs et du gouvernement découlant d'une éventuelle exploitation commerciale d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, dans l'hypothèse où des réserves suffisantes auraient été établies. En effet, l'étape du développement commercial serait réalisée uniquement si les travaux d'exploration, qui impliquent l'acquisition de connaissances sur la ressource en place et le potentiel de production, confirment la présence d'une découverte commercialement exploitable¹⁹.

□ Période d'exploration

Dans ce contexte, les dépenses associées aux travaux préalables aux activités de production commerciale sont exclues du modèle financier, car la décision d'amorcer ou non la phase d'exploitation est prise après confirmation que les ressources d'hydrocarbures sont commercialement exploitables. Les coûts engagés préalablement à l'exploitation commerciale pourraient inclure des forages, des essais de production ainsi que certaines infrastructures permettant la production d'hydrocarbures à petite échelle et leur acheminement vers les marchés, par exemple une unité de liquéfaction permettant de traiter de petits volumes de gaz naturel. Entre autres, une telle unité pourrait permettre d'acheminer du gaz naturel vers la Côte-Nord.

Dans le contexte de l'évaluation financière, ces dépenses sont considérées comme des coûts irrécupérables, puisqu'elles sont engagées avant que la décision d'aller en exploitation ne soit prise. En fait, même s'il avait été décidé de ne pas exploiter le gisement, ces dépenses auraient tout de même été réalisées. Ces sommes n'affectent donc pas l'évaluation financière du projet, puisque la période considérée dans ce rapport est la phase d'exploitation et que la décision d'entreprendre l'exploitation est prise après la phase exploratoire.

Les revenus attribuables à la vente possible d'hydrocarbures lors des étapes préalables à la production commerciale ne sont également pas comptabilisés dans le cadre de l'évaluation financière du projet.

¹⁹ Une fois que la ressource est confirmée et mesurée, elle doit faire l'objet d'études de faisabilité et d'études économiques de façon à transformer cette ressource en réserves d'hydrocarbures, lesquelles représentent la portion de la ressource qui est exploitable économiquement selon les conditions économiques, techniques et réglementaires en vigueur.

□ Méthodologie

Un modèle financier a été élaboré afin de pouvoir évaluer la rentabilité financière découlant de l'exploitation des hydrocarbures de la formation de Macasty sur l'île d'Anticosti.

Le modèle utilise la méthode de simulations de Monte-Carlo qui permet de prendre en compte l'incertitude inhérente aux hypothèses en prévoyant un intervalle de confiance pour plusieurs variables et de couvrir ainsi le plus de cas possible. Le modèle utilisé est ainsi qualifié de modèle probabiliste.

- Le modèle permet d'évaluer la rentabilité d'un projet avec des hypothèses données et de tester la sensibilité de chacune des variables prises individuellement.
- Il permet aussi de modéliser une multitude de combinaisons possibles de projets. Ainsi, lors des simulations de Monte-Carlo, des distributions sont attribuées à une vingtaine de variables clés, notamment la production initiale de gaz naturel, la production de pétrole, différentes variables de coûts (forage, exploitation, transport, etc.) et les prix des hydrocarbures. Les résultats des simulations présentées dans ce rapport ont été réalisés sur la base de 50 000 itérations.
 - Conceptuellement, chaque itération de la simulation de Monte-Carlo constitue un nouveau projet où les variables de coûts et de prix propres au projet sont déterminées au début de chaque projet, alors que les variables relatives à la production et au coût d'un puits sont déterminées pour chacun des 4 155 puits d'un projet. Pour les 50 000 itérations de la simulation de Monte-Carlo, cela totalise 207 750 000 itérations pour les variables relatives aux puits.

2.4 Principales hypothèses du modèle financier

Le modèle financier repose notamment sur des hypothèses de production et de coûts établies en fonction des caractéristiques des formations considérées analogues, soit les formations d'Utica et de Point Pleasant, en Ohio, qui, selon les experts de l'industrie, dont l'INRS²⁰ et Ryder Scott Company, L.P. (Ryder Scott)²¹, seraient les meilleurs analogues du Macasty de l'île d'Anticosti²². Ces hypothèses ont été déterminées en tenant compte des informations actuellement disponibles au sujet de l'île d'Anticosti. Elles proviennent essentiellement de sources d'information publiques et de données de l'industrie traitées par la firme Ryder Scott, qui dispose d'une expertise mondialement reconnue en évaluation de propriétés pétrolières et gazières et dont les services ont été retenus à titre de firme-conseil dans le cadre des EES.

Certaines de ces hypothèses ne peuvent être validées que par des travaux d'exploration supplémentaires sur le terrain, notamment par la réalisation de puits avec fracturation. Toutefois, l'utilisation d'un modèle probabiliste pour réaliser l'évaluation financière permet de tenir compte de l'incertitude inhérente au projet.

Les variables qui ont le plus d'impact sur la rentabilité du projet sont les hypothèses de production, le coût des infrastructures nécessaires pour le transport des hydrocarbures ainsi que les prix des hydrocarbures.

- D'autres hypothèses sont également prises en considération dans le modèle financier. La liste complète des hypothèses, leurs justifications et leur distribution sont présentées en annexe.

²⁰ Voir à ce sujet : Rudolf BERTRAND et Michel MALO, *Comparaison entre la Formation de Macasty, l'île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord – Rapport final*, op. cit. <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Etude-complementaire-environnement.pdf>.

²¹ Ryder Scott Company, L.P. est une firme basée au Texas qui détient une filiale à Calgary. Ryder Scott Canada fait partie des principaux consultants dans le secteur du pétrole et du gaz naturel au Canada.

²² La présente étude considère une production mixte de gaz naturel et de pétrole, telle qu'observée dans les formations analogues, contrairement à d'autres études réalisées sur le sujet qui considèrent seulement le pétrole.

□ Production d'hydrocarbures

La production totale d'un puits est estimée à partir du niveau de la production initiale et d'une courbe de déclin de la production. Les données utilisées pour modéliser ces paramètres proviennent de l'information disponible sur des puits en activité dans les formations utilisées à titre d'analogues.

La production initiale moyenne d'un puits est estimée à environ 82,5 millions de pieds cubes par mois (Mpi³/mois) de gaz naturel auxquels s'ajoute une production moyenne de 50 barils de pétrole pour 1 Mpi³ de gaz naturel produit²³, soit environ 4 125 barils par mois. La production de liquides de gaz naturel a été incluse dans la production de gaz naturel pour simplifier la modélisation.

Dans le cadre de l'analyse financière, l'utilisation de simulations de Monte-Carlo permet de prendre en compte le fait que la production initiale pourrait varier significativement d'un puits à l'autre.

- On suppose que les valeurs estimées des productions initiales des puits varient entre 0 Mpi³/mois et 500 Mpi³/mois de gaz naturel et sont distribuées selon une loi log-normale, ce qui correspond à la distribution de productions initiales observées dans les formations Utica et Point Pleasant, une fois la productivité de la formation de Macasty²⁴ ajustée à la baisse en comparaison avec celle des analogues.
- La production de pétrole varierait entre 25 et 75 barils de pétrole pour 1 Mpi³ de gaz naturel produit.

TABLEAU 2

Paramètres de la distribution de la production initiale

Gaz naturel	P90 ⁽¹⁾	P50 ⁽¹⁾	P10 ⁽¹⁾	Moyenne	Écart-type
Gaz naturel (en Mpi ³ /mois)	15,4	54,9	187,5	82,5	81,6
Pétrole ⁽²⁾	Minimum ⁽³⁾	Plus probable ⁽³⁾	Maximum ⁽³⁾	Moyenne ⁽³⁾	
Pétrole (baril/Mpi ³)	25	50	75	50 ⁽⁴⁾	10,22

(1) La distribution des productions initiales de gaz naturel suit une loi log-normale et les bornes présentées correspondent aux probabilités d'obtenir une valeur supérieure ou égale à celle indiquée. Par exemple, dans le cas du gaz naturel, P90 signifie qu'il y a 90 % de probabilité que la valeur obtenue soit supérieure ou égale à 15,4 Mpi³/mois.

(2) Dans le cas de la formation de Macasty, la production de pétrole dépendrait de la quantité de gaz naturel extraite, d'où l'unité utilisée : baril/Mpi³ de gaz naturel.

(3) Les valeurs minimale et maximale correspondent aux bornes d'une distribution triangulaire, alors que la valeur la plus probable correspond au mode de la distribution.

(4) Représente 4 125 barils/mois.

²³ Dans le cas de la formation de Macasty, il est présumé que la production de pétrole serait proportionnelle à la quantité de gaz extraite, ce qui justifie l'unité utilisée : baril/Mpi³.

²⁴ Bien que l'Utica et Point Pleasant constituent les meilleurs analogues de Macasty, ces gisements sont situés à une profondeur moyenne de 6 700 pieds, alors que la profondeur moyenne du Macasty est évaluée à 5 000 pieds. Plusieurs facteurs influencent la production d'un réservoir. Toutefois, la différence de profondeur pourrait impliquer que la pression à l'intérieur du Macasty soit inférieure à celle des formations analogues. Comme la pression d'un réservoir a un impact direct sur la quantité d'hydrocarbures recueillie, un ajustement à la baisse a été effectué sur la productivité du Macasty.

Une fois la production initiale estimée, l'évolution de la production mensuelle dans le temps est estimée à l'aide de l'équation de Arps²⁵.

L'équation de Arps s'appuie sur le déclin annuel effectif et le facteur b^{26} , qui constituent les deux paramètres caractéristiques du réservoir. Ces paramètres permettent d'estimer la quantité de gaz extraite chaque mois et ainsi d'évaluer la courbe de déclin de la production de même que la production totale d'un puits en fonction d'un niveau de la production initiale de gaz naturel d'un puits. Cette méthode est couramment utilisée par l'industrie lors de l'évaluation financière de projets pétroliers et gaziers.

Parallèlement, l'utilisation de simulations de Monte-Carlo permet d'intégrer l'incertitude liée à l'estimation des paramètres caractéristiques du réservoir qui sont basés sur les formations analogues.

TABEAU 3

Distributions des paramètres de l'équation de Arps

	Minimum	Plus probable	Maximum
Déclin annuel effectif	70 %	80 %	95 %
Facteur b	1,00	1,25	1,50

Note : Des exemples de courbes de déclin faisant varier le déclin annuel effectif et le facteur b sont présentés à l'annexe IV.

Ainsi, sur la base de ces informations :

- après 25 années, un puits moyen aurait produit environ 2,8 milliards de pieds cubes (Gpi³) de gaz naturel et 140 600 barils de pétrole, ce qui représente, sur la base d'une unité de mesure commune, les barils équivalent pétrole (bep)²⁷, un ratio de 77,5 % de gaz naturel (incluant des liquides de gaz naturel) et de 22,5 % de pétrole;
- dans le cas du scénario « Optimisé », pour l'ensemble des puits, la production pourrait totaliser 11 683 Gpi³ et 584 millions de barils de pétrole sur 75 ans;
- la production totale de gaz naturel et celle de pétrole sur la superficie exploitée correspondent respectivement à 4,7 % et à 1,4 %²⁸ des hydrocarbures initialement en place estimés pour les permis d'Hydrocarbures Anticosti et de Junex sur l'île d'Anticosti.

²⁵ Voir : J. J. ARPS, "Analysis of decline curve", *Trans.*, AIME, vol. 160, 1945, p. 228-247, [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/Data/z_WPA/z_WPA_\(Generic\)/WPA_Various_Tech_Papers_\(Prod_Data_Anly\)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/Data/z_WPA/z_WPA_(Generic)/WPA_Various_Tech_Papers_(Prod_Data_Anly)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf).

Kewen LI et Roland N. HORNE, "A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanism", *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, vol. 8, n° 3, juin 2005, <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-83470-PA>.

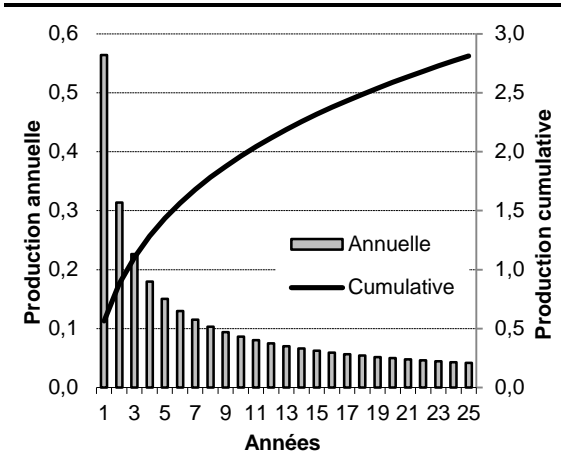
²⁶ Le facteur b définit le type de déclin de la production d'un puits (harmonique, exponentiel ou hyperbolique).

²⁷ Un facteur de conversion de 5,8 kpi³/bep a été utilisé. Selon la composition du gaz naturel, le facteur de conversion peut varier. Le taux correspond à une moyenne des taux utilisés par la U.S. Energy Information Administration (5,6 kpi³/bep) et du U.S. Geological Survey (6,0 kpi³/bep). Les hydrocarbures sont convertis en baril équivalent pétrole (bep), mesure généralement utilisée dans l'industrie pour comparer les projets entre eux.

²⁸ Le gaz naturel présente généralement un taux de récupération supérieur à celui du pétrole. Selon une étude de la U.S. Energy Information Administration, les taux de récupération observés aux États-Unis seraient estimés entre 20 % et 30 % pour le gaz naturel de schiste alors qu'ils se situeraient entre 3 % et 7 % pour le pétrole de schiste. Voir : U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, juin 2013, <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf>.

GRAPHIQUE 1

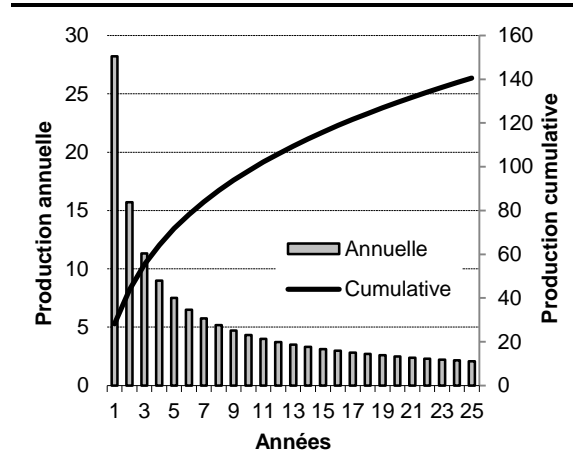
Production de gaz naturel par puits
(en milliards de pieds cubes)



(1) Basée sur la production initiale moyenne de gaz naturel.
Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 2

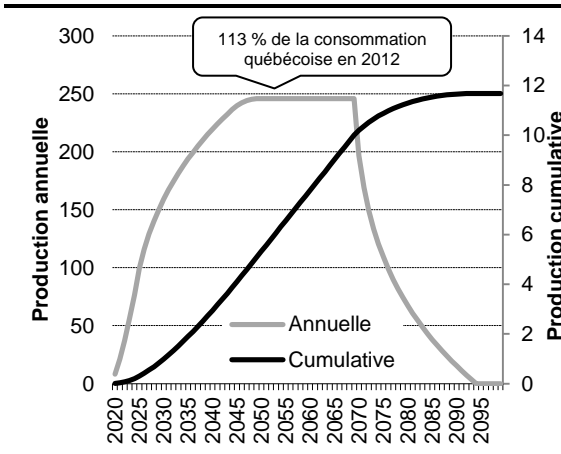
Production de pétrole par puits
(en milliers de barils)



(1) Basée sur la valeur la plus probable de la production de pétrole ainsi que sur la production initiale moyenne de gaz naturel.
Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 3

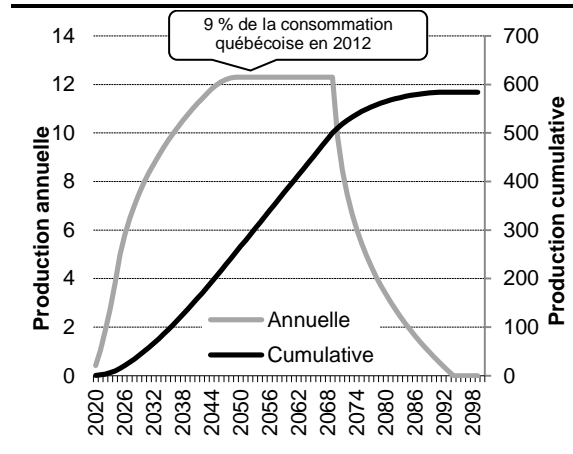
Production de gaz naturel de l'ensemble des puits⁽¹⁾
(en milliards et en trillions de pieds cubes)



(1) Basée sur la production initiale moyenne de gaz naturel et sur le scénario « Optimisé ».
Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 4

Production de pétrole de l'ensemble des puits⁽¹⁾
(en millions de barils)



(1) Basée sur la valeur la plus probable de la production de pétrole et sur la production initiale moyenne de gaz naturel ainsi que sur le scénario « Optimisé ».
Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

❑ Coûts des infrastructures de transport

Le coût des infrastructures de transport et, le cas échéant, de transformation a été modélisé selon deux options faisant l'objet de l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01)²⁹, soit :

- l'utilisation d'un navire-usine pour la transformation par liquéfaction et le stockage du gaz naturel, couramment appelé unité flottante de liquéfaction du gaz naturel, et l'acheminement vers les marchés outre-mer (option Navire-usine)³⁰ par navire méthanier pour être stocké et regazéifié dans des installations à cet effet dans les marchés ultimes;
- la construction d'un gazoduc sous-marin jusqu'en Gaspésie et d'un gazoduc terrestre jusqu'au réseau existant de Gazoduc Trans Québec & Maritimes sur la rive sud de Québec pour un total d'environ 900 km (option Gazoduc) afin d'acheminer le gaz naturel sous forme gazeuse vers les marchés.

Ces deux options visent uniquement à comparer deux types d'infrastructures possibles parmi plusieurs, l'une considérant le marché continental et l'autre le marché outre-mer.

TABLEAU 4

Coûts des infrastructures – Option Navire-usine

(en millions de dollars américains courants)

	Phase 1 (d'ici 2020) ⁽¹⁾	Phase 2 (2021 à 2026)	Phase 3 (2027 à 2069)	Total
Liquéfaction	1 460,6	1 460,6	—	2 921,3
Gazoduc	—	—	—	—
Énergie et services	726,8	484,5	—	1 211,3
Usine et traitement	480,9	160,3	—	641,3
Collecte, entreposage et livraison	712,5	178,1	890,6	1 781,3
Autres infrastructures	484,5	85,5	—	570,0
TOTAL⁽²⁾	3 865,3	2 369,1	890,6	7 125,0

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) L'année 2020 est utilisée seulement à titre de référence et inclut les travaux qui auraient dû être réalisés les années précédentes.

(2) Le total diffère de celui présenté dans l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01) puisque l'évaluation financière comptabilise le coût des plateformes en fonction du déploiement des puits du scénario « Optimisé ».

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), et calculs du Chantier Économie.

²⁹ Dans les deux options, le pétrole et les liquides de gaz naturel sont acheminés par navires à l'extérieur de l'île.

³⁰ Pour l'analyse financière et économique, l'utilisation d'un navire-usine de liquéfaction a été privilégiée par rapport à une usine de liquéfaction sur terre, car les investissements nécessaires sont généralement moins élevés étant donné que la construction d'un tel type de navire est réalisée sur un chantier naval.

Les coûts liés à l'acquisition d'un navire-usine de liquéfaction sont estimés à 2,9 milliards de dollars américains. Le reste des coûts (4,2 milliards de dollars américains) est lié à d'autres types d'infrastructures, notamment pour la collecte, l'entreposage et la livraison, ainsi que pour l'énergie et les services. Selon l'étude ATRA01, les coûts estimés pour un projet de liquéfaction sur un navire-usine peuvent être de 20 % à 25 % inférieurs à ceux d'un projet d'usine de liquéfaction sur terre.

À ces coûts doivent s'ajouter des coûts pour le transport du gaz naturel par navire vers les marchés outre-mer. Ces coûts sont considérés dans les coûts variables de transport du gaz liquéfié.

TABLEAU 5

Coûts des infrastructures – Option Gazoduc

(en millions de dollars américains courants)

	Phase 1 (d'ici 2020) ⁽¹⁾	Phase 2 (2021 à 2026)	Phase 3 (2027 à 2069)	Total
Liquéfaction	—	—	—	—
Gazoduc	2 016,0	2 016,0	—	4 032,0
Énergie et services	969,0	646,0	—	1 615,0
Usine et traitement	641,3	213,8	—	855,0
Collecte, entreposage et livraison	950,0	237,5	1 187,5	2 375,0
Autres infrastructures	646,0	114,0	—	760,0
TOTAL⁽²⁾	5 222,3	3 227,3	1 187,5	9 637,0

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) L'année 2020 est utilisée seulement à titre de référence et inclut les travaux qui auraient dû être réalisés les années précédentes.

(2) Le total diffère de celui présenté dans l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01) puisque l'évaluation financière comptabilise le coût des plateformes en fonction du déploiement des puits du scénario « Optimisé ».

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), et calculs du Chantier Économie.

Les coûts liés à la construction du gazoduc sont quant à eux estimés à 4 milliards de dollars américains. Le reste des coûts (5,6 milliards de dollars américains) est lié aux autres types d'infrastructures nécessaires au transport.

Bien que l'étude ATRA01 ne présente pas de variation des coûts d'infrastructures de transport, l'incertitude associée à la possibilité d'un dépassement de coûts a été intégrée dans les simulations de Monte-Carlo à l'aide d'une majoration des coûts allant de 0 % à 30 %. Ainsi, cette majoration pourrait atteindre jusqu'à 2,9 milliards de dollars américains et, selon le taux de change déterminé lors des simulations, cette majoration pourrait atteindre jusqu'à 4 milliards de dollars canadiens.

Par ailleurs, dans le cas de l'option Gazoduc, une pondération à la baisse allant de 0 % à 50 % est appliquée sur le coût du gazoduc, qui est estimé à 4 milliards de dollars américains. Cette diminution des coûts vise à tenir compte de la possibilité qu'une part des coûts de l'infrastructure soit assumée par les acheteurs de gaz naturel³¹, les nouveaux clients³² ou les différents ordres de gouvernement³³. Ainsi, cette diminution des coûts pourrait atteindre jusqu'à 2 milliards de dollars américains, soit 2,78 milliards de dollars canadiens.

TABLEAU 6

Coûts des infrastructures nécessaires au transport des hydrocarbures

(en millions de dollars américains courants)

	Minimum	Plus probable	Maximum
Navire-usine	7 125	7 125	9 263 ⁽¹⁾
Gazoduc	7 621 ⁽²⁾	9 637	12 528 ⁽³⁾

(1) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 %.

(2) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures serait de 0 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc atteindrait 50 %.

(3) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc serait de 0 %.

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), et calculs du Chantier Économie.

³¹ Considérant que plusieurs clients ultimes bénéficieraient d'une telle infrastructure de transport du gaz naturel et selon le prix de vente du gaz naturel par rapport au prix sur les marchés de consommation, l'acheteur du gaz naturel pourrait accepter d'assumer une partie des coûts des infrastructures du gazoduc.

³² Comme la réglementation le prévoit.

³³ Au début des années 1980, des contributions financières des gouvernements fédéral et provincial ont permis de financer une partie importante des infrastructures maintenant en place au Québec (dont Trans Québec & Maritimes). Un montant de 500 millions de dollars avaient notamment été prévu dans le cadre du Programme énergétique national du gouvernement fédéral en 1980 pour étendre le gazoduc jusqu'à Halifax dans l'est et jusqu'à l'île de Vancouver dans l'ouest.

□ Prévisions de prix

Les prévisions de prix utilisées dans le modèle sont basées sur les scénarios les plus récents du ministère des Finances du Québec³⁴ qui prévoient que les prix en dollars constants de 2020 seraient :

- de 3,81 \$ US/kpi³ de gaz naturel au Henry Hub³⁵ en 2020 et de 5,19 \$ US/kpi³ en 2045;
- de 6,48 \$ US/kpi³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine en 2020 et de 8,83 \$ US/kpi³ en 2045;
- de 90,28 \$ US/barils de pétrole pour le Brent³⁶ en 2020 et de 122,17 \$ US/barils en 2045.

Prévisions de prix en dollars de 2015
En dollars de 2015, les prévisions pour l'année 2020 correspondent à 3,48 \$ US/kpi ³ de gaz naturel, à 5,92 \$ US/kpi ³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine et à 82,47 \$ US/barils de pétrole.
Les prévisions pour 2045 correspondent en dollars de 2015 à 4,74 \$ US/kpi ³ de gaz naturel, à 8,07 \$ US/kpi ³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine et à 111,59 \$ US/barils de pétrole.

Afin de tenir compte de l'incertitude liée aux prévisions de prix, des analyses de sensibilité sont réalisées. Celles-ci permettent d'évaluer l'impact de scénarios de prix optimistes et pessimistes sur la rentabilité du projet.

Généralement, plus l'horizon d'une prévision est éloigné dans le temps, plus l'écart entre la valeur réalisée et la valeur prédite risque d'être élevé. Afin d'illustrer cette réalité, la variabilité des prix par rapport à la prévision de base augmente chaque année.

- La variabilité augmente graduellement pour atteindre deux écarts-types à partir de 2035³⁷.
- La valeur la plus probable correspond au scénario de base de la prévision de prix, tandis que les bornes minimale et maximale correspondent, à partir de 2035, à un écart de deux écarts-types³⁸ par rapport au scénario de base.
- Lors des simulations de Monte-Carlo, la valeur des écarts est distribuée selon une loi normale standard par rapport au scénario de base, ce qui implique qu'à partir de 2035, le prix déterminé se retrouve entre ces bornes approximativement 95 % du temps.

³⁴ Selon les prévisions de l'automne 2015 pour le prix du Brent et pour le prix de fourniture au Henry Hub. Le prix du gaz naturel liquéfié provient de calculs du Chantier Économie.

³⁵ Selon la Régie de l'énergie, le prix de fourniture au Henry Hub est un prix de référence en Amérique du Nord. Voir : RÉGIE DE L'ÉNERGIE, *Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes*, Avis A 2014-01, 18 décembre 2014, http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/Avis_A-2014-01.pdf.

³⁶ Le prix du Brent est utilisé puisqu'il s'agit du prix généralement utilisé comme référence pour le prix du pétrole sur les marchés mondiaux (<http://www.petroileum.co.uk/benchmarks>). C'est actuellement le prix de référence des pétroles produits sur la côte atlantique.

³⁷ Afin d'obtenir une plus grande variabilité avant la fin de la période de prévision, qui est l'année 2045.

³⁸ Les écarts-types du prix du pétrole et du prix du gaz ont été calculés sur un historique récent des prix annuels de chacun de ces hydrocarbures.

Le prix du gaz naturel dans l'option Navire-usine est estimé à partir du prix du gaz naturel à l'état gazeux auquel est ajoutée une majoration afin de tenir compte des prix historiquement plus élevés du gaz naturel liquéfié. Le prix du gaz naturel liquéfié correspond au prix auquel il serait vendu à un intermédiaire outre-mer, qui s'occuperait notamment de le regazéifier et de l'acheminer aux consommateurs.

Les prévisions étant disponibles jusqu'en 2045, la croissance des prix des hydrocarbures est considérée comme nulle à partir de cette année jusqu'en 2095. Cela permet de tenir compte de l'incertitude grandissante concernant l'évolution des prix des hydrocarbures sans lui attribuer une valeur trop élevée à la fin de la période.

TABLEAU 7

Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants

(en dollars américains constants de 2020)

	Minimum	Plus probable	Maximum
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	3,44	3,81	4,19
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	4,64	6,48	8,59
– Pétrole (\$/baril)	77,56	90,28	103,00
Prix (en 2045)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	4,27	5,19	6,11
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	5,77	8,83	12,53
– Pétrole (\$/baril)	91,20	122,17	153,13

(1) Le prix du gaz naturel liquéfié provient de calculs du Chantier Économie basés sur le ratio historique entre le prix au Henry Hub et le prix du GNL au Japon. Le détail des calculs est présenté à l'annexe I.

Source : Ministère des Finances du Québec.

3. RÉSULTATS FINANCIERS

3.1 Rentabilité financière

Sur la base des connaissances actuelles, les résultats du modèle financier montrent que l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti pourrait présenter un potentiel commercial.

La probabilité que le projet soit rentable est estimée entre 80 % et 86 %, selon l'option de transport du gaz naturel analysé.

Le taux de rendement interne (TRI) moyen de l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti est estimé entre 11,5 % et 11,7 %, selon l'option de transport analysée, ce qui est supérieur au taux de rendement nominal de 10 % généralement recherché par l'industrie.

Les résultats de la valeur actuelle nette (VAN) des bénéfiques et du TRI représentent des moyennes calculées sur la base de 50 000 itérations pour chacune des deux options. À chaque itération, les variables clés du modèle sont redéfinies selon des distributions statistiques, ce qui produit des résultats différents lors de chacune des itérations et permet ainsi de tenir compte de l'incertitude découlant du choix des hypothèses.

- L'objectif est de générer un grand nombre d'itérations dans le but d'évaluer l'impact de l'ensemble des combinaisons possibles du projet sur la VAN moyenne des bénéfiques, le TRI moyen et la probabilité de rentabilité du projet en fonction de la meilleure information disponible.

TABLEAU 8

Principaux résultats financiers sur la base du scénario de développement « Optimisé »

Options de transport	Probabilité de rentabilité (en %)	VAN moyenne des bénéfiques ⁽¹⁾ (en G\$)	TRI moyen (en %)
Navire-usine	80	2,15	11,7
Gazoduc	86	2,14	11,5

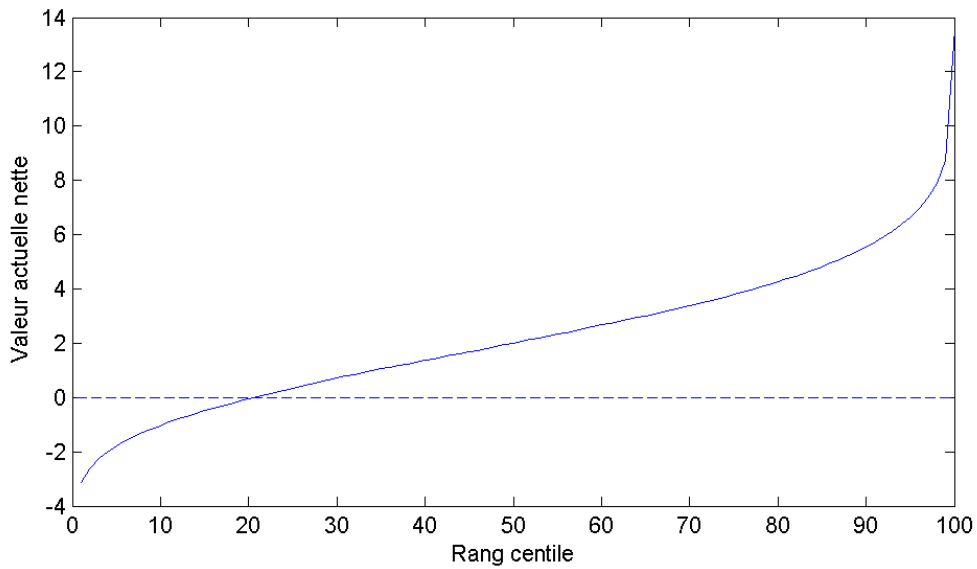
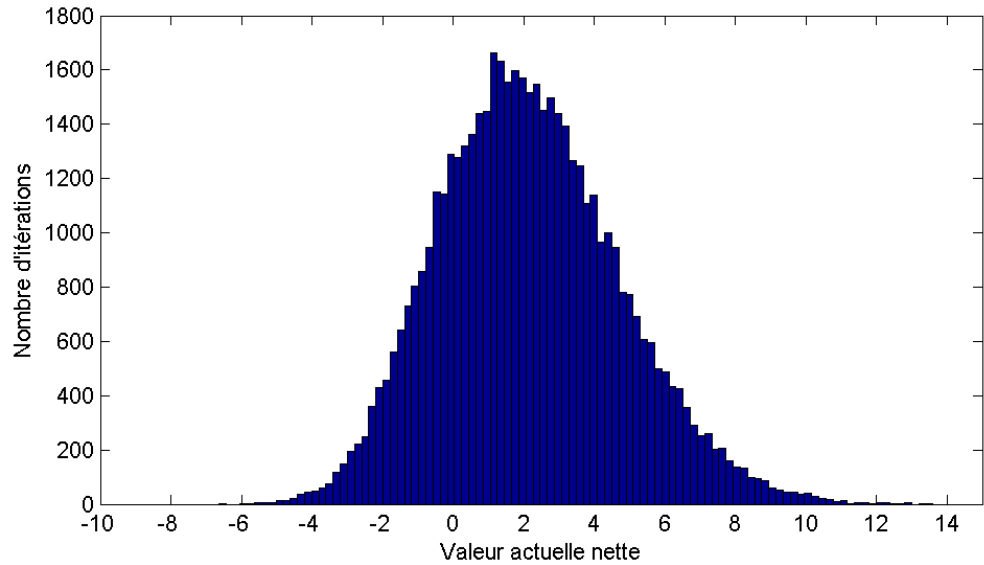
(1) Calculé avec un taux d'actualisation nominal de 10 %, soit un taux d'actualisation réel de 7,84 %.
Source : Ministère des Finances du Québec.

Cette rentabilité est sensible à l'évolution des prix des hydrocarbures, qui ont fluctué de plus de 50 % au cours des dernières années. En dollars constants de 2020 :

- le prix du pétrole permettant d'assurer la rentabilité du projet est estimé entre 81 \$ US/baril et 82 \$ US/baril selon l'option de transport du gaz naturel sur toute la période d'exploitation de 75 ans;
- pour le gaz naturel, ce prix est estimé entre 3,18 \$ US/kpi³ pour l'option Gazoduc et 3,62 \$ US/kpi³ pour l'option Navire-usine sur toute la période d'exploitation.

GRAPHIQUE 5

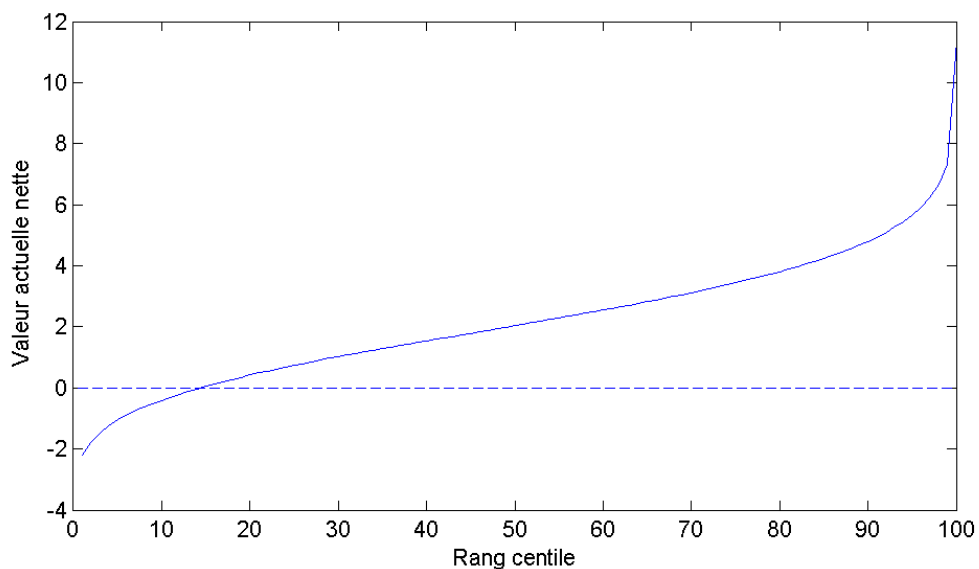
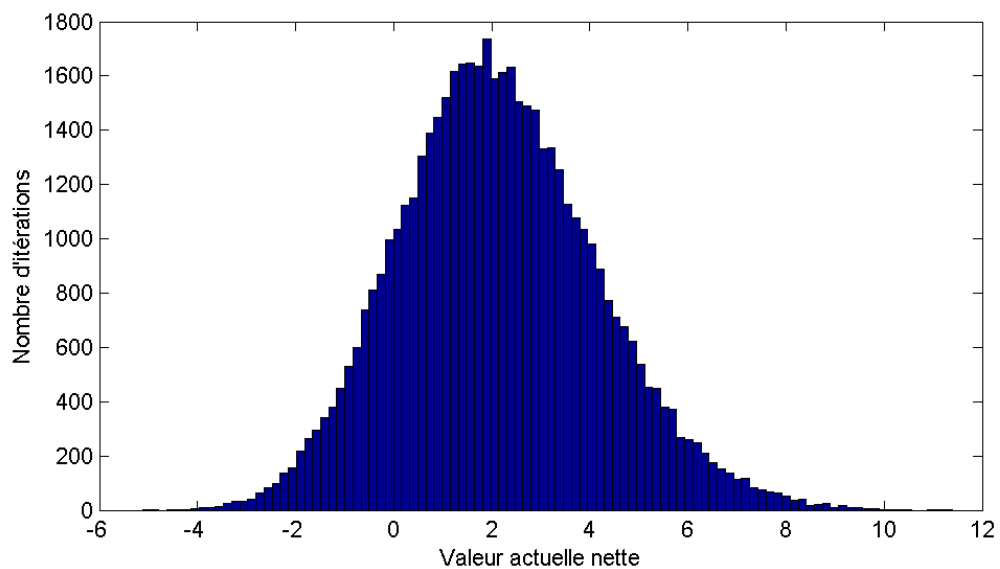
**Distribution et rangs centiles de la valeur actuelle nette
des bénéfiques – Option Navire-usine**
(en milliards de dollars)



Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 6

**Distribution et rangs centiles de la valeur actuelle nette
des bénéficiaires – Option Gazoduc**
(en milliards de dollars)



Source : Ministère des Finances du Québec.

3.2 Revenus

Puisque plusieurs marchés, pour lesquels les prix et les frais de livraison diffèrent, sont possibles pour la vente du gaz naturel, les revenus ont été évalués tant pour du gaz naturel vendu à l'état gazeux sur les marchés continentaux que pour du gaz naturel liquéfié (GNL) vendu sur les marchés outre-mer.

Pour ces deux options, l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti sur toute la durée du scénario d'exploitation possible (75 ans) pourrait générer des revenus totalisant :

- 203 milliards de dollars dans le cas de l'option Navire-usine;
- 164 milliards de dollars pour l'option Gazoduc.

3.3 Coûts

Pour générer ces revenus, des investissements et des dépenses courantes sont nécessaires, notamment pour les forages et les infrastructures de transport de même que pour les opérations de production et de livraison de la ressource.

Comme mentionné précédemment, l'étape visée est celle de l'exploitation. Les dépenses engagées lors de la phase d'exploration ne sont donc pas comptabilisées dans l'évaluation financière.

Les détails des coûts sont présentés en annexe.

3.3.1 Investissements

Au total, les investissements pour les forages, les infrastructures de traitement, de stockage et de transport ainsi que pour le réseau de collecte sur l'île représenteraient :

- 35 milliards de dollars dans le cas de l'option Navire-usine;
- 37 milliards de dollars pour l'option Gazoduc.

Si l'on considère que le gouvernement maintient son niveau actuel de participation dans la société en commandite Hydrocarbures Anticosti et dans le capital-actions des entreprises Junex et Pétrolia, sa part (directe et indirecte) dans le financement des infrastructures s'élèverait à environ 12 milliards de dollars dans les deux options de transport.

3.3.2 Dépenses courantes

En plus des coûts associés aux investissements, les dépenses courantes sont soustraites des revenus dans le but de calculer les bénéfices nets du projet. Parmi ces dépenses, on note les coûts fixes et variables d'exploitation du projet, les coûts de transport des hydrocarbures, les coûts de fermeture des puits, les coûts des droits d'émission conformément aux exigences du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) ainsi que la fiscalité et les redevances.

Les dépenses courantes sont estimées à :

- 98 milliards de dollars dans le cas de l'option Navire-usine;
- 53 milliards de dollars dans le cas de l'option Gazoduc.

Les coûts plus élevés dans le cas de l'option Navire-usine s'expliquent notamment par des coûts d'exploitation supplémentaires liés à la liquéfaction du gaz ainsi que par des coûts de transport supérieurs à ceux de l'option Gazoduc. Ces coûts sont cependant compensés par un prix de vente sur les marchés outre-mer supérieur à celui du gaz naturel sur le marché continental.

3.4 Bénéfices

En tenant compte des revenus et des dépenses, les bénéfices³⁹ attribuables au projet pour une durée d'exploitation de 75 ans sont estimés à :

- 71 milliards de dollars pour l'option Navire-usine;
- 75 milliards de dollars dans le cas de l'option Gazoduc.

La part des bénéfices qui reviendrait aux entreprises est estimée à 62 % alors que celle du gouvernement s'élèverait à 38 % puisque le gouvernement détient une partie d'Hydrocarbures Anticosti ainsi qu'une partie du capital-actions de Junex et de Pétrolia.

TABLEAU 9

Estimation des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti (en milliards de dollars constants de 2020, sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Revenus	203	164
Moins :		
– Investissements	35	37
– Dépenses ⁽¹⁾	98	53
Bénéfices	71	75
– Pour les entreprises	62 %	62 %
– Pour le gouvernement ⁽²⁾	38 %	38 %

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Les dépenses comprennent les dépenses courantes, les redevances ainsi que les impôts payés.

(2) Les bénéfices du gouvernement sont attribuables à sa participation dans Hydrocarbures Anticosti ainsi qu'à ses participations dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia sous l'hypothèse, aux fins de simplification, que les profits seraient redistribués aux actionnaires.

Source : Ministère des Finances du Québec.

³⁹ Les bénéfices totaux sont présentés en dollars de 2020, soit actualisés au taux d'inflation de 2 % contrairement au taux d'actualisation nominal de 10 % utilisé dans le calcul de la VAN des bénéfices.

Ainsi, en ajoutant 13 milliards de dollars en redevances et 7 milliards de dollars en impôt à la part de 38 % des bénéfices du gouvernement, les bénéfices totaux pour le gouvernement sur l'ensemble de la période d'exploitation de 75 ans représenteraient :

- 46 milliards de dollars dans l'option Navire-usine;
- 48 milliards de dollars dans l'option Gazoduc.

TABLEAU 10

Estimation des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti

(en milliards de dollars constants de 2020, sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Bénéfices ⁽¹⁾		
– Participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti	23	24
– Participation du gouvernement dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia	4	4
Impôt sur le revenu des sociétés	7	7
Redevances ⁽²⁾	13	13
TOTAL	46	48

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Les bénéfices attribuables aux participations sont basés sur la participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti ainsi que dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia, sous l'hypothèse, aux fins de simplification, que les profits seraient redistribués aux actionnaires.

(2) Sont inclus les redevances sur la base du régime de redevances actuellement prévu au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1) ainsi que les redevances prioritaires à Hydro-Québec, les redevances sur l'eau et le loyer des baux d'exploitation.

Source : Ministère des Finances du Québec.

Globalement, les bénéfices pour le gouvernement, estimés entre 46 milliards de dollars et 48 milliards de dollars sur l'ensemble de la période d'exploitation de 75 ans, représentent plus de 50 % des bénéfices anticipés avant impôts et redevances.

3.5 Analyse de sensibilité

Des analyses de sensibilité ont été réalisées afin d'illustrer l'impact de chacune des variables clés sur la rentabilité du projet.

Les taux de rendement internes ont été calculés pour les bornes minimales et maximales des variables clés prises individuellement, en maintenant toutes les autres variables à leur valeur la plus probable ou moyenne.

Cette façon de faire permet de mesurer l'impact sur la rentabilité de chacune des variables.

Les analyses de sensibilité révèlent que les variables⁴⁰ qui ont l'impact le plus important sur la rentabilité du projet sont :

- la production initiale de gaz naturel des puits;
- la production de pétrole des puits;
- la courbe de déclin;
- les coûts de forage;
- le coût des infrastructures de transport;
- les prévisions de prix des hydrocarbures.

Les tableaux qui suivent présentent les principaux résultats selon les deux options de transport analysées. Un tableau présentant les analyses de sensibilité pour l'ensemble des variables se trouve en annexe VI.

⁴⁰ L'ensemble des hypothèses est présenté à l'annexe I.

TABLEAU 11

Analyse de sensibilité – Option Gazoduc

	Distribution	Valeur actuelle nette des bénéfices (en M\$) et taux de rendement interne (en %)	
		Borne inférieure	Borne supérieure
Production initiale par puits			
– Gaz naturel (en Mpi ³ /mois) ⁽¹⁾	[15,4 ; 187,5]	(9 997) N.D. ⁽²⁾	20 428 21,70 %
– Pétrole (en baril/Mpi ³ de gaz naturel)	[25 ; 75]	(2 290) 8,18 %	6 163 14,11 %
Courbe de déclin			
– Déclin annuel effectif (en %)	[70 ; 95]	4 703 13,15 %	(2 760) 7,70 %
– Facteur <i>b</i>	[1,00 ; 1,50]	(661) 9,47 %	4 543 12,96 %
Coûts de forage (en M\$/puits)	[6,4 ; 11,2]	3 405 12,52 %	513 10,36 %
Coûts des infrastructures de transport (en M\$ US)	[7 621 ; 12 528]	3 230 12,65 %	(460) 9,73 %
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Gazeux (en \$ US/kpi ³)	[3,44 ; 4,19]	481 10,36 %	3 437 12,39 %
– Pétrole (en \$ US/baril)	[77,56 ; 103,00]	(412) 9,69 %	4 330 12,97 %

(1) Les productions initiales minimale et maximale correspondent respectivement au P90 (15,4 Mpi³/mois) et au P10 (187,5 Mpi³/mois) de la distribution log-normale de la production initiale du gaz naturel. Le P90 et le P10 sont utilisés plutôt que les extrêmes de la distribution, puisque cette dernière est très étendue et est bornée par une production nulle à son minimum.

(2) Implique un taux de rendement interne négatif.

Source : Ministère des Finances du Québec.

TABLEAU 12

Analyse de sensibilité – Option Navire-usine

	Distribution	Valeur actuelle nette des bénéfices (en M\$) et taux de rendement interne (en %)	
		Borne inférieure	Borne supérieure
Production initiale par puits			
– Gaz naturel (en Mpi ³ /mois) ⁽¹⁾	[15,4 ; 187,5]	(8 988) N.D. ⁽²⁾	18 584 21,57 %
– Pétrole (en baril/Mpi ³ de gaz naturel)	[25 ; 75]	(2 393) 7,92 %	6 059 14,48 %
Courbe de déclin			
– Déclin annuel effectif (en %)	[70 ; 95]	4 361 13,21 %	(2 443) 7,74 %
– Facteur <i>b</i>	[1,00 ; 1,50]	(566) 9,49 %	4 248 13,04 %
Coûts de forage (en M\$)	[6,4 ; 11,2]	3 301 12,72 %	410 10,31 %
Coûts des infrastructures de transport (en M\$ US)	[7 125 ; 9 623]	1 988 11,59 %	487 10,34 %
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Gazeux (en \$ US/kpi ³)	[3,44 ; 4,19]	(445) 9,63 %	4 156 13,15 %
– Gaz naturel – Liquéfié (en \$ US/kpi ³)	[4,64 ; 8,59]	(2 570) 7,75 %	7 302 15,31 %
– Pétrole (en \$ US/baril)	[77,56 ; 103,00]	(516) 9,57 %	4 226 13,20 %

(1) Les productions initiales minimale et maximale correspondent respectivement au P90 (15,4 Mpi³/mois) et au P10 (187,5 Mpi³/mois) de la distribution log-normale de la production initiale du gaz naturel. Le P90 et le P10 sont utilisés plutôt que les extrêmes de la distribution, puisque cette dernière est très étendue et est bornée par une production nulle à son minimum.

(2) Implique un taux de rendement interne négatif.

Source : Ministère des Finances du Québec.

4. RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET FISCALES

Cette section porte sur l'analyse des retombées économiques et fiscales⁴¹ qui consiste à estimer les impacts sur l'économie québécoise en matière d'emploi et d'apport au PIB ainsi que les impacts fiscaux globaux et financiers pour le gouvernement du Québec d'une exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

4.1 Approche analytique

Le ministère des Finances du Québec a évalué les retombées économiques et fiscales du scénario « Optimisé »⁴² qui caractérise l'ensemble des activités associées à une production mixte de pétrole (22,5 %) et de gaz naturel (77,5 %)⁴³ sur l'île d'Anticosti.

Plus particulièrement, l'analyse des retombées économiques et fiscales intègre les retombées découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti, ainsi que des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes pour le transport des hydrocarbures à l'extérieur de l'île. Toutefois, comme pour l'analyse financière, l'analyse des retombées économiques et fiscales ne prend pas en compte les activités d'exploration.

L'évaluation des retombées économiques et fiscales s'appuie également sur les résultats financiers du scénario « Optimisé » qui montrent que l'exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti pourrait présenter un potentiel commercialement rentable, comme en fait foi le taux de rendement interne moyen qui est estimé entre 11,5 % et 11,7 % selon l'option de transport analysée.

Par ailleurs, l'analyse des retombées considère également, à titre indicatif, une période de référence allant de 2020 à 2095.

4.2 Options analysées

L'analyse des retombées a été réalisée pour deux options de transport distinctes, soit l'option Gazoduc et l'option Navire-usine.

Ces deux options présentent des caractéristiques communes, notamment au regard des quantités extraites d'hydrocarbures et du traitement de ceux-ci, mais se distinguent quant à l'acheminement du gaz naturel à l'extérieur de l'île. Essentiellement, l'option Navire-usine prévoit que le gaz naturel serait liquéfié avant d'être transporté par navire vers les marchés internationaux, alors que dans l'option Gazoduc, le gaz naturel serait acheminé par gazoduc au marché continental. Par ailleurs, les deux options prévoient que le pétrole et les liquides de gaz naturel extraits sur l'île d'Anticosti seraient expédiés par navire.

Puisque les deux options de transport du gaz naturel à l'extérieur de l'île influenceraient de façon importante les dépenses en infrastructures et les dépenses courantes pour le traitement et le transport des hydrocarbures, l'analyse des retombées économiques et fiscales présente les résultats d'une évaluation distincte pour chacune des deux options.

⁴¹ Le détail des résultats de l'analyse des retombées économiques et fiscales est présenté à l'annexe VIII.

⁴² Les caractéristiques de l'ensemble des scénarios de déploiement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti sont établies par le Chantier Économie et sont présentées à l'annexe I du présent document.

⁴³ Le gaz naturel inclut les liquides de gaz naturel.

❑ Caractéristiques communes aux deux options

L'évolution de la production d'hydrocarbures est la même selon les deux options, puisqu'elles sont toutes deux fondées sur un déploiement identique quant au nombre de puits forés sur l'île d'Anticosti. Ainsi, les dépenses en infrastructures de production et les dépenses courantes pour le forage et la fermeture des puits sont communes aux deux options.

Par ailleurs, comme mentionné précédemment, les deux options prévoient que le pétrole et les liquides de gaz naturel extraits sur l'île d'Anticosti seraient expédiés par navire.

❑ Spécificités des deux options

Les dépenses en infrastructures et les dépenses courantes requises pour le transport des hydrocarbures à l'extérieur de l'île diffèrent d'une option à l'autre. Par exemple, les dépenses pour la construction du gazoduc sont estimées à 4,0 milliards de dollars américains, alors que les dépenses nécessaires à l'acquisition d'un navire-usine, qui serait probablement construit à l'étranger, sont évaluées à 2,9 milliards de dollars américains.

De plus, bien que les options comportent plusieurs similitudes quant aux activités de manutention et de traitement sur l'île d'Anticosti, une importante part des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes qui leur sont associées sont différentes d'une option à l'autre. Ces différences proviennent essentiellement du fait que le navire-usine intègre une partie de ces activités à même ses installations.

- Les dépenses en infrastructures relatives au réseau de collecte et d'entreposage d'hydrocarbures sur l'île, à l'usine de traitement, aux infrastructures nécessaires au transport terrestre, aérien et maritime, à l'hébergement des travailleurs ainsi qu'à l'entretien totaliseraient 4,2 milliards de dollars américains selon l'option Navire-usine et 5,6 milliards de dollars américains pour l'option Gazoduc.

Ces écarts entre les dépenses en infrastructures des deux options analysées devraient toutefois avoir une incidence principalement de 2020 à 2026, puisque c'est au cours de ces sept années que se concentreraient les dépenses en infrastructures relatives à l'extraction et au traitement des hydrocarbures ainsi que celles liées au transport des hydrocarbures à l'extérieur de l'île.

TABLEAU 13

Dépenses en infrastructures selon l'option de transport du gaz naturel – 2020-2095 (en millions de dollars américains courants)

	Navire-usine	Gazoduc	Écart
EXTRACTION ET TRAITEMENT DES HYDROCARBURES			
Collecte, entreposage et livraison	1 781,3	2 375,0	593,8
Usine de traitement	641,3	855,0	213,8
Énergies et services	1 211,3	1 615,0	403,8
Autres infrastructures	570,0	760,0	190,0
Sous-total	4 203,8	5 605,0	1 401,3
TRANSPORT DES HYDROCARBURES À L'EXTÉRIEUR DE L'ÎLE			
Liquéfaction (navire-usine)	2 921,3	—	-2 921,3
Gazoduc	—	4 032,0	4 032,0
Sous-total	2 921,3	4 032,0	1 110,8
TOTAL	7 125,0	9 637,0	2 512,0

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01) et calculs du Chantier Économie.

Cadre méthodologique

Retombées économiques

Les retombées économiques directes et indirectes en matière d'emplois et de PIB ont été estimées à l'aide du modèle d'évaluation des retombées économiques et fiscales du ministère des Finances du Québec sur la base de l'étude réalisée par KPMG qui concerne les besoins de main-d'œuvre pour le développement de l'industrie gazière et pétrolière au Québec (étude GECN02) et des hypothèses utilisées dans le cadre de l'évaluation financière.

Plus particulièrement, le modèle permet d'évaluer l'impact économique de chaque secteur d'activité directement touché par les dépenses en infrastructures et les dépenses courantes effectuées dans le cadre du projet d'exploitation des hydrocarbures et de déterminer de quelle façon la demande en biens et services liée à ces dépenses se propagerait dans les autres secteurs de l'économie québécoise ou à l'étranger.

Tel que précisé dans l'étude GECN06, il a été considéré que le marché de l'emploi et la chaîne d'approvisionnement en biens et services s'adapteraient rapidement au développement de l'industrie sur l'île d'Anticosti. Ainsi, aux fins de simplification, on suppose que la structure économique du Québec demeurera stable dans le temps.

L'impact sur l'emploi tient toutefois compte du fait qu'une partie des travailleurs nécessaires pour les opérations proviendraient d'autres entreprises québécoises, ce qui occasionnerait, à court terme, une création nette d'emplois inférieure à la création brute. Il est également considéré que l'ensemble des travailleurs nécessaires pour les activités directes seraient des résidents du Québec. L'expertise étrangère nécessaire au projet est pour sa part captée dans les importations de biens et services auprès de fournisseurs étrangers, par exemple pour l'acquisition de la machinerie et des équipements de forage.

Les scénarios analysés prévoient qu'au début du déploiement de l'industrie sur l'île d'Anticosti, les coûts devraient être plus élevés. De plus, l'analyse considère que les coûts d'exploitation, notamment pour le forage et les activités d'extraction, diminueraient dans le temps de façon à capter l'impact du gain de productivité lié à l'amélioration des techniques et de la technologie des firmes en activité sur l'île d'Anticosti.

Retombées fiscales

Pour l'évaluation des prélèvements fiscaux auprès des travailleurs et des sociétés, le Ministère a tenu compte des paramètres fiscaux actuels et prévus. Également, l'estimation des redevances sur le gaz naturel, le pétrole et l'eau est faite selon les paramètres en vigueur.

L'estimation de l'imposition du revenu des particuliers s'est appuyée sur les taux effectifs moyens d'imposition estimés par le Ministère qui tient compte des crédits d'impôt et des déductions. Les taux effectifs d'imposition ne comptabilisent pas les paiements liés à la parafiscalité¹. Cette estimation considère que l'ensemble des travailleurs seraient des résidents du Québec.

L'évaluation de l'impôt des sociétés payé en lien avec l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti est basée sur les résultats de l'évaluation financière et s'appuie sur l'hypothèse qu'une seule entité réaliserait l'ensemble des activités, soit le forage, l'extraction, le traitement, la liquéfaction – le cas échéant – le transport et la fermeture des puits.

Pour les autres activités, les revenus tirés de l'impôt sur les sociétés sont basés sur les taux moyens d'imposition, nets des crédits et des autres allègements, estimés par le Ministère. L'analyse considère également les autres prélèvements fiscaux auprès des sociétés, soit les cotisations des employeurs au Fonds des services de santé, la taxe de vente du Québec et les taxes spécifiques.

Les revenus nets attribuables aux participations sont établis sur la base du capital-actions détenu par le gouvernement dans Pétrolia et Junex et de la participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti, sous l'hypothèse que les profits seraient redistribués sous forme de dividendes aux actionnaires. Ces revenus nets tiennent compte de la proportion des dépenses courantes à la charge du gouvernement et de l'ensemble des coûts financiers relatifs à l'acquisition des participations.

Enfin, les revenus découlant de la taxe sur les services publics, des baux d'exploitation et des redevances prioritaires que pourrait payer Hydrocarbures Anticosti à Hydro-Québec sont comptabilisés.

¹ Les cotisations sociales telles que celles versées à la Commission de la santé et de la sécurité du travail, au Régime québécois d'assurance parentale et à la Régie des rentes du Québec sont destinées à des caisses d'assurance ou de retraite et ne sont pas considérées comme des revenus pour le gouvernement.

4.3 Retombées économiques

Selon les deux options analysées, le développement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti pourrait avoir des répercussions importantes sur l'emploi et la croissance économique au Québec.

L'option Gazoduc aurait toutefois des retombées économiques sensiblement supérieures à celles découlant de l'option Navire-usine, et ce, tant au niveau de l'emploi que de l'apport au PIB.

En effet, sur l'ensemble de la période analysée, en considérant les dépenses en infrastructures et les dépenses courantes, l'exploitation des hydrocarbures selon l'option Gazoduc pourrait représenter un apport annuel moyen au PIB de 2,1 milliards de dollars comparativement à 2,0 milliards de dollars selon l'option Navire-usine.

- À titre illustratif, au budget 2015-2016, le ministère des Finances du Québec prévoyait qu'en 2020, le PIB du Québec en dollars courant serait de près de 460 milliards de dollars. Ainsi, un apport au PIB de 2,0 milliards de dollars représenterait plus de 0,4 % de l'économie québécoise.

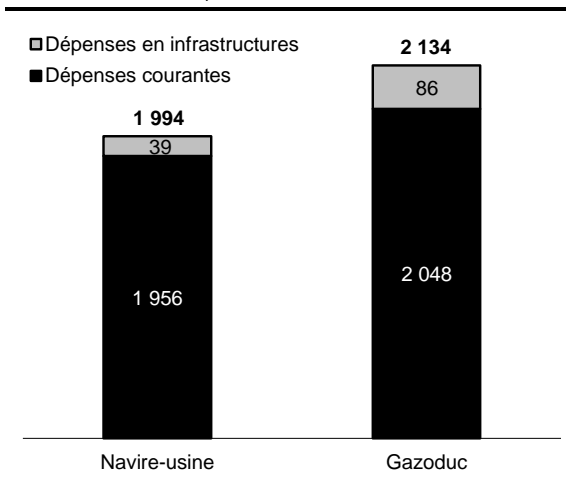
L'option Navire-usine permettrait la création ou le maintien de 2 177 emplois en moyenne par année, dont 1 835 emplois associés aux dépenses courantes, comparativement à environ 2 600 emplois par année selon l'option Gazoduc, dont 1 874 emplois seraient associés aux dépenses courantes.

- Bien que le nombre d'emplois liés à l'exploitation du gazoduc soit inférieur à celui associé à l'exploitation du navire-usine, le nombre d'emplois demeure plus élevé selon l'option Gazoduc en raison du plus grand nombre d'employés nécessaires pour la collecte et le traitement des hydrocarbures et du plus grand nombre d'emplois créés ou soutenus auprès des fournisseurs québécois en biens et services, comparativement à l'option Navire-usine.

GRAPHIQUE 7

Apport au PIB du Québec selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095

(moyenne annuelle en millions de dollars constants de 2020)

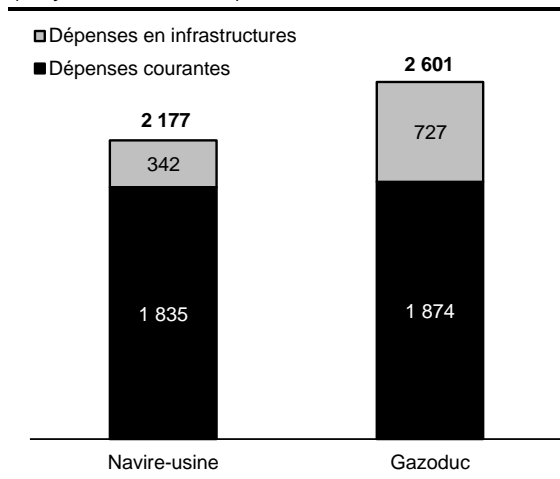


Note : L'apport au PIB inclut les activités directes et indirectes.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 8

Emplois au Québec selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095

(moyenne annuelle⁽¹⁾)



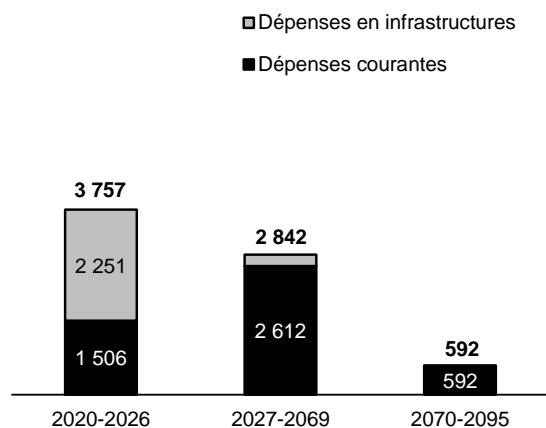
Note : L'emploi prend en compte les activités directes et indirectes.
(1) Le nombre d'emplois est calculé en équivalents temps complet.
Source : Ministère des Finances du Québec.

Ainsi, le nombre d'emplois plus élevé selon l'option Gazoduc serait principalement attribuable aux dépenses en infrastructures. En effet, la construction d'un gazoduc bénéficierait aux entreprises québécoises, alors qu'un navire-usine serait vraisemblablement construit à l'étranger et n'aurait aucune incidence sur l'activité économique québécoise.

- Les écarts en termes de création ou de maintien d'emplois entre les deux options analysées seraient principalement observables au cours des sept premières années du déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti.
- De 2020 à 2026, le nombre d'emplois relatifs aux dépenses en infrastructures pourrait s'établir à 6 123 emplois en moyenne par année selon l'option Gazoduc, comparativement à 2 251 emplois en moyenne par année selon l'option Navire-usine.

GRAPHIQUE 9

Emplois au Québec selon le type de dépenses et la période, option Navire-usine – 2020-2095
(moyenne annuelle⁽¹⁾)



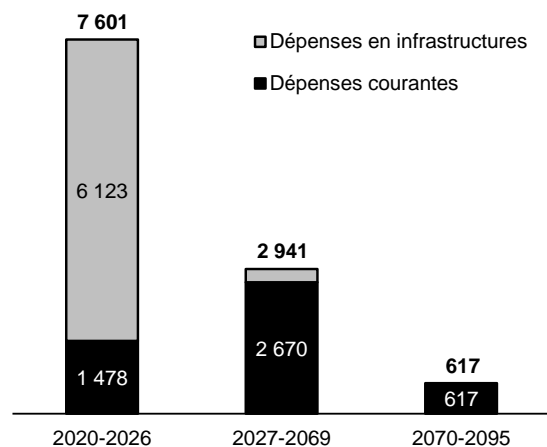
Note : L'emploi prend en compte les activités directes et indirectes.

(1) Le nombre d'emplois est calculé en équivalents temps complet.

Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 10

Emplois au Québec selon le type de dépenses et la période, option Gazoduc – 2020-2095
(moyenne annuelle⁽¹⁾)



Note : L'emploi prend en compte les activités directes et indirectes.

(1) Le nombre d'emplois est calculé en équivalents temps complet.

Source : Ministère des Finances du Québec.

4.4 Retombées fiscales et financières

En moyenne, de 2020 à 2095, les retombées fiscales et financières⁴⁴ découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes pourraient être de 696 millions de dollars et de 651 millions de dollars par année respectivement pour l'option Gazoduc et pour l'option Navire-usine.

— À titre illustratif, des revenus de 650 millions de dollars représenteraient plus de 0,7 % des revenus autonomes du gouvernement du Québec estimés pour l'année 2019-2020⁴⁵.

Plus particulièrement, pour les dépenses en infrastructures, les retombées fiscales totales de l'option Gazoduc représenteraient plus du double de celles de l'option Navire-usine, soit un écart de plus de 4 millions de dollars en moyenne par année. De 2020 à 2095, l'ensemble des revenus fiscaux découlant des dépenses en infrastructure devrait totaliser 306 millions de dollars pour l'option Navire-usine et 654 millions de dollars pour l'option Gazoduc.

En ce qui concerne les dépenses courantes, les retombées fiscales annuelles présenteraient un écart annuel moyen de plus de 40 millions de dollars. Globalement, ces écarts totaliseraient près de 3 milliards de dollars de 2020 à 2095.

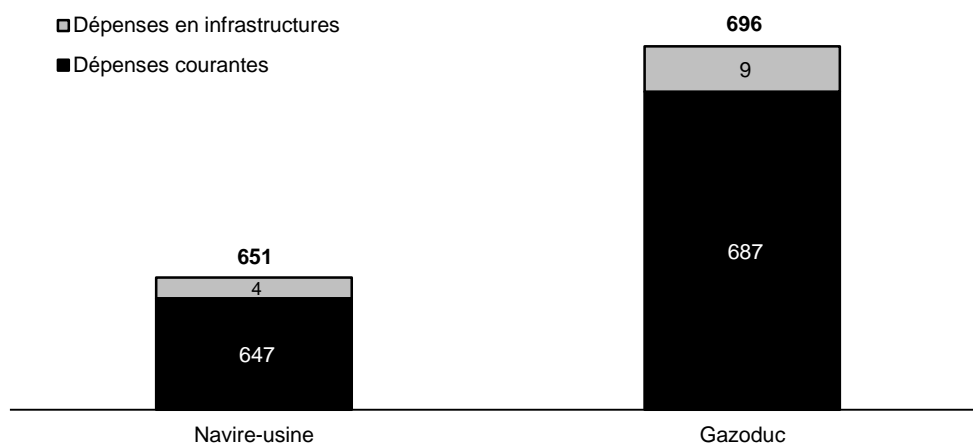
— Ces écarts seraient principalement attribuables aux revenus tirés des participations du gouvernement et de la taxe sur les services publics à laquelle serait assujéti le gazoduc.

— Pour les deux options analysées, les revenus nets provenant des participations du gouvernement pourraient représenter plus de la moitié de l'ensemble de ses revenus perçus par ce dernier, soit près de 55 % des revenus totaux.

— Les revenus nets tirés des participations du gouvernement seraient légèrement plus élevés dans le cadre de l'option Gazoduc, car les bénéfices découlant de cette alternative seraient plus élevés que ceux relatifs à l'option Navire-usine.

GRAPHIQUE 11

Retombées fiscales et financières pour le gouvernement du Québec, selon le type de dépenses et l'option analysée – 2020-2095 (moyenne annuelle en millions de dollars constants de 2020)



Note : Les retombées incluent les activités directes et indirectes.
Source : Ministère des Finances du Québec.

⁴⁴ Le détail des retombées fiscales et financières est présenté à l'annexe VIII.

⁴⁵ MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC, *Budget 2015-2016 – Le Plan économique du Québec*, mars 2015.

5. CONCLUSION

Les travaux⁴⁶ réalisés au cours de la dernière année concernant l'évaluation financière d'un projet d'exploitation sur l'île d'Anticosti permettent de constater que l'exploitation commerciale pourrait s'avérer rentable pour les promoteurs et le gouvernement et que les retombées économiques et fiscales qui y sont associées pourraient avoir un impact important sur l'économie du Québec.

❑ Résultats financiers

Les hypothèses utilisées dans le modèle financier sont basées sur les meilleures informations disponibles actuellement, notamment concernant la production possible d'hydrocarbures sur l'île d'Anticosti ainsi que sur d'autres variables clés, comme les prévisions de prix des hydrocarbures. De plus, des distributions statistiques sont attribuées à plusieurs hypothèses afin de tenir compte de leur incertitude.

Sur la base de ces hypothèses :

- la probabilité de rentabilité est estimée entre 80 % et 86 %, selon l'option de transport du gaz naturel analysée;
- le taux de rendement interne est estimé entre 11,5 % et 11,7 %, ce qui représente un taux supérieur au taux de 10 % généralement recherché par l'industrie;
- les bénéfices sur 75 ans sont estimés entre 71 milliards de dollars et 75 milliards de dollars constants de 2020;
- pour le gouvernement, l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti pourrait générer des revenus totaux évalués entre 46 milliards de dollars et 48 milliards de dollars constants de 2020 sur 75 ans.

❑ Retombées économiques et fiscales

L'analyse des retombées économiques et fiscales montre qu'un déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, qui s'échelonnerait sur une période de 75 ans, pourrait avoir un impact important sur l'économie et sur les finances publiques du Québec.

Selon les deux options analysées en ce qui a trait à l'expédition du gaz naturel, le déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner :

- un apport annuel au PIB québécois d'environ 2 milliards de dollars constants de 2020, soit plus de 0,4 % du PIB prévu en 2020;
- la création ou le maintien de plus de 2 000 emplois en moyenne par année pendant les 75 ans du projet;
- des retombées fiscales et financières directes et indirectes pour le gouvernement du Québec d'au moins 650 millions de dollars constants de 2020 par année, soit plus de 0,7 % des revenus autonomes du gouvernement du Québec estimés pour l'année 2019-2020.

Ces résultats sont tributaires du scénario « Optimisé » développé par le Chantier Économie. Il est ainsi important de considérer que ces impacts économiques et fiscaux seraient affectés par un développement différent de celui du scénario.

⁴⁶ Rappelons que ces travaux reposent sur un scénario de développement basé essentiellement sur les résultats des travaux d'exploration, notamment ceux de 2014 et de 2015, sur ce qui est observé pour l'exploitation de formations géologiques analogues⁴⁶ à la formation de Macasty de l'île d'Anticosti, soit les formations de l'Utica et de Point Pleasant en Ohio, ainsi que sur des hypothèses de coûts et des variables financières.

ANNEXE I : JUSTIFICATIONS DES HYPOTHÈSES

1.1 Principales caractéristiques des scénarios de développement

❑ Scénario « Plus »

La superficie visée couvre 52 % du territoire sous permis de l'île d'Anticosti, ce qui correspond à 38 % de ce même territoire lorsque les contraintes connues, notamment géologiques et environnementales, sont prises en considération.

La production s'échelonnerait sur 75 ans, les puits n'étant pas tous en production en même temps.

- Au maximum du déploiement, 15 nouvelles plateformes seraient aménagées en moyenne par année.
- 712 plateformes seraient aménagées sur une période de 50 ans pour un total d'environ 6 800 puits.
- Le nombre de plateformes actives simultanément ne serait jamais supérieur à 385, ce qui correspond à environ 3 600 puits actifs simultanément.

❑ Scénario « Moins »

La superficie visée couvre 33 % du territoire sous permis de l'île d'Anticosti, ce qui correspond à 23 % de ce même territoire lorsque toutes les contraintes connues, notamment géologiques et environnementales, sont prises en considération. Le territoire compris dans ce scénario correspond à la zone dans la fenêtre à condensats, moins une zone sans forage située à proximité de la faille de Jupiter telle que connue à ce jour.

La production s'échelonnerait sur 57 ans.

- Au maximum du déploiement, 15 nouvelles plateformes seraient aménagées en moyenne par année.
- 445 plateformes seraient aménagées sur une période de 32 ans pour un total d'environ 4 155 puits.
- Le nombre de plateformes actives simultanément ne serait jamais supérieur à 385 pour un total d'environ 3 600 puits actifs simultanément.

□ Scénario « Optimisé »

La superficie couverte est similaire à celle du scénario « Moins ». Ce scénario est basé sur les pratiques généralement observées dans l'industrie qui consistent à cibler les zones potentiellement plus productives pour l'exploitation commerciale.

La production s'échelonnerait sur 75 ans.

- Au maximum du déploiement, environ 11 nouvelles plateformes seraient aménagées annuellement.
- 445 plateformes seraient aménagées sur une période de 50 années.
- Le nombre de plateformes actives ne serait jamais supérieur à 245 pour un total de 2 187 puits actifs simultanément.

TABLEAU 14

Caractéristiques des scénarios

	Scénario « Plus »	Scénario « Moins »	Scénario « Optimisé »
Superficie totale exploitable⁽¹⁾	52 %	33 %	33 %
- Une fois les contraintes prises en compte	38 %	23 %	23 %
Durée de l'exploitation	75 ans	57 ans	75 ans
Nombre total de plateformes	712	445	445
- Maximum en activité simultanément	385	385	245
Nombre total de puits	6 800	4 155	4 155
- Maximum en activité simultanément	3 600	3 600	2 187

(1) En proportion de la superficie de l'île d'Anticosti couverte par les permis d'exploration.

1.2 Hypothèses de production du scénario « Optimisé »

Les hypothèses de production sont basées sur les données des formations géologiques d'Utica et de Point Pleasant en Ohio qui constitueraient les meilleurs analogues de la formation de Macasty de l'île d'Anticosti selon les experts de l'industrie⁴⁷.

□ Production initiale

La production initiale moyenne d'un puits est estimée à environ 82,5 millions de pieds cubes par mois (Mpi³/mois) de gaz naturel, à laquelle s'ajoute une production moyenne de 50 barils de pétrole pour 1 Mpi³ de gaz naturel produit, soit environ 4 125 barils par mois.

Dans le cadre de l'analyse financière, la variabilité de la production d'un puits à l'autre est prise en considération à l'aide des simulations de Monte-Carlo.⁴⁸ Pour chacune des 50 000 itérations de la simulation de projet, la production de chacun des 4 155 puits est simulée individuellement afin de représenter la possibilité que la production puisse varier significativement d'un puits à l'autre. Cela totalise 207 750 000 itérations pour les variables ayant un impact sur la production des puits.

Ainsi, les valeurs estimées des productions initiales des puits varient entre 0 Mpi³/mois et 500 Mpi³/mois de gaz naturel et sont distribuées selon une loi log-normale, ce qui correspond à la distribution des productions initiales observées dans les formations d'Utica et de Point Pleasant, une fois la productivité de la formation de Macasty ajustée⁴⁹ à la baisse en comparaison avec celle des formations analogues.

La production de pétrole dépend de la production de gaz naturel et suit une distribution triangulaire symétrique bornée entre 25 barils/Mpi³ et 75 barils/Mpi³.

La distribution de la production initiale des puits a été modélisée à la suite de l'analyse d'un échantillon de 841 puits situés dans les formations d'Utica et de Point Pleasant en Ohio⁵⁰.

⁴⁷ Sur la base de l'étude *Comparaison entre la Formation de Macasty, l'île d'Anticosti, Québec et quelques roches mères à hydrocarbures de l'Amérique du Nord* (voir la note 7 de la page 7) et de discussions avec des représentants de l'industrie, dont Ryder Scott.

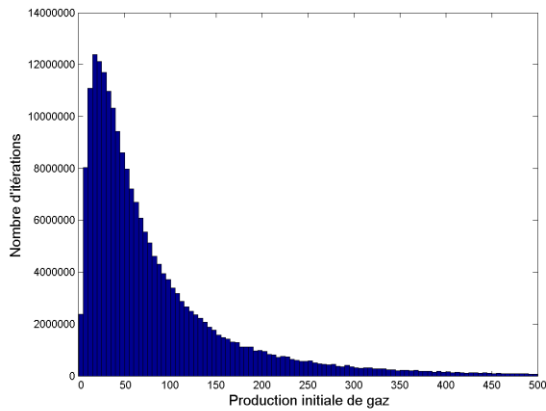
⁴⁸ La méthode de Monte-Carlo est définie par la simulation itérative d'un très grand nombre de valeurs déterminées aléatoirement pour les variables d'intérêt selon la distribution qui leur est attribuée. L'objectif est de simuler à l'intérieur d'un univers le plus large possible le plus de cas afin d'obtenir la distribution de la VAN des bénéficiaires ainsi que les probabilités qui lui sont associées de manière à intégrer l'incertitude liée aux hypothèses.

⁴⁹ Bien que l'Utica et Point Pleasant constituent les meilleurs analogues de Macasty, ces gisements sont situés à une profondeur moyenne de 6 700 pieds, alors que la profondeur moyenne du Macasty est évaluée à 5 000 pieds. Plusieurs facteurs influencent la production d'un réservoir. Toutefois, la différence de profondeur pourrait impliquer que la pression à l'intérieur du Macasty soit inférieure à celle des formations analogues. Comme la pression d'un réservoir a un impact direct sur la quantité d'hydrocarbures recueillie, un ajustement à la baisse a été effectué sur la productivité du Macasty.

⁵⁰ Les productions initiales ont été estimées par Ryder Scott. À titre de comparaison, les données publiques de l'Ohio Department of Natural Resources ne permettent d'estimer que des productions moyennes des puits en production.

GRAPHIQUE 12

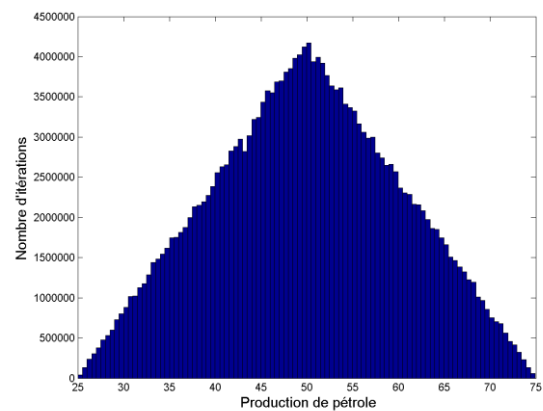
Distribution de la production initiale de gaz naturel des puits
(en Mpi^3/mois , 207 750 000 itérations)



Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 13

Distribution de la production de pétrole en fonction du gaz naturel extrait des puits
(en $\text{baril}/\text{Mpi}^3$, 207 750 000 itérations)



Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

TABLEAU 15

Paramètres de la distribution de la production initiale

Gaz naturel	P90 ⁽¹⁾	P50 ⁽¹⁾	P10 ⁽¹⁾	Moyenne	Écart-type
Gaz naturel (en Mpi^3/mois)	15,4	54,9	187,5	82,5	81,6
Pétrole ⁽²⁾	Minimum ⁽³⁾	Plus probable ⁽³⁾	Maximum ⁽³⁾	Moyenne ⁽³⁾	
Pétrole ($\text{baril}/\text{Mpi}^3$)	25	50	75	50 ⁽⁴⁾	10,22

- (1) La distribution des productions initiales de gaz naturel suit une loi log-normale, et les bornes présentées correspondent aux probabilités d'obtenir une valeur supérieure ou égale à celle indiquée. Par exemple, dans le cas du gaz naturel, P90 signifie qu'il y a 90 % de probabilité que la valeur obtenue soit supérieure ou égale à 15,4 Mpi^3/mois .
- (2) Dans le cas de la formation de Macasty, la production de pétrole dépendrait de la quantité de gaz naturel extraite, d'où l'unité utilisée : $\text{baril}/\text{Mpi}^3$ de gaz naturel.
- (3) Les valeurs minimale et maximale correspondent aux bornes d'une distribution triangulaire, alors que la valeur la plus probable correspond au mode de la distribution.
- (4) Représente 4 125 barils/mois.

□ Courbe de déclin

Une des caractéristiques des activités de l'industrie pétrolière et gazière est que la production d'un puits au cours de sa vie utile diminue avec le temps. Pour estimer le déclin de la production d'un puits dans le temps, l'industrie⁵¹ utilise généralement l'équation de Arps⁵². Celle-ci permet d'estimer la production pour un mois donné ainsi que le déclin de production associé à ce mois, en fonction des paramètres caractéristiques du réservoir. Dans le cas de l'île d'Anticosti, les paramètres caractéristiques sont basés sur les formations d'Utica et de Point Pleasant⁵³.

$$Q_t = \frac{Q_i}{(1 + b * D_i * t)^{\frac{1}{b}}}$$

Où :

Q_t = quantité extraite de gaz naturel au mois « t »

Q_i = quantité initiale de gaz naturel

b = facteur b , qui sert à déterminer le type de déclin du réservoir (exponentiel, hyperbolique ou harmonique)

D_i = déclin mensuel nominal

t = mois considéré

Le déclin mensuel nominal est obtenu à l'aide des formules suivantes :

— Déclin annuel effectif (D_y) → Déclin mensuel effectif (D_m) :

$$D_m = 1 - (1 - D_y)^{\frac{1}{12}}$$

— Déclin mensuel effectif (D_m) → Déclin mensuel nominal (D_i) :

$$D_i = -\ln(1 - D_m)$$

⁵¹ Selon Fekete, une filiale d'IHS Energy, l'équation de Arps est la méthode utilisée communément par l'industrie pour analyser le déclin de production d'un puits. Voir : FEKETE, *Traditional Decline Analysis Theory*, 2014, http://www.fekete.com/SAN/WebHelp/FeketeHarmony/Harmony_WebHelp/Content/HTML_Files/Reference_Material/Analysis_Method_Theory/Traditional_Decline_Theory.htm.

⁵² J. J. ARPS, "Analysis of decline curve", *op. cit.*, [http://www.pe.tamu.edu/blasingame/Data/z_WPA/z_WPA_\(Generic\)/WPA_Various_Tech_Papers_\(Prod_Data_Anly\)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf](http://www.pe.tamu.edu/blasingame/Data/z_WPA/z_WPA_(Generic)/WPA_Various_Tech_Papers_(Prod_Data_Anly)/SPE_00000_Arps_Decline_Curve_Analysis.pdf).

Kewen LI et Roland N. HORNE, *A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanism*, *op. cit.*, <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-83470-PA>.

⁵³ Les taux de déclin et les valeurs du facteur b ont été déterminés avec Ryder Scott à partir d'informations obtenues auprès de l'industrie.

Les paramètres de la formule de Arps ont un impact important sur le potentiel de récupération estimé d'un puits. Ainsi, des analyses de sensibilité ont également été réalisées sur le déclin annuel effectif et le facteur b de l'équation de Arps. En l'absence d'informations sur la distribution de ces paramètres, ces variables ont été modélisées selon une distribution triangulaire.

TABLEAU 16

Distributions des paramètres de l'équation de Arps

	Minimum	Plus probable	Maximum
Déclin annuel effectif	70 %	80 %	95 %
Facteur b	1,00	1,25	1,50

Note : Des exemples de courbes de déclin faisant varier les différents facteurs sont présentés en annexe IV.

1.3 Hypothèses de coûts

Les coûts liés à l'exploitation et au transport des hydrocarbures considérés dans l'évaluation financière du projet peuvent se décliner en quatre catégories, soit :

- les investissements pour les forages, les plateformes et la fermeture des puits;
- les investissements en infrastructures nécessaires à la production et au transport hors de l'île des hydrocarbures;
- les coûts fixes et des coûts variables liés à l'exploitation des hydrocarbures et à leur transport;
- les coûts liés à la réglementation, comme les redevances ou le loyer des baux d'exploitation.

Afin de gérer l'incertitude relative à l'estimation des coûts, des distributions ont été attribuées à ceux qui sont le plus susceptibles d'avoir un impact sur la rentabilité du projet ainsi qu'à ceux qui présentent une grande variabilité selon les informations disponibles. En l'absence d'informations précises sur l'estimation des coûts, des distributions triangulaires ont été attribuées à la plupart de ces variables. Pour chacune des variables, une valeur « la plus probable » ainsi qu'une borne minimale et une borne maximale ont été fixées. Les distributions ont été validées par la firme Ryder Scott et par des experts de l'industrie.

Certaines variables de coût considérées dans l'évaluation financière ne font pas l'objet d'analyse de sensibilité, soit parce que leur valeur est connue ou parce qu'elles ont un impact négligeable sur la rentabilité. Par exemple :

- les redevances sont connues puisqu'elles sont prévues au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1);
- le coût de fermeture des puits a peu d'effet sur la rentabilité.

TABLEAU 17

Variables de coûts considérées dans le modèle financier

	Minimum	Plus probable	Maximum
Coûts de forage (M\$/puits)	6,4	8,8	11,2
Coûts d'une plateforme (M\$ par plateforme)		4,5	
Coûts de fermeture des puits (\$/puits)		180 000	
Coûts en infrastructures de transport et de transformation			
– Option Navire-usine (M\$ US)	7 125	7 125	9 623 ⁽¹⁾
– Option Gazoduc (M\$ US)	7 621 ⁽²⁾	9 637	12 528 ⁽³⁾
Coûts fixes d'exploitation (\$/mois)	150 000	200 000	250 000
Coûts fixes par puits – 3 premières années (\$/puits/mois)	5 000	7 500	10 000
Coûts fixes par puits – Après 3 ans (\$/puits/mois) ⁽⁴⁾	4 000	6 000	8 000
Coûts variables de production			
– Gaz naturel – Extraction (\$/kpi ³)	0,25	0,50	0,75
– Gaz naturel – Liquéfaction (\$/kpi ³)	3,00	3,25	3,50
– Pétrole (\$/baril)	1,25	1,50	1,75
Part du gaz naturel utilisé pour la liquéfaction (%) ⁽⁵⁾	9	12	15
Coûts de transport			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	0,50	0,75	1,00
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³)	2,00	3,00	4,00
– Pétrole (\$/baril)	2,00	3,00	4,00
Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (\$/t éq. CO ₂) ⁽⁶⁾	20	20	25
Redevances ⁽⁷⁾			
– Gaz naturel		De 10 % à 12,5 %	
– Pétrole		De 5 % à 12,5 %	
Redevances sur l'eau (\$/m ³)		0,07	
Loyer des baux d'exploitation (\$/km ²)		390	

(1) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 %.

(2) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures serait de 0 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc atteindrait 50 %.

(3) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc serait de 0 %.

(4) Les coûts après 3 années d'exploitation sont plus faibles pour illustrer une courbe d'apprentissage.

(5) La liquéfaction du gaz est une opération qui requiert beaucoup d'énergie. Une part du gaz extrait sert donc au processus de liquéfaction. Toutefois, selon l'article 204 de la *Loi sur les mines* (RLRQ, chapitre M-13.1), comme cette part du gaz extrait n'est pas utilisée sur les lieux de la plateforme, elle serait assujettie à la redevance gouvernementale.

(6) Prix estimé pour l'année 2020, et indexé annuellement à 5 % plus l'inflation.

(7) Sur la base du régime de redevances prévu au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1), selon lequel les taux varient en fonction de la production.

❑ Coûts de forage

Les coûts de forages par puits sont estimés entre 6,4 millions de dollars et 11,2 millions de dollars avec une valeur plus probable de 8,8 millions de dollars⁵⁴. Ces coûts incluent notamment la fracturation et la complétion du puits ainsi que certaines infrastructures de base. Ces estimations de coûts sont fondées, entre autres, sur des coûts de forage moyens d'environ 7,3 millions de dollars⁵⁵ observés dans la formation d'Utica de l'Ohio et sont ajustées pour tenir compte du contexte géologique et insulaire de l'île d'Anticosti.

En effet, le caractère insulaire de l'île d'Anticosti pourrait impliquer des coûts additionnels. Toutefois, le fait qu'en Ohio les puits horizontaux soient en moyenne plus longs et les forages plus profonds que ceux du scénario de développement sur l'île d'Anticosti vient contrebalancer partiellement cet effet.

Par ailleurs, selon différentes études, des coûts entre 5,75 millions de dollars et 8 millions de dollars ont été estimés pour la vallée du Saint-Laurent⁵⁶. Ces coûts, bien qu'ils soient propres au Québec, ne tiennent pas compte du contexte insulaire de l'île d'Anticosti, qui pourrait notamment engendrer des coûts de mobilisation plus importants, principalement en début de projet. C'est pourquoi les coûts de forage estimés pour l'île d'Anticosti sont plus élevés que ceux provenant de ces sources.

❑ Coût d'une plateforme

Le coût d'une plateforme a été estimé en moyenne à 4,5 millions de dollars sur la base de l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), qui évalue à 3,2 milliards de dollars le coût associé à 712 plateformes⁵⁷. Ce montant inclut les routes d'accès, les lignes de collecte de gaz et le débroussaillage des zones destinées à accueillir les plateformes. Ce coût moyen de 4,5 millions de dollars s'applique aux 445 plateformes et s'ajoute aux coûts de forage, qui sont comptabilisés par puits.

Ces coûts sont répartis en fonction du déploiement des plateformes sur l'île d'Anticosti et ne sont pas influencés par le nombre de puits par plateforme.

❑ Coûts de fermeture des puits

Les coûts de fermeture, qui incluent la cimentation des puits et la restauration des terrains, sont estimés à 180 000 \$ par puits et surviennent lorsque la production des puits d'une plateforme est terminée. Ces coûts ont été estimés dans le cadre de l'étude GECN02, intitulée *Besoins de main-d'œuvre liés au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec*.

⁵⁴ Les coûts de forage sont déterminés individuellement pour chacun des 4 155 puits des 50 000 itérations du projet.

⁵⁵ Sur la base des estimations de l'étude *Besoins de main-d'œuvre liée au développement d'une industrie d'exploitation des hydrocarbures au Québec* (GECN02) réalisée par KPMG.

⁵⁶ Voir : CANADIAN ENERGY RESEARCH INSTITUTE, *Potential Economic Impacts of Developing Québec's Shale Gas*, étude n° 132, mars 2013, http://www.ceri.ca/images/stories/2013-03-08_CERI_Study_132_-_Quebec_Shale.pdf.

GENIVAR, GROUPE AGÉCO et Jean-Thomas BERNARD, *Analyse avantages-coûts de la pertinence socio-économique de l'exploitation du gaz de schiste au Québec – Rapport final*, décembre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/Etudes_EES/Rapport-etudes-EC2-1-EC2-2-EC2-4_Genivar.pdf.

GOVERNEMENT DU QUÉBEC, *Synthèse des connaissances et plan d'acquisition de connaissances additionnelles*, Évaluations environnementales stratégiques sur les hydrocarbures, 2015, <http://hydrocarbures.gouv.qc.ca/documents/Hydrocarbures.pdf>.

⁵⁷ Proportionnellement, pour les 445 plateformes illustrées dans le scénario « Optimisé », cela représente des coûts d'environ 2 milliards de dollars courants.

❑ Coûts en infrastructures de transport et de transformation

La rentabilité potentielle du projet a été évaluée sur la base des options de transport illustrées dans le cadre de l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01).

Deux options de transport ont été retenues aux fins de l'analyse financière, soit :

- la transformation par liquéfaction et le stockage du gaz naturel dans un navire-usine;
- la construction d'un gazoduc sous-marin jusqu'à la Gaspésie et d'un gazoduc terrestre jusqu'au réseau existant de Gazoduc Trans Québec & Maritimes sur la rive sud de Québec pour un total d'environ 900 km.

D'autres options ont été envisagées dans l'étude ATRA01, notamment l'implantation d'une usine de liquéfaction sur l'île d'Anticosti ou sur la Côte-Nord. Toutefois, aux fins de simplification, ces options n'ont pas été modélisées puisque ce sont des variantes de l'option Navire-usine. D'ailleurs, l'étude indique que les projets de navires-usines sont généralement moins dispendieux que les projets d'usine de liquéfaction. Cela s'explique par le fait que la construction des navires-usines est réalisée dans un chantier naval.

Bien que l'étude ATRA01 ne présente aucune variation des coûts en infrastructures de transport, l'incertitude associée à la possibilité d'un dépassement de coûts a été intégrée dans les simulations de Monte-Carlo à l'aide d'une majoration des coûts en infrastructures allant de 0 % à 30 %, pour 50 % des itérations. Ainsi, cette majoration pourrait atteindre jusqu'à 2,9 milliards de dollars américains. Selon le taux de change déterminé lors des simulations, cette majoration pourrait atteindre jusqu'à 4 milliards de dollars canadiens.

Par ailleurs, dans le cas de l'option Gazoduc, une pondération à la baisse allant de 0 % à 50 % est appliquée sur le coût du gazoduc, qui est estimé à 4 milliards de dollars américains. Cette diminution des coûts vise à tenir compte de la possibilité qu'une part des coûts de l'infrastructure soit assumée par les acheteurs de gaz naturel⁵⁸, les nouveaux clients⁵⁹ ou les différents ordres de gouvernement⁶⁰. Ainsi, cette diminution des coûts pourrait atteindre jusqu'à 2 milliards de dollars américains, soit 2,78 milliards de dollars canadiens.

⁵⁸ Considérant que plusieurs clients ultimes bénéficieraient d'une telle infrastructure de transport du gaz naturel et selon le prix de vente du gaz naturel par rapport au prix sur les marchés de consommation, l'acheteur du gaz naturel pourrait accepter d'assumer une partie des coûts des infrastructures du gazoduc.

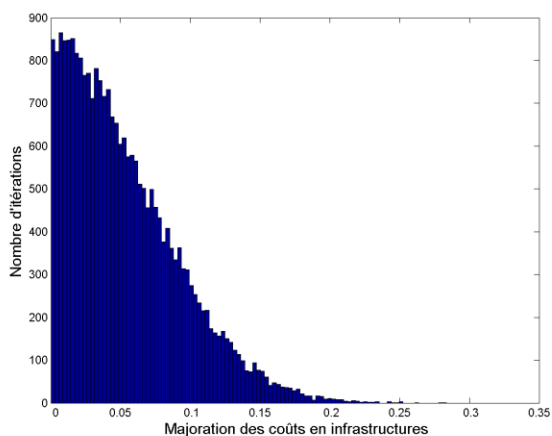
⁵⁹ Comme la réglementation le prévoit.

⁶⁰ Au début des années 1980, des contributions financières substantielles des gouvernements fédéral et provincial ont permis de financer une partie importante des infrastructures maintenant en place au Québec (dont Gazoduc Trans Québec & Maritimes). Un montant de 500 millions de dollars avaient notamment été prévu dans le cadre du Programme énergétique national du gouvernement fédéral en 1980 pour étendre le gazoduc jusqu'à Halifax dans l'est et jusqu'à l'île de Vancouver dans l'ouest.

Les valeurs de la majoration sont déterminées en fonction de la valeur absolue d'une loi normale standard, alors que les valeurs de la pondération à la baisse sont déterminées en fonction d'une distribution triangulaire asymétrique où les valeurs minimale et plus probable sont de 0 % et la valeur maximale de 50 %.

GRAPHIQUE 14

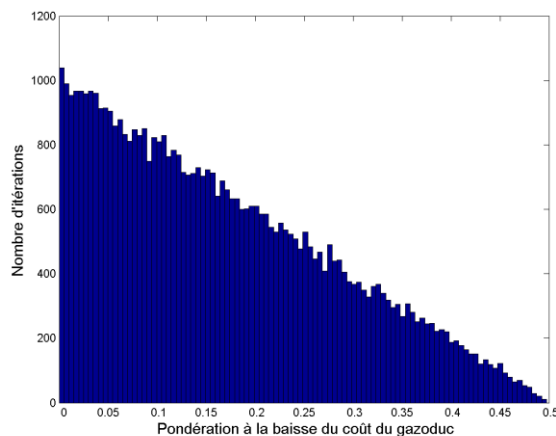
Distribution de la majoration sur les coûts en infrastructures de transport
(en pourcentage, pour les itérations visées par la majoration)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 15

Distribution de la pondération à la baisse sur les coûts du gazoduc
(en pourcentage, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

TABLEAU 18

Coûts en infrastructures : option Navire-usine

(en millions de dollars américains courants)

	Phase 1 (d'ici 2020) ⁽¹⁾	Phase 2 (2021 à 2026)	Phase 3 (2027 à 2069)	Total
Liquéfaction	1 460,6	1 460,6	—	2 921,3
Gazoduc	—	—	—	—
Énergie et services	726,8	484,5	—	1 211,3
Usine et traitement	480,9	160,3	—	641,3
Collecte, entreposage et livraison	712,5	178,1	890,6	1 781,3
Autres infrastructures	484,5	85,5	—	570,0
TOTAL⁽²⁾	3 865,3	2 369,1	890,6	7 125,0

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) L'année 2020 est utilisée seulement à titre de référence et inclut les travaux qui auraient dû être réalisés les années précédentes.

(2) Le total diffère de celui présenté dans l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), puisque l'évaluation financière comptabilise le coût des plateformes en fonction du déploiement.

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), et calculs du Chantier Économie.

TABLEAU 19

Coûts en infrastructures : option Gazoduc

(en millions de dollars américains courants)

	Phase 1 (d'ici 2020) ⁽¹⁾	Phase 2 (2021 à 2026)	Phase 3 (2027 à 2069)	Total
Liquéfaction	—	—	—	—
Gazoduc	2 016,0	2 016,0	—	4 032,0
Énergie et services	969,0	646,0	—	1 615,0
Usine et traitement	641,3	213,8	—	855,0
Collecte, entreposage et livraison	950,0	237,5	1 187,5	2 375,0
Autres infrastructures	646,0	114,0	—	760,0
TOTAL⁽²⁾	5 222,3	3 227,3	1 187,5	9 637,0

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) L'année 2020 est utilisée seulement à titre de référence et inclut les travaux qui auraient dû être réalisés les années précédentes.

(2) Le total diffère de celui présenté dans l'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), puisque l'évaluation financière comptabilise le coût des plateformes en fonction du déploiement.

Sources : WSP Canada, *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01), et calculs du Chantier Économie.

Ces deux options visent uniquement à comparer deux possibilités parmi plusieurs, l'une considérant le marché continental, et l'autre le marché outre-mer. L'étude *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01) avait le mandat de fournir une illustration des infrastructures qui pourraient être envisagées pour le transport des hydrocarbures advenant une production commerciale sur l'île d'Anticosti. Cette étude ne visait aucunement à fournir des informations en vue d'une prise de décision quant aux infrastructures à privilégier pour l'île d'Anticosti ou quant au séquençement des décisions financières, dont l'étalement des coûts en capitaux des infrastructures par rapport aux besoins de flux monétaires pour les producteurs.

Les deux options permettent d'obtenir une illustration d'infrastructures possibles utilisant des technologies différentes et ciblant des marchés potentiels différents.

Les promoteurs devraient être en mesure de faire le choix d'une option de transport seulement lorsque l'information sera disponible sur la quantité produite de chaque type d'hydrocarbures, l'état des marchés potentiels ainsi que sur les partenariats et les sources de financement possibles associés à chacune des options de transport.

□ **Coûts d'exploitation**

Afin de représenter la réalité de l'industrie, des coûts fixes liés à l'exploitation d'un champ pétrolier et gazier ainsi qu'au fait d'avoir un puits en production ont été considérés. Des coûts variables liés à la quantité d'hydrocarbures extraits sont aussi pris en compte.

■ **Coûts fixes**

Des coûts d'exploitation globaux entre 150 000 \$ et 250 000 \$ par mois sont considérés, auxquels s'ajoutent des coûts par puits en production estimés entre 5 000 \$ et 10 000 \$ par mois.

— Après trois années d'exploitation, les coûts par puits diminuent pour se situer entre 4 000 \$ et 8 000 \$ par mois afin de tenir compte d'une courbe d'apprentissage.

Les coûts fixes incluent notamment les dépenses associées au personnel administratif, aux assurances, aux véhicules, aux campements et à l'entretien des puits.

Ces coûts ont été estimés par Ryder Scott sur la base d'informations provenant de l'industrie.

■ Coûts variables de production

Les coûts variables de production sont estimés entre 1,25 \$/baril et 1,75 \$/baril pour le pétrole alors qu'ils se situent entre 0,25 \$/kpi³ et 0,75 \$/kpi³ pour le gaz naturel. Ces coûts ont été estimés par Ryder Scott sur la base d'informations provenant de l'industrie. Ils incluent notamment des dépenses associées aux produits utilisés pour le traitement des hydrocarbures ou les coûts associés à l'énergie nécessaire au fonctionnement de la machinerie permettant d'extraire les hydrocarbures.

Dans le cas de l'option Navire-usine, des coûts de production supplémentaires en lien avec la liquéfaction du gaz naturel doivent être considérés. Ceux-ci sont estimés entre 3,00 \$/kpi³ et 3,50 \$/kpi³ de gaz naturel. Ainsi, dans le cas de cette option, les coûts de production du gaz naturel sont estimés entre 3,25 \$/kpi³ et 4,25 \$/kpi³.

Par ailleurs, un facteur d'utilisation du gaz naturel extrait a été appliqué sur la production totale commercialisable afin de tenir compte du fait qu'une partie de la production de gaz naturel serait utilisée dans le processus de liquéfaction et de regazéification. Le facteur d'utilisation suit une distribution triangulaire symétrique bornée entre 9 % et 15 % et centrée à 12 % de la production. La littérature mentionne que dans de rares cas, ce facteur pourrait atteindre jusqu'à 20 %⁶¹.

□ Coûts de transport

Pour le gaz naturel, les coûts varient entre :

- 0,50 \$/kpi³ et 1,00 \$/kpi³ dans le cas du gaz naturel à l'état gazeux;
- 2,00 \$/kpi³ et 4,00 \$/kpi³ pour le gaz naturel liquéfié, dont les marchés sont plus éloignés.

Pour le pétrole, les coûts de transport sont estimés entre 2 \$ et 4 \$ par baril.

Les coûts de transport pour le pétrole et le gaz naturel à l'état gazeux ont été estimés par Ryder Scott sur la base d'informations provenant de l'industrie.

Pour ce qui est des coûts pour le gaz naturel liquéfié, ceux-ci ont été estimés sur la base d'études publiques⁶². Ces coûts représentent une estimation des frais qui pourraient être facturés pour le transport du GNL.

⁶¹ Voir : CARBON TRACKER INITIATIVE, *Carbon supply cost curves: Evaluating financial risk to gas capital expenditures*, juillet 2015, <http://www.carbontracker.org/wp-content/uploads/2015/07/CTI-gas-report-Final-WEB.pdf>.

⁶² Voir : SYNFUELS INTERNATIONAL, *Transport of Light Gases Blended with LNG*, [Présentation PowerPoint], <http://www.synfuels.com/WebsiteLNGTransportofValuableGases.pdf>.
JEFFERIES LLC, *LNG & LPG Shipping Fundamentals*, [Présentation], juin 2013, https://www.marinemoney.com/sites/all/themes/marinemoney/forums/MMWeek13/presentations/Wednesday/4_00%20PM%20Doug%20Mavrinac-LPG.pdf.

□ Système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de l'évaluation financière, le prix minimal des unités d'émission est fixé à 20 \$/tonne métrique d'équivalent CO₂ (\$/t eq. CO₂) à l'année 1, qui est l'année 2020 aux fins de l'analyse.

Rappelons qu'en 2013, le prix minimum était fixé à 10,75 \$/t eq. CO₂. L'article 49 du Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RLRQ, chapitre Q-2, r. 46.1) prévoit que le prix minimum est majoré de 5 % annuellement en plus d'être ajusté pour l'inflation⁶³. Sur cette base, en 2020, le prix devrait être supérieur à 17 \$/t eq. CO₂.

Afin également de tenir compte de l'incertitude liée aux prix futurs des unités d'émission, l'évaluation financière est basée sur des coûts variant entre 20 \$/t eq. CO₂ et 25 \$/t eq. CO₂ en 2020. Après 2020, les prix sont annuellement majorés de 5 % et indexés au taux de 2 %, et ce, même si le Règlement ne le prévoit pas explicitement après 2020.

La facture des crédits de carbone est calculée sur la base des émissions de GES⁶⁴ présentées dans l'étude AENV01, intitulée *Évaluation préliminaire des émissions de gaz à effet de serre (GES) générées par l'exploitation des hydrocarbures à Anticosti*⁶⁵.

Selon cette étude, les émissions de GES peuvent être modélisées avec la formule suivante⁶⁶ :

$$GES^i = P_N^i * \left(\frac{GES_N}{P_N} \right)_{MU} + P_P^{i-1} * \left(\frac{GES_P}{P_P} \right)_{MU}$$

Où :

- P_N^i = Nombre de nouveaux puits forés sur l'île d'Anticosti, à l'an (i);
- $(GES_N/P_N)_{MU}$ = GES par puits en développement, en kilotonnes de CO₂/puits, sur la base des informations compilées par la U.S. Environmental Protection Agency;
- P_P^{i-1} = Nombre de puits en production sur l'île d'Anticosti, à l'an ($i - 1$);
- $(GES_P/P_P)_{MU}$ = GES par puits en production, en kilotonnes de CO₂/puits, sur la base des informations compilées par la U.S. Environmental Protection Agency.

En remplaçant respectivement $(GES_N/P_N)_{MU}$ et $(GES_P/P_P)_{MU}$ par les coefficients estimés dans l'étude AENV01, soit 2,311 kilotonnes et 0,310 kilotonne de CO₂, on obtient la formule suivante :

$$GES^i = P_N^i * 2,311 + P_P^{i-1} * 0,310$$

Ces estimations n'incluent pas les émissions reliées au transport puisque les travaux concernant les options de transport des hydrocarbures hors de l'île n'avaient pas été effectués au moment de la réalisation de l'étude.

⁶³ Un taux de 2 % a été utilisé, ce qui correspond à la cible d'inflation de la Banque du Canada.

⁶⁴ La plupart des études traitant des émissions de GES liées à une possible exploitation des hydrocarbures de l'île d'Anticosti sont basées sur la formation de Bakken qui produit principalement du pétrole et où le gaz naturel est en partie brûlé. Les données des formations analogues au Macasty de l'île d'Anticosti laissent supposer une production d'environ 77,5 % de gaz naturel et de 22,5 % de pétrole. Dans ce contexte, les travaux sont basés sur l'hypothèse où le gaz naturel serait entièrement valorisé sur les marchés et non brûlé.

⁶⁵ Cette étude a été réalisée sur la base du scénario « Plus ». La quantité d'émissions utilisées aux fins du calcul du système de plafonnement et d'échange des droits d'émission de gaz à effet de serre (SPEDE) a été ajustée pour tenir compte du nombre de puits moindre dans le scénario « Optimisé ». Ce rapport est basé sur la version préliminaire du 4 mai 215.

⁶⁶ Essentiellement, les émissions de GES varient selon le nombre de puits forés et en activité.

❑ Redevances sur le pétrole et le gaz naturel

Les redevances sont calculées en fonction du Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1).

■ Redevances sur le gaz naturel

Pour le gaz naturel, le régime actuel prévoit le versement d'une redevance de 10,0 % ou de 12,5 % de la valeur au puits, selon la production moyenne quotidienne d'un puits.

TABLEAU 20

Régime actuel de redevances pour le gaz naturel

Productivité	Taux de redevance
Égale ou inférieure à 2 966 kpi ³ /j ⁽¹⁾	– 10 % de la valeur au puits
Supérieure à 2 966 kpi ³ /j	– 10 % de la valeur au puits sur les premiers 2 966 kpi ³ /j
	– 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent

(1) Millier de pieds cubes par jour. Le Règlement présente plutôt l'équivalent en mètres cubes, soit 84 000 mètres cubes.
Source : Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1), art. 104.

■ Redevances sur le pétrole

Pour le pétrole, le régime actuel prévoit le versement d'une redevance variant de 5,0 % à 12,5 % de la valeur au puits, selon la production moyenne quotidienne d'un puits pour un mois donné.

TABLEAU 21

Régime actuel de redevances pour le pétrole

Production quotidienne moyenne d'un puits pour un mois donné	Taux de redevance
Inférieure à 44 barils ⁽¹⁾	– 5 % de la valeur au puits
Entre 44 et 189 barils ⁽²⁾	– 5 % de la valeur au puits sur les 44 premiers barils
	– 10 % de la valeur au puits sur l'excédent
Plus de 189 barils ⁽²⁾	– 8,75 % de la valeur au puits sur les 189 premiers barils
	– 12,5 % de la valeur au puits sur l'excédent

(1) Le Règlement présente plutôt l'équivalent en mètres cubes, soit 7 mètres cubes.

(2) Le Règlement présente plutôt l'équivalent en mètres cubes, soit 30 mètres cubes.

Source : Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1), art. 104.

❑ Redevances prioritaires d'Hydro-Québec

Il est prévu dans le modèle qu'Hydrocarbures Anticosti paie une redevance à Hydro-Québec calculée sur la production de pétrole et de gaz naturel. Rappelons qu'Hydro-Québec a déjà détenu certains permis sur l'île d'Anticosti, qui ont été cédés à Pétrolia, en échange d'une redevance ou d'une participation s'il y avait production⁶⁷. Pétrolia ayant transféré les permis visés à Hydrocarbures Anticosti, cette dernière assume désormais les obligations contractées par Pétrolia envers Hydro-Québec.

Cette redevance représente un coût pour Hydrocarbures Anticosti, mais un revenu pour le gouvernement.

❑ Redevances sur l'eau

La redevance sur l'eau est établie à 0,07 \$/m³ d'eau prélevée, comme le prévoit le Règlement sur la redevance exigible pour l'utilisation de l'eau (RLRQ, chapitre Q-2, r. 42.1).

La quantité d'eau prélevée est estimée à 13 710 m³ par puits, sur la base de l'étude *Détermination des cours d'eau des Basses-Terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale*⁶⁸. Cette étude est basée sur un puits type d'une longueur horizontale de 1 600 mètres qui requiert environ 21 710 m³ d'eau, dont 8 000 m³ d'eau seraient récupérés et réutilisés.

1.4 Hypothèses financières

Plusieurs hypothèses financières sont également intégrées au modèle, notamment des prévisions pour les prix du pétrole et du gaz naturel, des taux d'indexation pour plusieurs composantes ainsi que la fiscalité en vigueur ou annoncée.

TABLEAU 22

Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants (en dollars américains constants de 2020)

	Minimum	Plus probable	Maximum
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	3,44	3,81	4,19
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	4,64	6,48	8,59
– Pétrole (\$/baril)	77,56	90,28	103,00
Prix (en 2045)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	4,27	5,19	6,11
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	5,77	8,83	12,53
– Pétrole (\$/baril)	91,20	122,17	153,13

(1) Le prix du gaz naturel liquéfié provient de calculs du Chantier Économie basés sur le ratio historique entre le prix au Henry Hub et le prix du GNL au Japon.

Source : Ministère des Finances du Québec.

⁶⁷ Aux fins de simplification, l'hypothèse a été faite qu'Hydro-Québec recevrait une redevance.

⁶⁸ Voir : MINISTÈRE DU DÉVELOPPEMENT DURABLE, DE L'ENVIRONNEMENT, DE LA FAUNE ET DES PARCS, *Détermination des cours d'eau des Basses-Terres du Saint-Laurent qui ne peuvent pas fournir le volume d'eau nécessaire à l'industrie du gaz de shale*, Étude E2-2, Bureau de coordination sur les évaluations stratégiques et Centre d'expertise hydrique du Québec, octobre 2013, http://www.bape.gouv.qc.ca/sections/mandats/gaz_de_schiste-enjeux/documents/PR3.6.3.pdf.

TABLEAU 23

Distributions des variables financières

	Minimum	Plus probable	Maximum
Facteur calorifique pour les liquides de gaz naturel (MBTU/kpi ³)	1,0	1,1	1,3
Pondération – Prix du gaz naturel outre-mer	1,35	1,7	2,05
Taux de change (USD/CAD)	0,72	0,82	0,92
Structure de capital		65 % fonds propres 35 % dette	
Participations du gouvernement (%)			
– Hydrocarbures Anticosti		35,0	
– Junex		16,5	
– Pétrolia		16,2	
Taux d'imposition (%) :			
– Québec		11,5	
– Canada		15,0	
Taux d'indexation (%) :			
– Coûts de forage		0	
– Coûts de production		0,5	
– Coûts de transport		2,0	
– Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission		5,0 % + inflation	
Inflation (%)		2	
Taux d'actualisation nominal (%)		10	
Taux d'amortissement dégressif (%)		25	

❑ Prévisions de prix des hydrocarbures

Les prévisions de prix utilisées dans le modèle sont basées sur les scénarios les plus récents du ministère des Finances du Québec qui prévoient que les prix seraient :

- de 3,81 \$ US/kpi³ de gaz naturel au Henry Hub⁶⁹ en 2020 et de 5,19 \$ US/kpi³ en 2045;
- de 6,48 \$ US/kpi³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine en 2020 et de 8,83 \$ US/kpi³ en 2045;
- de 90,28 \$ US/baril de pétrole pour le Brent⁷⁰ en 2020 et de 122,17 \$ US/barils en 2045.

Prévisions de prix en dollars de 2015
En dollars de 2015, les prévisions pour l'année 2020 correspondent à 3,48 \$ US/kpi ³ de gaz naturel, à 5,92 \$ US/kpi ³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine et à 82,47 \$ US/baril de pétrole.
Les prévisions pour 2045 correspondent en dollars de 2015 à 4,74 \$ US/kpi ³ de gaz naturel, à 8,07 \$ US/kpi ³ pour le gaz naturel dans l'option Navire-usine et à 111,59 \$ US/baril de pétrole.

Afin de tenir compte de l'incertitude liée aux prévisions de prix, des analyses de sensibilité ont été réalisées. Celles-ci permettent d'évaluer l'impact de scénarios de prix optimistes et pessimistes sur la rentabilité du projet.

Généralement, plus l'horizon d'une prévision est éloigné dans le temps, plus l'écart entre la valeur réalisée et la valeur prédite risque d'être élevé. Afin d'illustrer cette réalité, la variabilité des prix par rapport à la prévision de base augmente chaque année.

- La variabilité augmente graduellement pour atteindre deux écarts-types à partir de 2035.
- La valeur la plus probable correspond au scénario de base de la prévision de prix, tandis que les bornes minimales et maximales correspondent à partir de 2035 à un écart de deux écarts-types⁷¹ par rapport au scénario de base.
- Lors des simulations de Monte-Carlo, la valeur des écarts est distribuée selon une loi normale standard par rapport au scénario de base, ce qui implique qu'à partir de 2035, le prix déterminé se retrouve entre ces bornes approximativement 95 % du temps.

⁶⁹ Selon la Régie de l'énergie, le prix de fourniture au carrefour de Henry (Henry Hub) est un prix de référence en Amérique du Nord. Voir : RÉGIE DE L'ÉNERGIE, *Avis sur les approvisionnements en fourniture et transport de gaz naturel nécessaires pour répondre aux besoins en gaz naturel des consommateurs québécois à moyen et long termes*, Avis A 2014-01, 18 décembre 2014, http://www.regie-energie.qc.ca/documents/autres/Avis_A-2014-01.pdf.

⁷⁰ Le prix du Brent est généralement utilisé comme référence pour le prix du pétrole sur les marchés mondiaux (<http://www.petroileum.co.uk/benchmarks>). C'est actuellement le prix de référence des pétroles produits sur la côte atlantique.

⁷¹ Les écarts-types du prix du pétrole et du prix du gaz naturel ont été calculés sur un historique récent des prix annuels de chacun de ces hydrocarbures.

Le prix du gaz naturel dans l'option Navire-usine est estimé à partir du prix du gaz naturel à l'état gazeux au Henry Hub, lequel est majoré afin de tenir compte des prix historiquement plus élevés du gaz naturel liquéfié sur les marchés outre-mer. Le prix du gaz naturel liquéfié correspond au prix auquel il serait vendu à un intermédiaire outre-mer, qui s'occuperait de le gazéifier et de l'acheminer aux consommateurs.

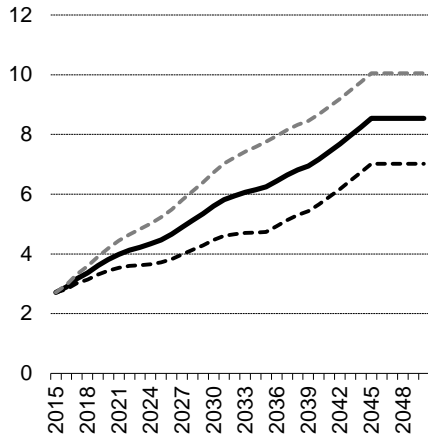
Les prévisions étant disponibles jusqu'en 2045, la croissance des prix des hydrocarbures est considérée comme nulle à partir de cette année jusqu'en 2095, étant donné la grande incertitude concernant le prix des hydrocarbures. Puisque l'inflation sur les revenus devient nulle à partir de 2045, toutes les hypothèses d'inflation du modèle sont considérées comme étant nulle à partir de cette même année.

Une analyse a également été réalisée pour estimer l'impact d'un prix plus faible pour le pétrole et stable sur toute la durée de l'exploitation afin de tenir compte de politiques de lutte contre les changements climatiques qui pourraient être plus contraignantes ou de possibles nouvelles découvertes d'hydrocarbures qui viendraient augmenter l'offre. Il a été estimé que le prix minimal, sur toute la période, en dollars constants de 2020, permettant au projet d'être rentable se situe entre 81 \$ US/baril et 82 \$ US/baril, selon l'option de transport du gaz naturel analysé.

Par ailleurs, le même exercice a été réalisé pour le gaz naturel. Ainsi, il a été estimé que le prix minimal, sur toute la période, en dollars constants de 2020 permettant au projet d'être rentable se situe à 3,18 \$ US/kpi³ pour l'option Gazoduc et à 3,62 \$ US/kpi³ pour l'option Navire-Usine.

GRAPHIQUE 16

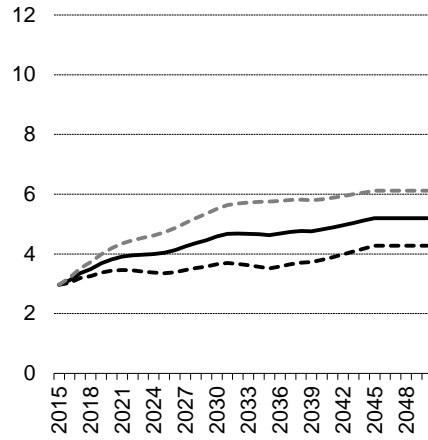
Prévisions de prix du gaz naturel en dollars courants
(\$ US/kpi³)



Note : Les pointillés correspondent à un écart atteignant ± 2 écarts-types à partir de l'an 2035.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 17

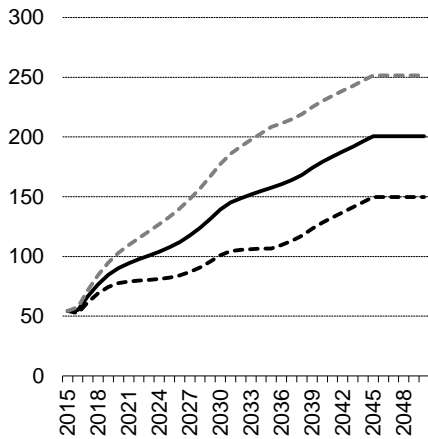
Prévisions de prix du gaz naturel en dollars constants de 2020
(\$ US/kpi³)



Note : Les pointillés correspondent à un écart atteignant ± 2 écarts-types à partir de l'an 2035.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 18

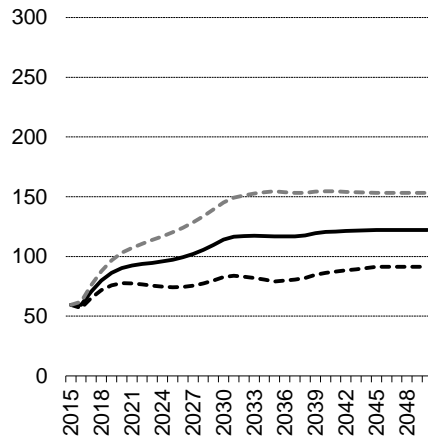
Prévisions de prix du pétrole en dollars courants
(\$ US/baril)



Note : Les pointillés correspondent à un écart atteignant ± 2 écarts-types à partir de l'an 2035.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 19

Prévisions de prix du pétrole en dollars constants de 2020
(\$ US/baril)



Note : Les pointillés correspondent à un écart atteignant ± 2 écarts-types à partir de l'an 2035.
Source : Ministère des Finances du Québec.

■ Prix du gaz naturel incluant des liquides de gaz naturel

Sur la base des données d'un des analogues retenus, la formation de l'Utica en Ohio, le gaz naturel de l'île d'Anticosti pourrait contenir des quantités importantes de liquides de gaz naturel, par exemple de l'éthane, du butane et du propane. Ces composantes ont pour effet d'augmenter le rendement calorifique du gaz naturel et ainsi sa valeur commerciale. Le prix du gaz naturel est donc ajusté à la hausse d'un facteur variant entre 0 % et 30 %, pour illustrer la quantité de liquides qui pourrait être présente avec le gaz à la sortie du puits.

La borne maximale a été fixée selon l'hypothèse concernant la composition du gaz naturel utilisée dans le cadre des études *Évaluation conceptuelle des besoins en infrastructures de transport des hydrocarbures extraits de l'île d'Anticosti nécessaires à l'exportation vers les marchés de consommation* (ATRA01) et *Élaboration d'un projet type concernant les activités liées au pétrole et au gaz à Anticosti* (AENV17) réalisées par la firme WSP Canada.

■ Prix du gaz naturel liquéfié

Les prévisions de prix du gaz naturel représentent le prix pour du gaz naturel à l'état gazeux au Henry Hub. Dans l'option de transport impliquant un navire-usine, le prix du gaz naturel est majoré entre 35 % et 105 % avec une valeur moyenne de 70 % afin de tenir compte du prix historiquement plus élevé du gaz naturel liquéfié (GNL). Cette majoration est basée sur une comparaison historique du prix du gaz naturel à l'état gazeux au Henry Hub par rapport au prix du GNL vendu au Japon.

Les périodes de haute volatilité ont été exclues du calcul du ratio historique entre le prix du GNL au Japon et le prix au Henry Hub afin d'obtenir une estimation correspondant à la tendance à long terme.

□ Taux de change

Le taux de change de long terme a été établi à 0,82 USD/CAD sur la base des prévisions de l'automne 2015 du ministère des Finances du Québec.

Afin de prendre en compte la volatilité de ce paramètre, une distribution triangulaire bornée entre 0,72 USD/CAD et 0,92 USD/CAD est utilisée. Cet écart a été déterminé en fonction de l'écart-type observé entre le dollar américain et le dollar canadien de 1975 à 2015.

□ Structure de capital

L'évaluation financière d'un projet est réalisée sur la base d'un financement composé à 100 % de fonds propres. Cette hypothèse implique que la décision d'investissement est prise sans tenir compte des avantages potentiels liés au mode de financement, qui, dans certains cas, pourraient avoir pour effet de favoriser la rentabilité économique d'un projet.

- L'idée repose sur le principe qu'une entreprise ne devrait jamais s'endetter dans le but de financer un projet qui n'est pas rentable lorsque considéré sans financement.
- D'autre part, la VAN des bénéfices est calculée sur la base des flux monétaires théoriques, c'est-à-dire l'horizon temporel théorique où ils sont censés être constatés. Cela revient à dire qu'un avantage fiscal tel que le report d'impôt n'est pas pris en compte dans le calcul de la VAN des bénéfices, ce qui rend la méthode de calcul conservatrice dans le cas d'un projet nécessitant d'importants investissements en capital.

Toutefois, les revenus du gouvernement et des entreprises ainsi que les retombées économiques sont évalués sur la base d'une structure de capital composée à 35 % de dette et à 65 % de fonds propres, où la dette est financée à un taux de long terme de 6 %.

- Contrairement au calcul de la VAN des bénéficiaires, l'estimation des revenus potentiels pour le gouvernement nécessite de prendre en compte tous les avantages fiscaux existants, puisque ceux-ci peuvent impliquer une perte ou un report au niveau des revenus anticipés du gouvernement.
- Le report d'impôt et la déduction pour les frais d'intérêt sont aussi considérés dans ce calcul.

□ Participations du gouvernement

Le gouvernement possède des participations dans Hydrocarbures Anticosti ainsi que dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia, soit :

- 35 % d'Hydrocarbures Anticosti;
- environ 16,5 % du capital-actions de Junex;
- environ 16,2 % du capital-actions de Pétrolia⁷².

Ces participations lui permettent d'obtenir une part directe et indirecte des bénéfices liés à l'exploitation. Toutefois, pour maintenir son niveau de participation constant dans le temps, le gouvernement devrait aussi assumer sa part des coûts et des investissements dans le projet. Il s'agit de l'hypothèse utilisée dans le modèle.

□ Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation nominal utilisé pour les évaluations financières est de 10 %. Il s'agit du taux de rendement généralement recherché par l'industrie pour ce type de projet.

- Ce taux est souvent utilisé par l'industrie dans les rapports pour évaluer la valeur des réserves, notamment dans les rapports de réserve (51-101)⁷³.

Étant donné que l'inflation est considérée comme nulle après 2045, le taux d'actualisation nominal utilisé après cette date correspond au taux d'actualisation réel, soit 7,84 %.

Les taux d'actualisation réel et nominal sont régis par la relation suivante :

$$Taux\ réel = \frac{(1 + \text{taux nominal})}{(1 + \text{taux d'inflation})} - 1$$

⁷² Le 1^{er} septembre 2015, le gouvernement, par l'entremise de Ressources Québec, a annoncé un investissement de 3,8 millions de dollars pour une première phase de travaux d'exploration effectués par Pétrolia sur la propriété Bourque. La transaction n'étant pas clôturée au moment d'écrire ces lignes, il est prévu que la participation du gouvernement soit d'environ 16,2 %.

⁷³ SOCIETY OF PETROLEUM EVALUATION ENGINEERS (CALGARY CHAPTER) et CANADIAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGY & PETROLEUM (PETROLEUM SOCIETY), *Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*, première édition, vol. 2, 28 avril 2004, <http://www.albertasecurities.com/Regulatory%20Instruments/COGEH2.pdf>.

□ Taux d'imposition

Les taux d'imposition utilisés correspondent aux taux généraux d'imposition sur les revenus des sociétés au provincial⁷⁴ et au fédéral.

Toutefois, la part des bénéficiaires qui reviendrait au gouvernement du Québec, à titre de commanditaire d'Hydrocarbures Anticosti, n'est pas assujettie à l'impôt sur le revenu des sociétés.

— En effet, la convention de société en commandite d'Hydrocarbures Anticosti prévoit la méthode d'attribution des bénéficiaires et des pertes de la société entre ses commanditaires.

□ Taux d'indexation

La plupart des coûts considérés dans le modèle sont indexés jusqu'en 2045. Comme les prévisions de long terme comportent beaucoup d'incertitude et que les prévisions de prix sont disponibles jusqu'en 2045, aucune variable n'est indexée après cette année, à l'exception du système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre, dont le règlement prévoit actuellement une majoration de 5 % par année, indépendamment de l'inflation.

Les taux d'inflation pour les coûts de forage et les coûts de production ont été déterminés à la suite de discussions avec Ryder Scott et d'autres joueurs de l'industrie.

■ Coûts de forage

Le taux d'inflation des coûts de forage est considéré comme nul en raison des progrès technologiques observés dans cette industrie, qui ont historiquement eu comme effet de limiter et même de réduire les coûts de forage.

■ Coûts de production

Le taux d'inflation des coûts de production utilisé dans le modèle est de 0,5 % annuellement afin de refléter à la fois les hausses de salaire de la main-d'œuvre qui font augmenter les coûts et les progrès technologiques qui exercent généralement des pressions à la baisse sur ces coûts.

■ Coûts de transport

Les coûts de transport sont indexés à 2 %, ce qui correspond à la cible d'inflation de la Banque du Canada.

■ Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre

Comme le prévoit le Règlement concernant le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre (RLRQ, chapitre Q-2, r. 46.1), les droits d'émissions sont majorés d'un taux de 5 % auquel s'ajoute l'inflation qui, dans l'évaluation financière, est fixée à 2 %.

Après 2045, aucune indexation n'est prévue en fonction de l'inflation, mais la majoration annuelle de 5 % continue de s'appliquer, même si le Règlement ne le prévoit pas explicitement après 2020.

□ Taux d'inflation

Le taux d'inflation est de 2 %, ce qui correspond à la cible de la Banque du Canada.

⁷⁴ Le taux utilisé est celui annoncé dans le cadre du budget 2015-2016. Voir : MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC, *Budget 2015-2016 – Le Plan économique du Québec*, mars 2015.

ANNEXE II : TABLEAUX DES HYPOTHÈSES

Les tableaux qui suivent présentent les hypothèses utilisées dans le modèle financier et leur distribution. Les justifications de ces hypothèses se trouvent à l'annexe I.

— Sauf avis contraire, les valeurs présentées correspondent à une distribution triangulaire.

TABLEAU 24

Paramètres de la distribution de la production initiale

Gaz naturel	P90 ⁽¹⁾	P50 ⁽¹⁾	P10 ⁽¹⁾	Moyenne	Écart-type
Gaz naturel (en Mpi ³ /mois)	15,4	54,9	187,5	82,5	81,6
Pétrole ⁽²⁾	Minimum ⁽³⁾	Plus probable ⁽³⁾	Maximum ⁽³⁾	Moyenne ⁽³⁾	
Pétrole (baril/Mpi ³)	25	50	75	50 ⁽⁴⁾	10,22

(1) La distribution des productions initiales de gaz naturel suit une loi log-normale et les bornes présentées correspondent aux probabilités d'obtenir une valeur supérieure ou égale à celle indiquée. Par exemple, dans le cas du gaz naturel, P90 signifie qu'il y a 90 % de probabilité que la valeur obtenue soit supérieure ou égale à 15,4 Mpi³/mois.

(2) Dans le cas de la formation de Macasty, la production de pétrole dépendrait de la quantité de gaz naturel extraite, d'où l'unité utilisée : baril/Mpi³ de gaz naturel.

(3) Les valeurs minimum et maximum correspondent aux bornes d'une distribution triangulaire, alors que la valeur la plus probable correspond au mode de la distribution.

(4) Représente 4 125 barils/mois.

TABLEAU 25

Distributions des hypothèses de la courbe de déclin de la production

	Minimum	Plus probable	Maximum
Déclin annuel effectif (%)	70	80	95
Facteur $b^{(1)}$	1,00	1,25	1,50

(1) Le facteur b sert à déterminer le type de déclin (exponentiel, hyperbolique ou harmonique).

TABLEAU 26

Variables de coûts considérées dans le modèle financier

	Minimum	Plus probable	Maximum
Coûts de forage (M\$ par puits)	6,4	8,8	11,2
Coûts d'une plateforme (M\$ par plateforme)		4,5	
Coûts de fermeture des puits (\$/puits)		180 000	
Coûts en infrastructures de transport et de transformation			
– Option Navire-usine (M\$ US)	7 125	7 125	9 623 ⁽¹⁾
– Option Gazoduc (M\$ US)	7 621 ⁽²⁾	9 637	12 528 ⁽³⁾
Coûts fixes d'exploitation (\$/mois)	150 000	200 000	250 000
Coûts fixes par puits – 3 premières années (\$/puits/mois)	5 000	7 500	10 000
Coûts fixes par puits – Après 3 ans (\$/puits/mois) ⁽⁴⁾	4 000	6 000	8 000
Coûts variables de production			
– Gaz naturel – Extraction (\$/kpi ³)	0,25	0,50	0,75
– Gaz naturel – Liquéfaction (\$/kpi ³)	3,00	3,25	3,50
– Pétrole (\$/baril)	1,25	1,50	1,75
Part du gaz naturel utilisé pour la liquéfaction (%) ⁽⁵⁾	9	12	15
Coûts de transport			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	0,50	0,75	1,00
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³)	2,00	3,00	4,00
– Pétrole (en \$/baril)	2,00	3,00	4,00
Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (\$/t eq. CO ₂) ⁽⁶⁾	20	20	25
Redevances ⁽⁷⁾			
– Gaz naturel		De 10 % à 12,5 %	
– Pétrole		De 5 % à 12,5 %	
Redevances sur l'eau (\$/m ³)		0,07	
Loyer des baux d'exploitation (\$/km ²)		390	

(1) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 %.

(2) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures serait de 0 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc atteindrait 50 %.

(3) Dans le cas où la majoration de l'ensemble des coûts des infrastructures atteindrait 30 % et où la pondération à la baisse des coûts du gazoduc serait de 0 %.

(4) Les coûts après 3 années d'exploitation sont plus faibles pour illustrer une courbe d'apprentissage.

(5) La liquéfaction du gaz est une opération qui requiert beaucoup d'énergie. Une part du gaz extrait sert donc au processus de liquéfaction. Toutefois, selon l'article 204 de la *Loi sur les mines* (RLRQ, chapitre M-13.1), comme cette part du gaz extrait n'est pas utilisée sur les lieux de la plateforme, elle est assujettie à la redevance gouvernementale.

(6) En 2020, par la suite indexée à 5 % plus l'inflation.

(7) Sur la base du régime de redevances prévu au *Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains* (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1), selon lequel les taux varient en fonction de la production.

TABLEAU 27

Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars courants

(en dollars américains courants)

	Minimum	Plus probable	Maximum
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	3,44	3,81	4,19
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	4,64	6,48	8,59
– Pétrole (\$/baril)	77,56	90,28	103,00
Prix (en 2045)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	7,02	8,53	10,04
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	9,48	14,51	20,59
– Pétrole (\$/baril)	149,83	200,70	251,57

(1) Le prix du gaz naturel liquéfié provient de calculs du Chantier Économie basés sur le ratio historique entre le prix au Henry Hub et le prix du GNL au Japon. Le détail des calculs est présenté à l'annexe I.

Source : Ministère des Finances du Québec.

TABLEAU 28

Prévisions de prix des hydrocarbures en dollars constants

(en dollars américains constants de 2020)

	Minimum	Plus probable	Maximum
Prix (en 2020)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	3,44	3,81	4,19
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	4,64	6,48	8,59
– Pétrole (\$/baril)	77,56	90,28	103,00
Prix (en 2045)			
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	4,27	5,19	6,11
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³) ⁽¹⁾	5,77	8,83	12,53
– Pétrole (\$/baril)	91,20	122,17	153,13

(1) Le prix du gaz naturel liquéfié provient de calculs du Chantier Économie basés sur le ratio historique entre le prix au Henry Hub et le prix du GNL au Japon. Le détail des calculs est présenté à l'annexe I.

Source : Ministère des Finances du Québec.

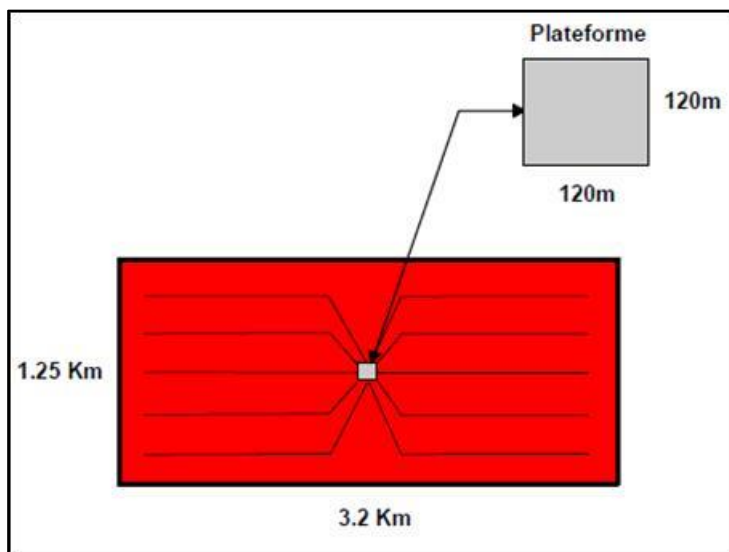
TABLEAU 29

Distributions des hypothèses financières

	Minimal	Plus probable	Maximum
Facteur calorifique pour les liquides de gaz naturel (MBTU/kpi ³)	1,0	1,1	1,3
Pondération – Prix du gaz naturel outre-mer	1,35	1,7	2,05
Taux de change (USD/CAD)	0,72	0,82	0,92
Structure de capital		65 % fonds propres 35 % dette	
Participations (%)			
– Hydrocarbures Anticosti		35,0	
– Junex		16,5	
– Pétrolia		16,2	
Taux d'imposition (%) :			
– Québec		11,5	
– Canada		15,0	
Taux d'indexation (%) :			
– Coûts de forage		0	
– Coûts de production		0,5	
– Coûts de transport		2,0	
– Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (SPEDE)		5,0 % + inflation	
Inflation (%)		2,0	
Taux d'actualisation nominal (%)		10,0	
Taux d'amortissement dégressif (%)		25,0	

ANNEXE III : ILLUSTRATION D'UNE PLATEFORME

Représentation d'une plateforme à 10 puits

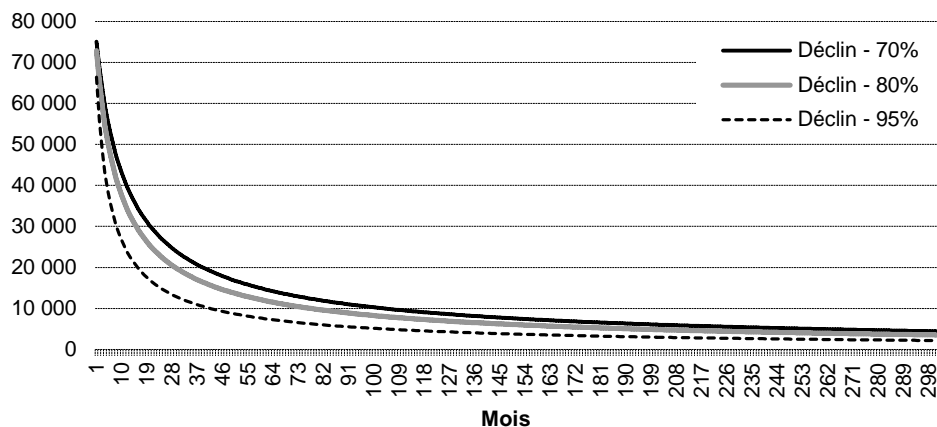


Note : Seule la plateforme de 120 m sur 120 m est visible de la surface.

ANNEXE IV : COURBES DE DÉCLIN

GRAPHIQUE 20

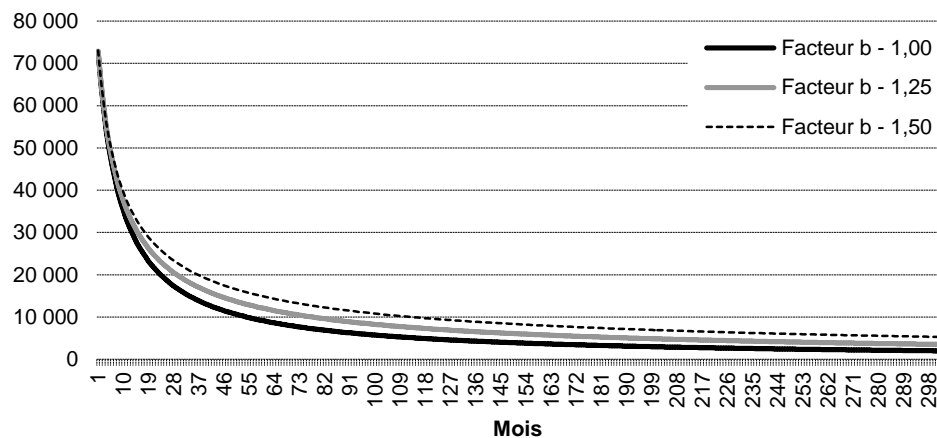
Exemple de courbes de déclin – Déclin annuel effectif (production mensuelle en kpi³)



Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 21

Exemple de courbes de déclin – Facteur $b^{(1)}$ (production mensuelle en kpi³)



(1) Le facteur b sert à déterminer le type de déclin (exponentiel, hyperbolique ou harmonique).

Sources : Ryder Scott et calculs du Chantier Économie.

ANNEXE V : ESTIMATIONS DES BÉNÉFICES

TABLEAU 30

Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars courants (sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Revenus	316	255
Moins :		
– Investissements	47	50
– Dépenses ⁽¹⁾	153	84
Bénéfices	116	122
– Pour les entreprises	62 %	62 %
– Pour le gouvernement ⁽²⁾	38 %	38 %

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Les dépenses présentées ici comprennent les dépenses courantes, les redevances ainsi que les impôts payés.

(2) Les bénéfices du gouvernement sont attribuables à sa participation dans Hydrocarbures Anticosti ainsi qu'à ses participations dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia sous l'hypothèse, aux fins de simplification, que les profits seraient redistribués aux actionnaires.

TABLEAU 31

Estimations des bénéfices de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars constants de 2020 (sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Revenus	203	164
Moins :		
– Investissements	35	37
– Dépenses ⁽¹⁾	98	53
Bénéfices	71	75
– Pour les entreprises	62 %	62 %
– Pour le gouvernement ⁽²⁾	38 %	38 %

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Les dépenses présentées ici comprennent les dépenses courantes, les redevances ainsi que les impôts payés.

(2) Les bénéfices du gouvernement sont attribuables à sa participation dans Hydrocarbures Anticosti ainsi qu'à ses participations dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia sous l'hypothèse, aux fins de simplification, que les profits seraient redistribués aux actionnaires.

TABLEAU 32

Estimations des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars courants
(sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Bénéfices ⁽¹⁾		
– Participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti	37	39
– Participation du gouvernement dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia	6	7
Impôt sur le revenu des sociétés	11	11
Redevances ⁽²⁾	20	20
TOTAL	74	78

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

- (1) Les revenus nets attribuables aux participations sont basés sur la participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti ainsi que dans le capital-actions de Pétrolia et de Junex, sous l'hypothèse que les profits sont redistribués aux actionnaires.
(2) Sont inclus les redevances sur la base du régime de redevances actuellement prévu au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1) ainsi que les redevances prioritaires à Hydro-Québec, les redevances sur l'eau et le loyer des baux d'exploitation.

TABLEAU 33

Estimations des bénéfices pour le gouvernement de l'exploitation des hydrocarbures en milliards de dollars constants de 2020
(sur la base du scénario « Optimisé »)

	Navire-usine	Gazoduc
Bénéfices ⁽¹⁾		
– Participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti	23	24
– Participation du gouvernement dans le capital-actions de Junex et de Pétrolia	4	4
Impôt sur le revenu des sociétés	7	7
Redevances ⁽²⁾	13	13
TOTAL	46	48

Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

- (1) Les revenus nets attribuables aux participations sont basés sur la participation du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti ainsi que dans le capital-actions de Pétrolia et de Junex, sous l'hypothèse que les profits sont redistribués aux actionnaires.
(2) Sont inclus les redevances sur la base du régime de redevances actuellement prévu au Règlement sur le pétrole, le gaz naturel et les réservoirs souterrains (RLRQ, chapitre M-13.1, r. 1) ainsi que les redevances prioritaires à Hydro-Québec, les redevances sur l'eau et le loyer des baux d'exploitation.

ANNEXE VI : ANALYSE DE SENSIBILITÉ

TABEAU 34

Analyse de sensibilité sur la distribution des hypothèses

	Distribution (borne maximale et minimale)	VAN des bénéfices (en M\$) et TRI			
		Option Gazoduc		Option Navire-usine	
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Hypothèses de production					
Production initiale par puits					
– Gaz naturel (Mpi ³ /mois)	[15,4 ; 187,5]	(9 997) N.D.	20 428 21,70 %	(8 988) N.D.	18 584 21,57 %
– Pétrole (baril/Mpi ³)	[25 ; 75]	(2 290) 8,18 %	6 163 14,11 %	(2 393) 7,92 %	6 059 14,48 %
Courbe de déclin					
– Déclin annuel effectif (%)	[70 ; 95]	4 703 13,15 %	(2 760) 7,70 %	4 361 13,21 %	(2 443) 7,74 %
– Facteur <i>b</i>	[1,00 ; 1,50]	(661) 9,47 %	4 543 12,96 %	(566) 9,49 %	4 248 13,04 %
Hypothèses de coûts					
Coûts de forage (M\$/puits)	[6,4 ; 11,2]	3 405 12,52 %	513 10,36 %	3 301 12,72 %	410 10,31 %
Coûts fixes en infrastructures de transport et de transformation					
– Option Navire-usine (M\$ US)	[7 125 ; 9 623]	NSP	NSP	1 988 11,59 %	487 10,34 %
– Option Gazoduc (M\$ US)	[7 621 ; 12 528]	3 230 12,65 %	(460) 9,73 %	NSP	NSP
Coûts fixes d'exploitation (\$/mois)	[150 000 ; 250 000]	1 964 11,41 %	1 954 11,40 %	1 860 11,47 %	1 850 11,46 %
Coûts fixes par puits (\$/puits/mois)	[5 000 ; 10 000]	2 114 11,51 %	1 803 11,30 %	2 011 11,58 %	1 700 11,35 %
Coûts variables de production					
– Gaz naturel – Extraction (\$/kpi ³)	[0,25 ; 0,75]	2 231 11,59 %	1 687 11,21 %	2 095 11,65 %	1 615 11,28 %
– Gaz naturel – Liquéfaction (\$/kpi ³)	[3,00 ; 3,50]	NSP	NSP	2 095 11,65 %	1 615 11,28 %
– Pétrole (\$/baril)	[1,25 ; 1,75]	1 973 11,41 %	1 945 11,39 %	1 869 11,47 %	1 842 11,45 %

TABLEAU 34 (suite)

Analyse de sensibilité sur la distribution des hypothèses

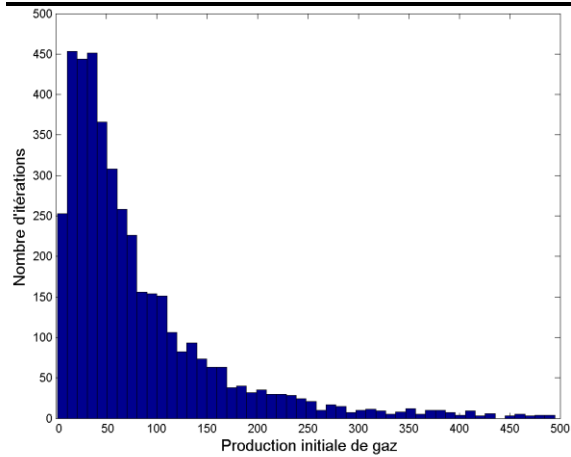
	Distribution (borne maximale et minimale)	VAN des bénéfiques (en M\$) et TRI			
		Option Gazoduc		Option Navire-usine	
		Minimum	Maximum	Minimum	Maximum
Coûts de transport					
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	[0,50 ; 1,00]	2 261 11,61 %	1 656 11,19 %	NSP	NSP
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³)	[2,00 ; 4,00]	NSP	NSP	3 049 12,37 %	661 10,53 %
– Pétrole (\$/baril)	[2,00 ; 4,00]	2 022 11,45 %	1 896 11,36 %	1 919 11,51 %	1 792 11,42 %
Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission (\$/t eq. CO ₂)	[20 ; 25]	1 959 11,40 %	1 896 11,36 %	1 855 11,46 %	1 792 11,42 %
Hypothèses financières					
Prix (en 2020)					
– Gaz naturel – Option Gazoduc (\$/kpi ³)	[3,44 ; 4,19]	481 10,36 %	3 437 12,39 %	(445) 9,63 %	4 156 13,15 %
– Gaz naturel – Option Navire-usine (\$/kpi ³)	[4,64 ; 8,59]	NSP	NSP	(2 570) 7,75 %	7 302 15,31 %
– Pétrole (\$/baril)	[77,56 ; 103,00]	(412) 9,69 %	4 330 12,97 %	(516) 9,57 %	4 226 13,20 %
Facteur calorifique pour les liquides de gaz naturel (MBTU/kpi ³)	[1,0 ; 1,3]	1 266 10,92 %	3 345 12,33 %	776 10,63 %	4 013 13,06 %
Taux de change (USD/CAD)	[0,72 ; 0,92]	3 355 12,13 %	866 10,69 %	4 017 12,81 %	164 10,14 %

Source : Calculs du ministère des Finances du Québec.

ANNEXE VII : DISTRIBUTION DES HYPOTHÈSES

GRAPHIQUE 22

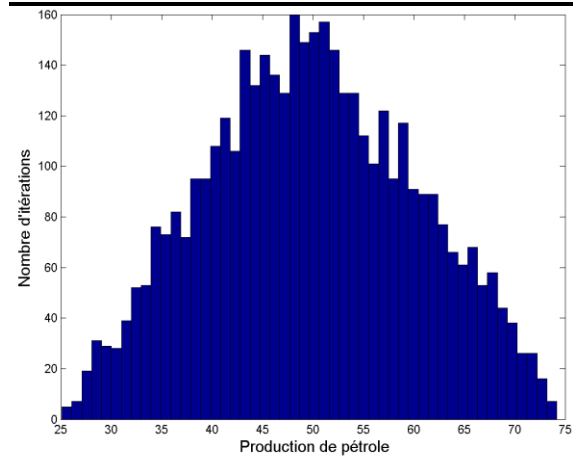
Distribution de la production initiale de gaz naturel des puits
(en Mpi^3/mois , 4 155 itérations de puits par projet)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 23

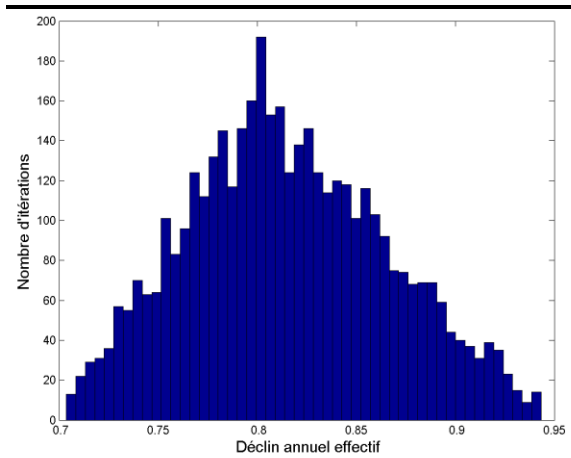
Distribution de la production de pétrole en fonction du gaz naturel extrait des puits
(en $\text{baril}/\text{Mpi}^3$, 4 155 itérations de puits par projet)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 24

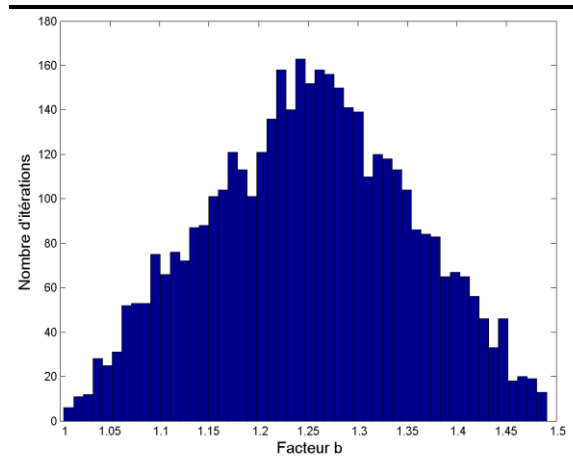
Distribution du déclin annuel effectif des puits
(en pourcentage, 4 155 itérations de puits par projet)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 25

Distribution du facteur $b^{(1)}$ des puits
(en unité, 4 155 itérations de puits par projet)

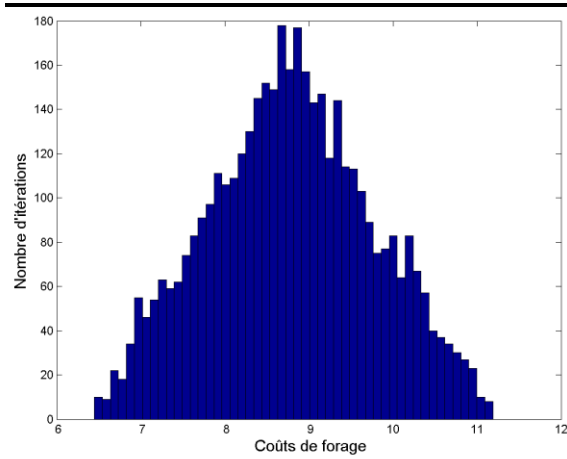


(1) Le facteur b sert à déterminer le type de déclin (exponentiel, hyperbolique ou harmonique).
Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 26

Distribution des coûts de forage des puits

(en M\$, 4 155 itérations de puits par projet)

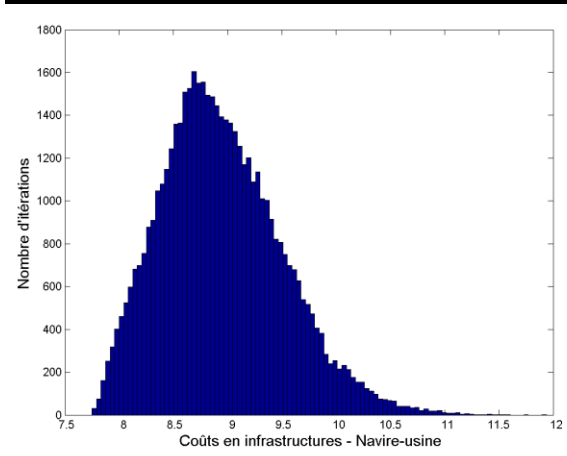


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 27

Distribution des coûts en infrastructures – Option Navire-usine

(en G\$, 50 000 itérations de projets)

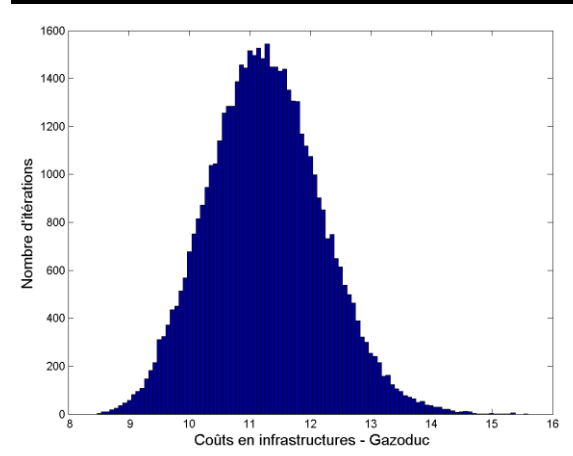


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 28

Distribution des coûts en infrastructures – Option Gazoduc

(en G\$, 50 000 itérations de projets)

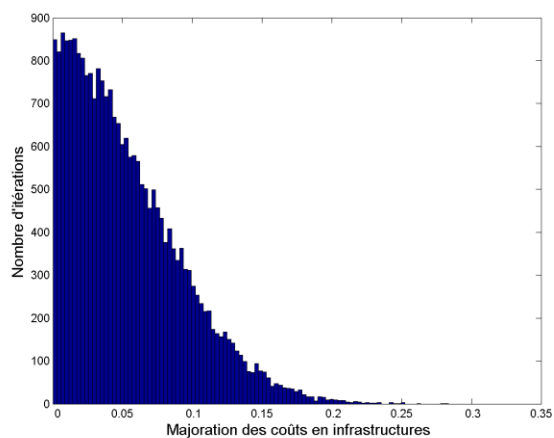


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 29

Distribution de la majoration sur le coût des infrastructures

(en pourcentage, pour les itérations visées par la majoration)

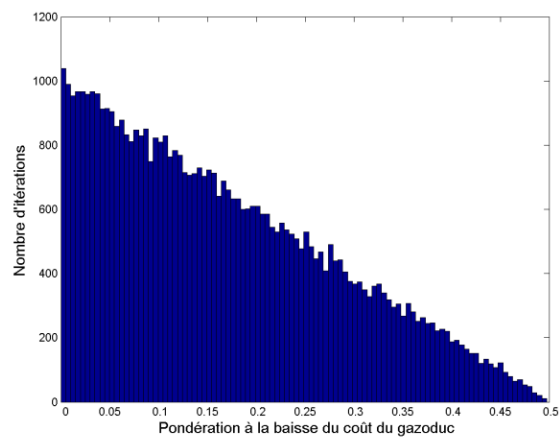


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 30

Distribution de la pondération à la baisse sur le coût du gazoduc

(en pourcentage, 50 000 itérations de projets)

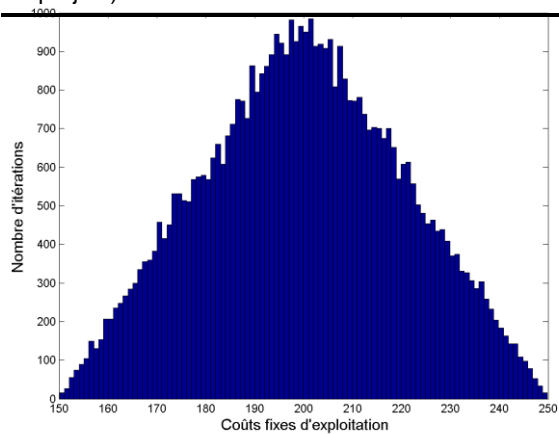


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 31

Distribution des coûts fixes d'exploitation

(en \$/mois, 50 000 itérations de projets)

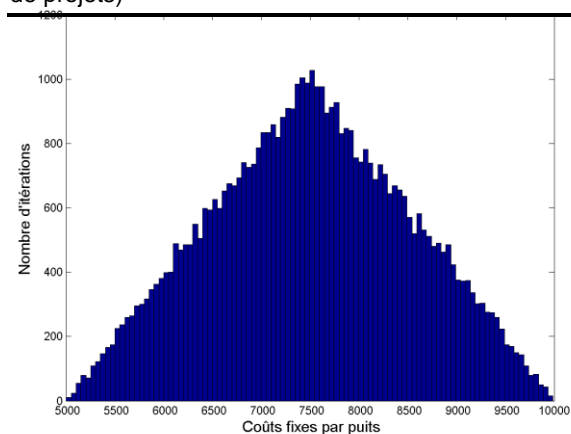


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 32

Distribution des coûts fixes par puits

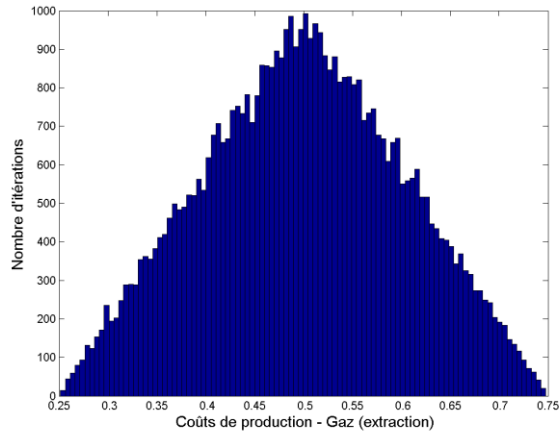
(en \$/puits/mois, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 33

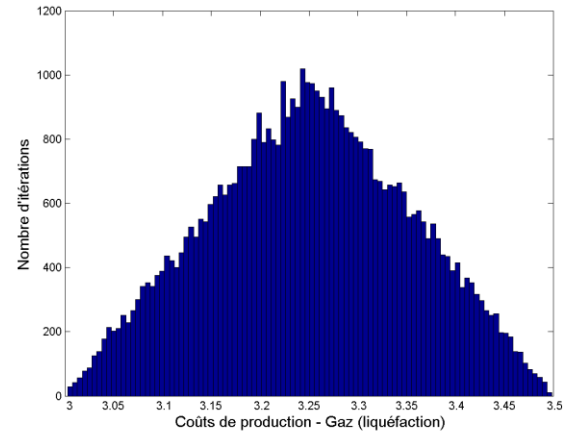
Distribution des coûts variables de production – Gaz naturel (extraction)
(en \$/kpi³, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 34

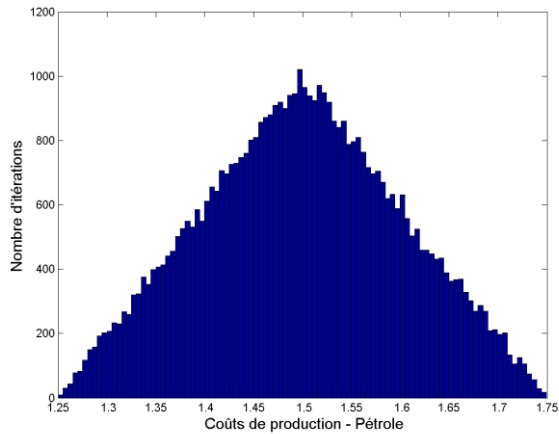
Distribution des coûts variables de production – Gaz naturel (liquéfaction)
(en \$/kpi³, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 35

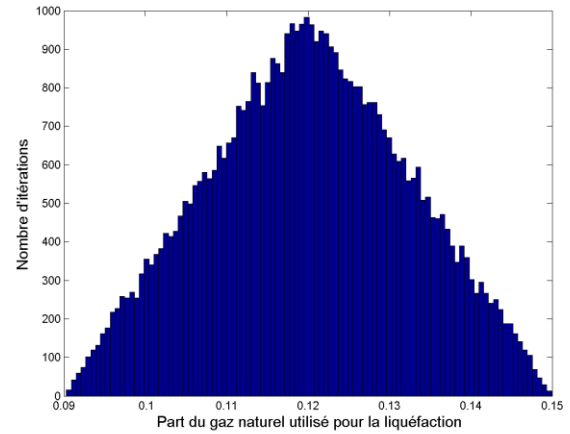
Distribution des coûts variables de production – Pétrole
(en \$/baril, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 36

Distribution de la part du gaz naturel utilisé pour la liquéfaction
(en pourcentage, 50 000 itérations de projets)

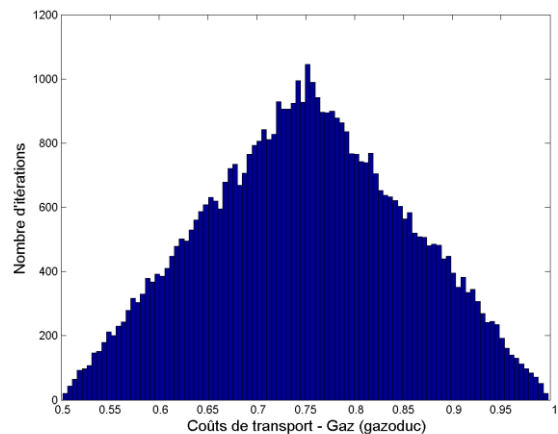


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 37

**Distribution des coûts de transport –
Gaz naturel (gazeux)**

(en \$/kpi³, 50 000 itérations de projets)

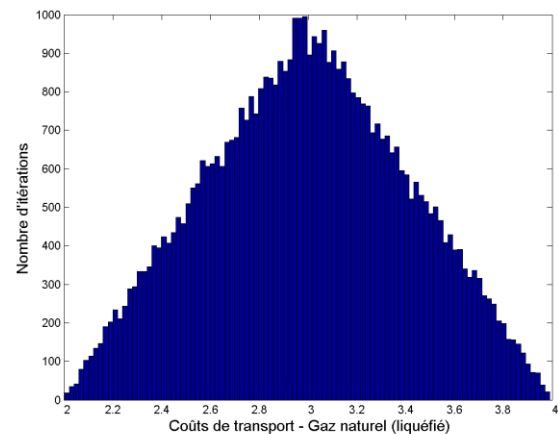


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 38

**Distribution des coûts de transport –
Gaz naturel (liquéfié)**

(en \$/kpi³, 50 000 itérations de projets)

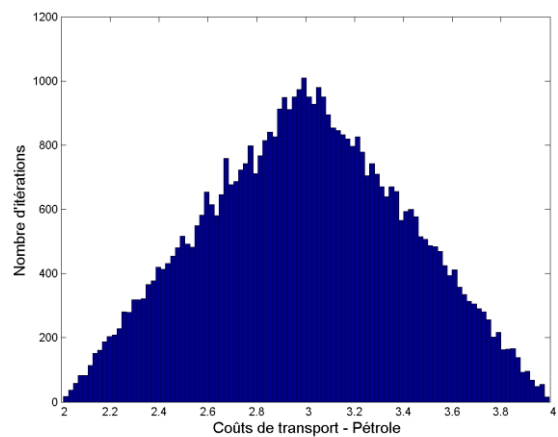


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 39

**Distribution des coûts de transport –
Pétrole**

(en \$/baril, 50 000 itérations de projets)

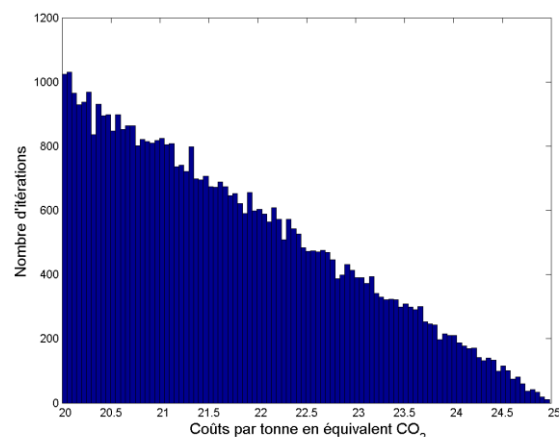


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 40

**Distribution des coûts du système de
plafonnement et d'échange de droits
d'émission de gaz à effet de serre**

(en \$/t eq. CO₂, 50 000 itérations de projets)

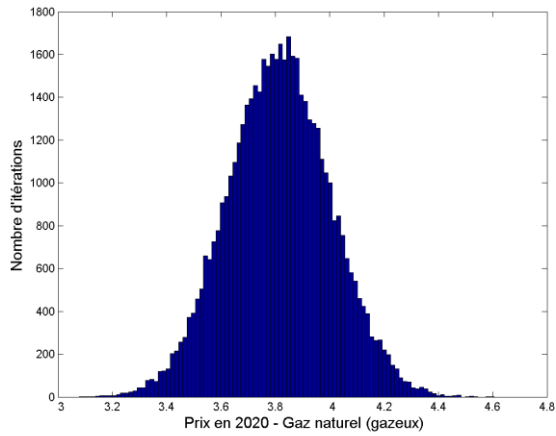


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 41

**Distribution du prix du gaz naturel (gazeux)
en 2020**

(en $\$/kpi^3$, 50 000 itérations de projets)

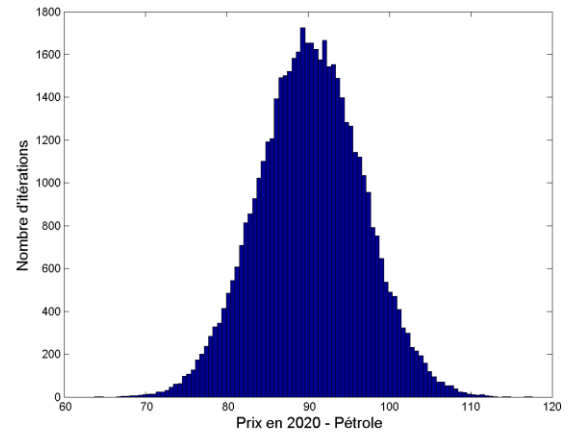


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 42

**Distribution du prix du pétrole
en 2020**

(en $\$/baril$, 50 000 itérations de projets)

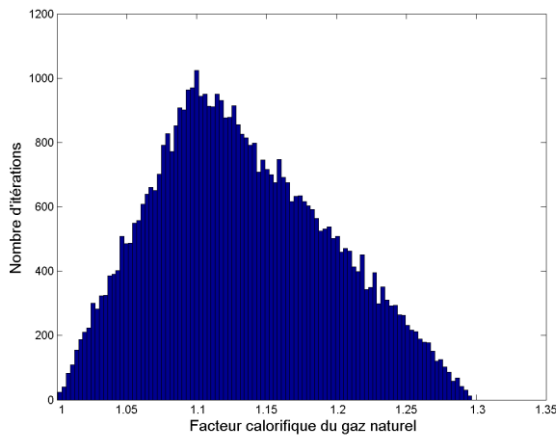


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 43

**Distribution du facteur calorifique
pour les liquides de gaz naturel**

(en $MBTU/kpi^3$, 50 000 itérations de projets)

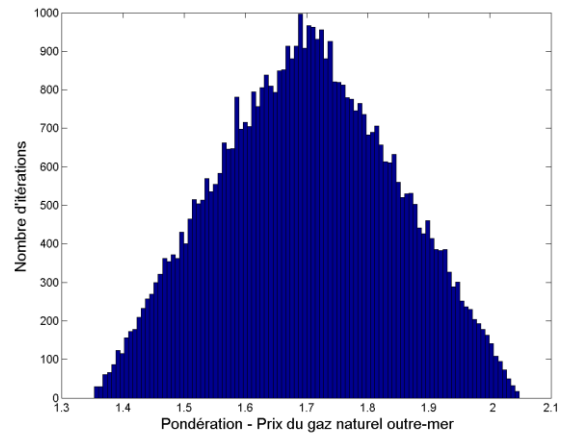


Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 44

**Distribution de la pondération –
Prix du gaz naturel outre-mer**

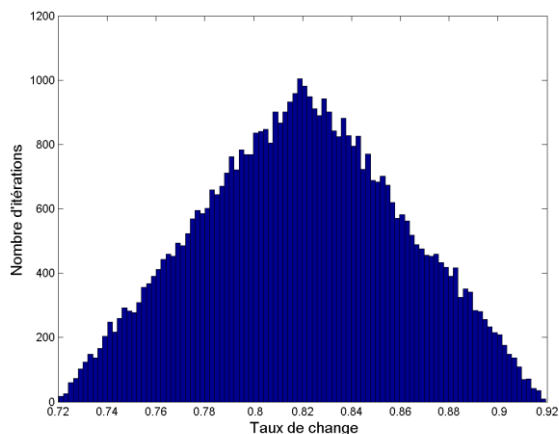
(en unités, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du Chantier Économie.

GRAPHIQUE 45

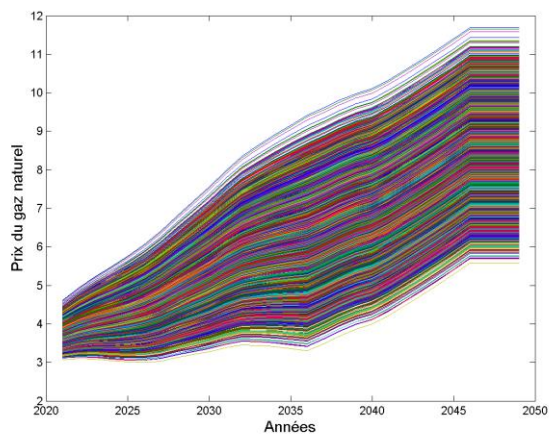
Distribution du taux de change
(en USD/CAD, 50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 46

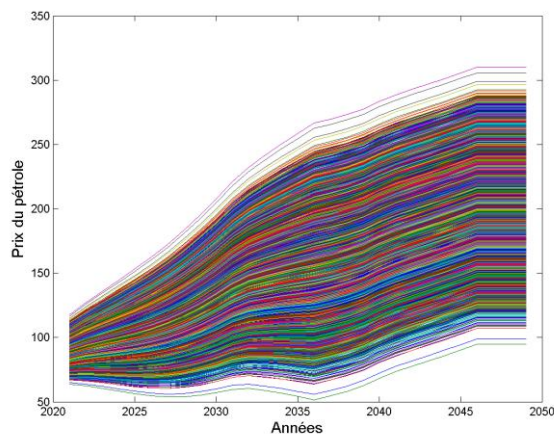
Distribution des prix du gaz naturel
(en dollars américains courants par kpi³,
50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 47

Distribution des prix du pétrole
(en dollars américains courants par baril,
50 000 itérations de projets)



Source : Calculs du ministère des Finances du Québec.

ANNEXE VIII : DÉTAILS DES RETOMBÉES ÉCONOMIQUES ET FISCALES

8.1 Retombées économiques et fiscales de l'option Navire-usine

8.1.1 Retombées économiques

L'analyse des retombées économiques découlant de l'option Navire-usine prévoit que le développement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport total au PIB de 149,6 milliards de dollars sur l'ensemble de la période d'exploitation des hydrocarbures, qui s'échelonne sur 75 années.

En moyenne, au cours de cette période, ce développement pourrait entraîner un apport annuel au PIB de 2,0 milliards de dollars et la création ou le maintien de 2 177 emplois par année.

— À titre illustratif, au budget 2015-2016, le ministère des Finances du Québec prévoyait qu'en 2020, le PIB du Québec en dollars courants serait de près de 460 milliards de dollars. Ainsi, un apport au PIB de 2,0 milliards de dollars représenterait plus de 0,4 % de l'économie québécoise.

TABLEAU 35

Sommaire des retombées économiques pour le Québec découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes, option Navire-usine – 2020-2095 (en dollars constants de 2020)

	Emplois	Apport au PIB	
	Moyenne annuelle ⁽¹⁾	Moyenne annuelle (M\$)	Total (G\$)
EXTRACTION ET TRAITEMENT DES HYDROCARBURES			
Dépenses en infrastructures	342	39	2,9
Direct	179	23	1,7
Indirect	163	16	1,2
Dépenses courantes	1 575	1 926	144,5
Direct	915	1 849	138,7
Indirect	660	77	5,7
Sous-total	1 917	1 965	147,4
LIQUÉFACTION DU GAZ NATUREL ET TRANSPORT DES HYDROCARBURES PAR NAVIRE			
Dépenses en infrastructures	—	—	—
Direct	—	—	—
Indirect	—	—	—
Dépenses courantes	260	29	2,2
Direct	141	16	1,2
Indirect	119	13	1,0
Sous-total	260	29	2,2
TOTAL	2 177	1 994	149,6

Note : Les activités indirectes représentent celles réalisées par les fournisseurs en biens et services des entreprises en lien avec le projet sur l'île d'Anticosti.

Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Le nombre d'emplois est calculé en équivalents temps complet.

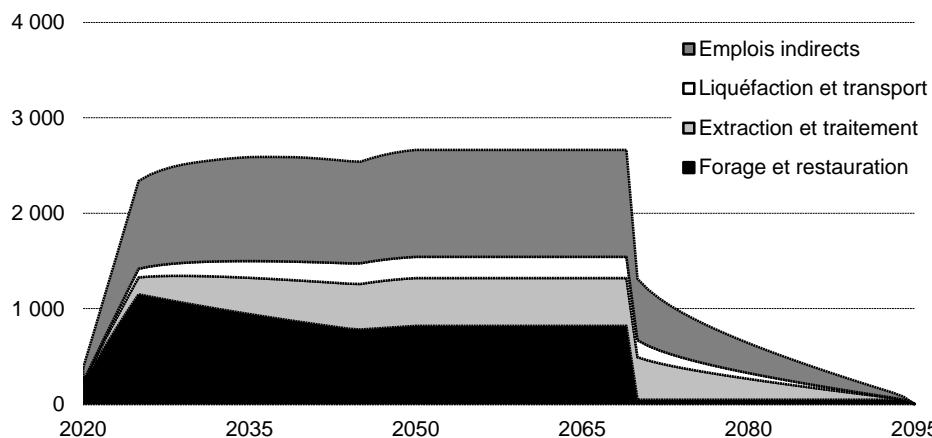
Source : Ministère des Finances du Québec.

Plus particulièrement, l'ensemble des dépenses courantes pourrait entraîner la création ou le maintien de 1 835 emplois en moyenne par année selon l'option Navire-usine.

Les emplois directs liés aux dépenses courantes progresseraient rapidement pour atteindre un niveau avoisinant 1 500 emplois au cours de la 10^e année. Ce niveau d'emploi progresserait faiblement jusqu'à la 50^e année du déploiement, puis diminuerait progressivement par la suite.

GRAPHIQUE 48

Évolution de l'emploi au Québec relatif aux dépenses courantes, option Navire-usine – 2020-2095
(en équivalents temps complet)



Note : En raison des gains de productivité liés à l'amélioration des techniques et de la technologie, le nombre d'employés par puits foré diminuerait graduellement au cours des 25 premières années.

Source : Ministère des Finances du Québec.

8.1.1.1 Retombées économiques des dépenses en infrastructures

☐ Extraction et traitement des hydrocarbures

Pour l'ensemble du scénario de déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, les investissements requis pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures sur l'île pourraient engendrer, selon l'option Navire-usine, un apport total au PIB québécois de plus de 2,9 milliards de dollars, soit 1,7 milliard de dollars liés aux activités directes et 1,2 milliard de dollars provenant des activités indirectes.

- Les dépenses en infrastructures requises pour l'extraction des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti devraient être réalisées jusqu'à la 50^e année du scénario de déploiement. Toutefois, ces dépenses seraient principalement réalisées au cours des sept premières années du déploiement.
 - Au cours des sept premières années, les retombées économiques attribuables à ces dépenses représenteraient un apport annuel moyen de 254 millions de dollars au PIB et la création ou le maintien de 2 251 emplois par année.

☐ Liquéfaction du gaz naturel et transport des hydrocarbures par navire

Les investissements requis pour l'acquisition d'un navire-usine ne devraient entraîner aucune retombée dans l'économie québécoise. En effet, puisque ce navire ne serait vraisemblablement pas construit au Québec, l'acquisition de celui-ci n'engendrerait pas de création d'emplois ni de croissance du PIB.

8.1.1.2 Retombées économiques des dépenses courantes

❑ Extraction et traitement des hydrocarbures

Au total, de 2020 à 2095, les dépenses courantes nécessaires pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures pourraient engendrer, selon l'option Navire-usine, un apport total au PIB québécois de 144,5 milliards de dollars, soit 138,7 milliards de dollars liés aux activités directes et 5,7 milliards de dollars provenant des activités indirectes.

- Ces dépenses seraient réalisées tout au long de l'expansion des activités sur l'île. Toutefois, les activités pourraient atteindre leur plein potentiel à la 30^e année et les retombées économiques représenteraient alors un apport annuel de 3,2 milliards de dollars au PIB et entraîneraient la création ou le maintien de 2 275 emplois.

En moyenne, sur l'ensemble du scénario de déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, ces dépenses pourraient représenter un apport annuel de plus de 1,9 milliard de dollars au PIB, soit plus de 1,8 milliard de dollars provenant des activités directes et près de 0,1 milliard de dollars des activités indirectes. De plus, elles pourraient entraîner la création ou le maintien de 1 575 emplois par année, soit 915 emplois directs et 660 emplois indirects.

- L'important écart entre l'apport au PIB des activités directes et celui des activités indirectes, en dépit de niveaux d'emploi direct et indirect relativement comparables, s'explique par le niveau de bénéfices et de redevances qui découleraient de l'extraction des hydrocarbures et, dans une moindre mesure, par la rémunération des travailleurs des entreprises en activité sur l'île d'Anticosti qui serait plus élevée que celle de leurs fournisseurs en biens et services.

❑ Liquéfaction du gaz naturel et transport des hydrocarbures par navire

Globalement, de 2020 à 2095, les dépenses courantes relatives à la liquéfaction du gaz naturel et au transport des hydrocarbures par navire pourraient engendrer un apport total au PIB de 2,2 milliards de dollars, soit 1,2 milliard de dollars liés aux activités directes et 1,0 milliard de dollars provenant des activités indirectes.

- Ces dépenses seraient réalisées tout au long de l'expansion des activités sur l'île. Toutefois, lorsque les activités d'exploitation auraient atteint leur plein potentiel, elles pourraient représenter un apport annuel de 43 millions de dollars au PIB et entraîner la création ou le maintien de près de 375 emplois annuellement.

En moyenne, sur la période de 75 ans, les dépenses courantes requises pour la liquéfaction et le transport des hydrocarbures pourraient représenter un apport annuel de 29 millions de dollars au PIB, dont 16 millions de dollars liés aux activités directes. De plus, elles pourraient entraîner la création ou le maintien de 260 emplois par année, dont 141 emplois directs.

8.1.2 Retombées fiscales et financières

Les retombées fiscales et financières⁷⁵ pour le gouvernement du Québec devraient suivre l'évolution des investissements et des activités d'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

L'option Navire-usine prévoit que les revenus totaux du gouvernement pourraient totaliser 48,8 milliards de dollars sur l'ensemble de la période, dont 26,4 milliards de dollars attribuables aux revenus nets découlant des participations du gouvernement dans Hydrocarbures Anticosti et dans le capital-actions de Pétrolia et de Junex.

- En raison de l'ampleur des dépenses en infrastructures, les participations du gouvernement dans le projet impliquent que celui-ci aura d'importantes sommes à financer au cours des sept premières années, soit en moyenne 506 millions de dollars par année.
- Ces dépenses permettraient toutefois d'obtenir d'importants revenus au fur et à mesure que les activités de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti progresseraient. En tenant compte de l'ensemble des revenus découlant de l'exploitation des hydrocarbures, il est estimé que le gouvernement aura recouvré l'équivalent de l'ensemble des dépenses liées à ses participations au cours de la treizième année du déploiement.

En moyenne, de 2020 à 2095, les revenus totaux pourraient être de 651 millions de dollars par année.

- À titre illustratif, cette somme représenterait plus de 0,7 % des revenus autonomes du gouvernement du Québec estimés pour l'année 2019-2020⁷⁶.

Conformément au scénario de déploiement, les revenus annuels du gouvernement s'accroîtraient graduellement pour atteindre 1,2 milliard de dollars à la 30^e année du déploiement de l'industrie sur l'île d'Anticosti, soit lorsque les activités auraient atteint leur plein potentiel.

Au cours des années suivantes, les revenus annuels du gouvernement demeureraient stables. Par la suite, les revenus du gouvernement diminueraient graduellement, parallèlement à la diminution de la production d'hydrocarbures sur l'île.

⁷⁵ En plus de considérer les bénéfices pour le gouvernement présentés à la section 3 du présent document, les retombées fiscales et financières incorporent également l'impôt sur le revenu des particuliers ainsi que les cotisations au Fonds des services de santé, les taxes de vente, les taxes spécifiques et la taxe sur les services publics payées par les entreprises. Par ailleurs, ces retombées intègrent également celles découlant des activités indirectes.

⁷⁶ MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC, *Budget 2015-2016 – Le Plan économique du Québec*, mars 2015.

□ Composition des retombées fiscales et financières

Selon l'option Navire-usine, de 2020 à 2095, les revenus nets provenant des participations du gouvernement s'élèveraient à 26,4 milliards de dollars et représenteraient plus de la moitié de tous les revenus perçus par ce dernier, soit 54,2 % des revenus totaux découlant de l'ensemble des investissements et des dépenses courantes associés à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

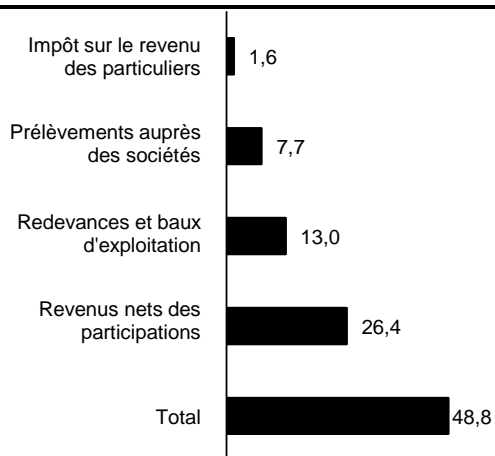
Les redevances et les frais d'acquisition des baux d'exploitation représenteraient 13,0 milliards de dollars (26,6 %), tandis que les prélèvements fiscaux auprès des sociétés s'élèveraient à 7,7 milliards de dollars (15,8 %).

Les revenus fiscaux provenant de l'impôt sur le revenu des particuliers représenteraient, pour leur part, 1,6 milliard de dollars (3,3 %).

GRAPHIQUE 49

Revenus du gouvernement du Québec, option Navire-usine – 2020-2095

(en milliards de dollars constants de 2020)

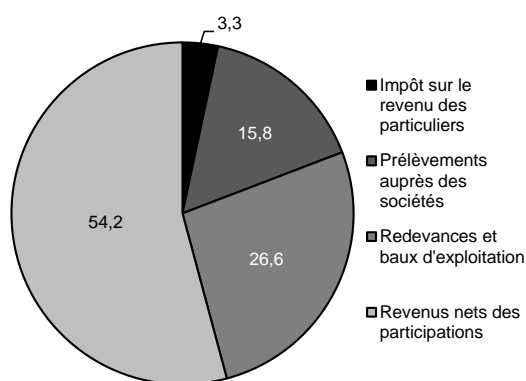


Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 50

Répartition des revenus du gouvernement du Québec, option Navire-usine – 2020-2095

(en pourcentage)



Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
Source : Ministère des Finances du Québec.

8.2 Retombées économiques et fiscales de l'option Gazoduc

8.2.1 Retombées économiques

L'analyse des retombées économiques de l'option Gazoduc prévoit que le déploiement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport total au PIB de 160,0 milliards de dollars sur l'ensemble de la période d'exploitation des hydrocarbures.

Au cours de cette période, le développement de l'industrie gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti pourrait entraîner un apport moyen au PIB de 2,1 milliards de dollars et la création ou le maintien d'environ 2 600 emplois en moyenne par année.

— À titre illustratif, au budget 2015-2016, le ministère des Finances du Québec prévoyait qu'en 2020, le PIB du Québec en dollars courants serait de près de 460 milliards de dollars. Ainsi, un apport au PIB de 2,1 milliards de dollars représenterait près de 0,5 % de l'économie québécoise.

TABLEAU 36

Sommaire des retombées économiques pour le Québec découlant des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes, option Gazoduc – 2020-2095 (en dollars constants de 2020)

	Emplois	Apport au PIB	
	Moyenne annuelle ⁽¹⁾	Moyenne annuelle (M\$)	Total (G\$)
EXTRACTION ET TRAITEMENT DES HYDROCARBURES			
Dépenses en infrastructures	436	49	3,7
Direct	230	29	2,2
Indirect	206	20	1,5
Dépenses courantes	1 609	2 021	151,5
Direct	933	1 942	145,7
Indirect	676	78	5,9
Sous-total	2 045	2 070	155,2
TRANSPORT DU GAZ NATUREL PAR GAZODUC ET DU PÉTROLE PAR NAVIRE			
Dépenses en infrastructures	292	36	2,7
Direct	159	23	1,7
Indirect	132	13	1,0
Dépenses courantes	265	27	2,1
Direct	81	9	0,7
Indirect	184	18	1,4
Sous-total	556	64	4,8
TOTAL	2 601	2 134	160,0

Note : Les activités indirectes représentent celles réalisées par les fournisseurs en biens et services des entreprises en lien avec le projet sur l'île d'Anticosti.

Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

(1) Le nombre d'emplois est calculé en équivalents temps complet.

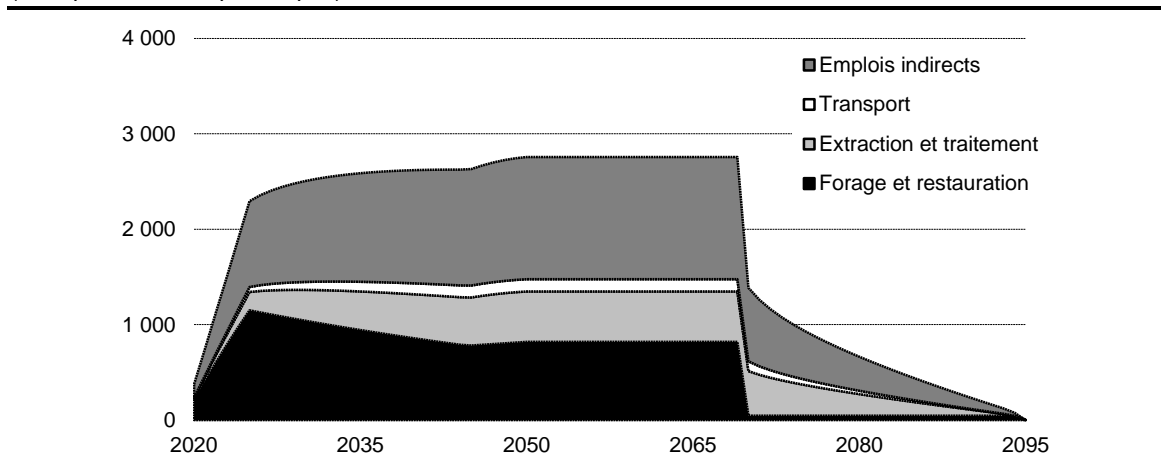
Source : Ministère des Finances du Québec.

De façon plus spécifique, l'ensemble des dépenses courantes liées à l'option Gazoduc pourrait entraîner la création ou le maintien de 1 874 emplois directs et indirects en moyenne par année.

Les emplois directs liés à ces dépenses progresseraient rapidement pour atteindre un niveau avoisinant 1 450 emplois au cours de la 10^e année. Ce niveau d'emploi progresserait faiblement jusqu'à la 50^e année, puis diminuerait progressivement par la suite.

GRAPHIQUE 51

Évolution de l'emploi au Québec relatif aux dépenses courantes, option Gazoduc – 2020-2095
(en équivalents temps complet)



Note : En raison des gains de productivité liés à l'amélioration des techniques et de la technologie, le nombre d'employés par puits foré devrait diminuer graduellement au cours des 25 premières années.

Source : Ministère des Finances du Québec.

8.2.1.1 Retombées économiques des dépenses en infrastructures

☐ Extraction et traitement des hydrocarbures

Pour l'ensemble du scénario de déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, les infrastructures requises pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures sur l'île pourraient, selon l'option Gazoduc, engendrer un apport total au PIB québécois de 3,7 milliards de dollars, soit 2,2 milliards de dollars liés aux activités directes et 1,5 milliard de dollars provenant des activités indirectes.

- Ces dépenses en infrastructures seraient réalisées tout au long du déploiement des activités sur l'île. Toutefois, elles se concentreraient au cours des sept premières années.
- Au cours de cette période, les retombées économiques attribuables à ces infrastructures pourraient représenter un apport annuel moyen de 338 millions de dollars au PIB et la création ou le maintien de près de 3 000 emplois par année.

❑ **Transport du gaz naturel par gazoduc et des hydrocarbures liquides par navire**

Les dépenses en infrastructures associées à la construction d'un gazoduc reliant l'île d'Anticosti au réseau continental pourraient engendrer un apport total au PIB québécois de 2,7 milliards de dollars, soit 1,7 milliard de dollars liés aux activités directes et 1,0 milliard de dollars provenant des activités indirectes.

En moyenne, sur 75 ans, ces dépenses pourraient engendrer un apport annuel de 36 millions de dollars au PIB, soit 23 millions de dollars liés aux activités directes et 13 millions de dollars aux activités indirectes. De plus, elles pourraient entraîner la création ou le maintien de 292 emplois par année, dont 159 emplois directs.

8.2.1.2 **Retombées économiques des dépenses courantes**

❑ **Extraction et traitement des hydrocarbures**

Globalement, de 2020 à 2095, les dépenses courantes requises pour l'extraction et le traitement des hydrocarbures sur l'île pourraient, selon l'option Gazoduc, engendrer un apport total au PIB québécois de 151,5 milliards de dollars, soit 145,7 milliards de dollars liés aux activités directes et 5,9 milliards de dollars provenant des activités indirectes.

— Ces dépenses seraient réalisées tout au long du déploiement des activités sur l'île. Toutefois, elles atteindraient leur plein potentiel à la 30^e année et pourraient alors représenter un apport annuel de 3,3 milliards de dollars au PIB et entraîner la création ou le maintien de 2 326 emplois.

En moyenne, sur l'ensemble du scénario de déploiement de l'industrie pétrolière et gazière sur l'île d'Anticosti, les dépenses courantes requises pour l'exploitation d'hydrocarbures pourraient représenter un apport annuel de plus de 2,0 milliards de dollars au PIB, soit 1,9 milliard de dollars liés aux activités directes et 0,1 milliard de dollars aux activités indirectes. Elles pourraient également entraîner la création ou le maintien de 1 609 emplois par année, soit 933 emplois directs et 676 emplois indirects.

Tout comme pour le cas de l'option Navire-usine, l'important écart entre la productivité par emploi des activités directes et celle des activités indirectes est attribuable au niveau élevé de bénéfices et de redevances qui découleraient de l'exploitation des hydrocarbures et, dans une moindre mesure, par l'écart entre la rémunération des travailleurs des entreprises en activité sur l'île d'Anticosti et celle de leurs fournisseurs.

❑ **Transport du gaz naturel par gazoduc et des hydrocarbures liquides par navire**

Les dépenses courantes pour le transport du gaz naturel par gazoduc ainsi que du pétrole et des liquides de gaz naturel par navire pourraient engendrer un apport total au PIB québécois de 2,1 milliards de dollars sur l'ensemble de la période étudiée, soit 0,7 milliard de dollars liés aux activités directes et 1,4 milliard de dollars provenant des activités indirectes.

— Les dépenses courantes requises pour le transport des hydrocarbures seraient réalisées tout au long de l'expansion des activités sur l'île. Toutefois, lorsque les activités d'exploitation auraient atteint leur plein potentiel, les retombées économiques associées au transport pourraient représenter un apport annuel de 44 millions de dollars au PIB et entraîner la création ou le maintien de 418 emplois par année, dont près de 130 emplois directs.

8.2.2 Retombées fiscales et financières

Les retombées fiscales et financières⁷⁷ pour le gouvernement du Québec pour l'option Gazoduc devraient suivre l'évolution des investissements et des activités associées à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Globalement, selon l'option Gazoduc, les revenus du gouvernement pourraient totaliser 52,2 milliards de dollars de 2020 à 2095, dont 28,0 milliards de dollars en revenus nets découlant des participations directes et indirectes du gouvernement dans le projet.

- Plus particulièrement, l'ampleur des dépenses en infrastructures impliquerait que le gouvernement devrait investir 588 millions de dollars en moyenne par année pendant les sept premières années du déploiement. Ces dépenses permettraient toutefois au gouvernement d'obtenir d'importants revenus sur l'ensemble de la période d'exploitation gazière et pétrolière sur l'île d'Anticosti.
- En tenant compte de l'ensemble des revenus découlant de l'exploitation des hydrocarbures, il est estimé que le gouvernement aura recouvré l'équivalent de l'ensemble des dépenses liées à ses participations au cours de la douzième année du déploiement.

En moyenne, sur l'ensemble de la période, les revenus totaux nets pourraient être de 696 millions de dollars par année, ce qui représenterait, à titre illustratif, près de 0,8 % des revenus autonomes du gouvernement du Québec estimés pour l'année 2019-2020⁷⁸.

⁷⁷ En plus de considérer les bénéfices pour le gouvernement présentés à la section 3 du présent document, les retombées fiscales et financières incorporent également l'impôt sur le revenu des particuliers ainsi que les cotisations au Fonds des services de santé, les taxes de vente, les taxes spécifiques et la taxe sur les services publics payées par les entreprises. Par ailleurs, ces retombées intègrent également celles découlant des activités indirectes.

⁷⁸ MINISTÈRE DES FINANCES DU QUÉBEC, *Budget 2015-2016 – Le Plan économique du Québec*, mars 2015.

□ Composition des retombées fiscales et financières

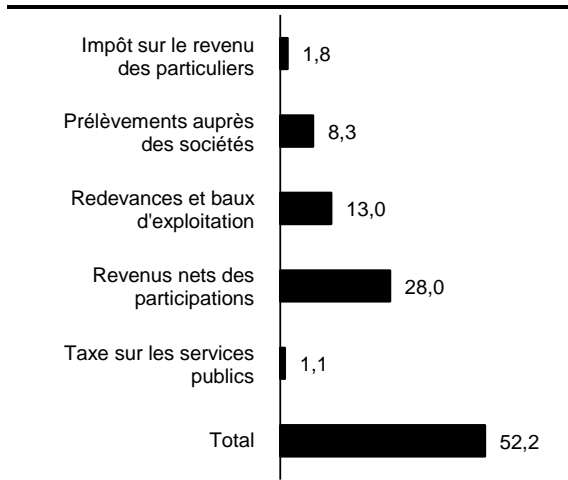
Selon l'option Gazoduc, de 2020 à 2095, les revenus nets provenant des participations du gouvernement s'élèveraient à 28,0 milliards de dollars et représenteraient plus de la moitié de tous les revenus perçus par ce dernier, soit 53,6 % des revenus totaux découlant de l'ensemble des dépenses en infrastructures et des dépenses courantes associées à l'exploitation des hydrocarbures sur l'île d'Anticosti.

Les redevances et les frais d'acquisition des baux d'exploitation représenteraient 13,0 milliards de dollars (24,9 %), tandis que les prélèvements fiscaux auprès des sociétés s'élèveraient à 8,3 milliards de dollars (15,9 %).

Les revenus fiscaux provenant de l'impôt sur le revenu des particuliers représenteraient, pour leur part, 1,8 milliard de dollars (3,5 %), alors que les revenus liés à la taxe sur les services publics, à laquelle serait assujéti le gazoduc permettant d'acheminer le gaz naturel au marché continental, s'élèveraient à 1,1 milliard de dollars (2,1 %).

GRAPHIQUE 52

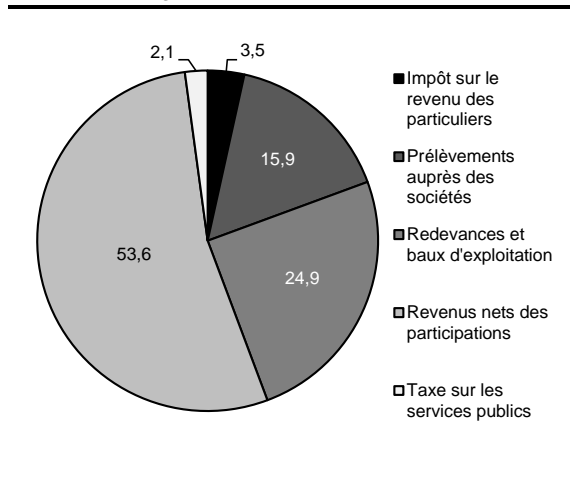
Revenus du gouvernement du Québec, option Gazoduc – 2020-2095 (en milliards de dollars constants de 2020)



Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
Source : Ministère des Finances du Québec.

GRAPHIQUE 53

Répartition des revenus du gouvernement du Québec, option Gazoduc – 2020-2095 (en pourcentage)



Note : Les montants ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.
Source : Ministère des Finances du Québec.

ANNEXE IX : TABLEAUX DES ABRÉVIATIONS ET DES CONVERSIONS

TABLEAU 37

Liste des abréviations et des acronymes

EES	Évaluation environnementale stratégique
EIA	Energy Information Administration
ETC	Équivalent temps complet
GES	Gaz à effet de serre
GNL	Gaz naturel liquéfié
IEA	Agence internationale de l'énergie (International Energy Agency)
PIB	Produit intérieur brut
PIP	Pétrole initialement en place
SPEDE	Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre
TRI	Taux de rendement interne
VAN	Valeur actuelle nette

TABLEAU 38

Liste des unités de mesure

Sigle	Description	Traduction anglaise
m ³	Mètre cube	
km	Kilomètre	
km ²	Kilomètre carré	
pi ³	Pied cube	cf
pi ³ /j	Pied cube par jour	cf/d
kpi ³	Millier de pieds cubes	Mcf
kpi ³ /j	Millier de pieds cubes par jour	Mcf/d
Mpi ³	Million de pieds cubes	MMcf
Gpi ³	Milliard de pieds cubes	Bcf
bep	Baril équivalent pétrole	boe
baril/Mpi ³	Baril par million de pieds cubes	bbls/MMcf
BTU	Unité thermique britannique (<i>British thermal unit</i>)	BTU
BTU/pi ³	BTU par pieds cubes	BTU/cf
MBTU	Million de BTU	
MBTU/kpi ³	Million de BTU par mille pieds cubes	MMBTU/Mcf
\$ US	Dollar américain	
M\$ US	Million de dollars américains	
G\$ US	Milliard de dollars américains	
\$/kpi ³	Dollar par mille pieds cubes	\$/kcf
\$/baril	Dollar par baril	\$/bbls
\$/t eq. CO ₂	Dollar par tonne métrique d'équivalent CO ₂	
USD/CAD	Taux de change : dollar canadien (CAD) exprimé en dollar américain (USD)	

TABLEAU 39

Tableau des conversions

1 m ³	35,31 pi ³
1 bep	5,8 kpi ³

