

**Évaluation de l'incidence sur les
tarifs de l'entente modifiée entre le
Nouveau-Brunswick et le Québec au
sujet d'Énergie NB**

Février 2010

I. Introduction et sommaire

Dans le cadre de ses discussions avec le gouvernement du Québec au sujet d'une collaboration dans le domaine de l'énergie, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a retenu les services de NERA Economic Consulting (« NERA ») afin d'évaluer les différents plans d'action relativement à la Corporation de portefeuille Énergie Nouveau-Brunswick et à ses filiales (collectivement, « Énergie NB »). Le 29 octobre 2009, les deux gouvernements ont signé un protocole d'entente (le « Protocole d'entente ») qui décrivait le cadre économique et de réglementation d'une opération aux termes de laquelle Québec (agissant par l'intermédiaire d'Hydro-Québec (« HQ »)) acquerrait la majeure partie des actifs d'Énergie NB. Le 20 janvier 2010, les deux gouvernements ont annoncé une entente modifiée en vertu de laquelle la province du Nouveau-Brunswick conserve la propriété des actifs de transport et de distribution d'Énergie NB et HQ acquiert la majeure partie des actifs de production et s'engage à fournir un approvisionnement patrimonial à long terme aux prix réels garantis (« l'entente modifiée »). L'entente modifiée sera mise en œuvre sous réserve, notamment, d'un examen diligent, de la conclusion d'ententes définitives et de sa ratification par les assemblées législatives des deux provinces.

Dans le cadre de son mandat, NERA était chargée d'établir des modèles de prévision des tarifs destinés à l'usage interne du gouvernement afin de quantifier les tarifs qui résulteraient de la poursuite des activités d'Énergie NB en tant qu'entité autonome et les tarifs qui résulteraient de l'opération dont les modalités sont énoncées dans le Protocole d'entente original. Nous avons décrit les résultats de cette analyse dans notre rapport du 18 novembre 2009 intitulé « Évaluation de l'incidence sur les tarifs du Protocole d'entente entre le Nouveau-Brunswick et le Québec au sujet d'Énergie NB ». Nous avons ensuite mis à jour notre analyse afin de refléter les modalités de l'entente modifiée et nous fournissons le présent rapport afin de décrire nos résultats mis à jour. Notre approche quant à l'analyse des répercussions tarifaires de l'entente modifiée est la même que celle utilisée pour l'analyse du Protocole d'entente original. À l'aide de renseignements détaillés obtenus d'Énergie NB et d'hypothèses établies au sujet d'éléments tels que l'inflation future, les prix des combustibles et la réglementation de l'environnement, NERA a établi un modèle avec tableur qui prévoit les tarifs qu'Énergie NB devrait facturer sur une période de 30 ans pour satisfaire à la demande au Nouveau-Brunswick tout en maintenant la fiabilité du réseau d'Énergie NB et sa viabilité financière. C'est ce que nous appelons le

« scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome ». NERA a également établi un modèle similaire à l'aide des mêmes hypothèses qui pouvaient s'appliquer en présumant la mise en œuvre de l'entente modifiée. C'est ce que nous appelons le « scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée ». Elle a ensuite estimé la valeur actualisée de la différence entre les deux types de prévisions des tarifs et effectué des analyses de sensibilité afin de démontrer l'incidence des variations des hypothèses clés. Tel qu'il a été décrit dans notre rapport original, NERA a examiné sa structure globale de modélisation et ses hypothèses clés avec Énergie NB ainsi qu'avec le ministère de l'Énergie et le ministère des Finances du Nouveau-Brunswick.

La figure 1 résume la valeur actualisée nette (« VAN ») de la différence entre les tarifs qui devraient être facturés si l'entente modifiée était mise en œuvre et ceux qu'Énergie NB devrait facturer si elle poursuivait ses activités dans sa forme actuelle et selon le contexte réglementaire et la politique gouvernementale actuelle.

Figure 1				
Valeur des réductions de tarifs qui résulteraient de l'entente modifiée				
Valeur actualisée nette (en milliards de dollars, au 31 mars 2010)				
	2011-2040	Valeur finale	Total	Pourcentage du total
Clients résidentiels, commerciaux et de gros	2,1	1,3	3,4	68 %
Clients industriels importants	1,1	0,5	1,6	32 %
Total	3,2	1,8	5,0	100 %

La figure 1 indique que la VAN des réductions qui devraient résulter de la mise en œuvre de l'entente modifiée est estimée à 5 milliards de dollars. Ces réductions tarifaires sont possibles parce que les coûts prévus de l'alimentation en électricité par les centrales existantes d'Énergie NB sont remplacés par un approvisionnement patrimonial d'énergie à tarif réduit par HQ. Les économies liées à l'approvisionnement patrimonial d'énergie proviennent en grande partie de trois sources principales. La première consiste à éviter les dépenses en immobilisations

futures substantielles qu'Énergie NB devrait engager si elle poursuivait ses activités en tant qu'entité autonome. La deuxième est la mise à l'abri d'une indexation des prix des combustibles et de l'électricité achetée supérieure au taux d'inflation (l'« indexation réelle des prix des combustibles »). La troisième consiste à éviter les coûts potentiellement élevés du respect des limites futures en matière d'émissions de carbone. Grâce à ces économies quant aux coûts de l'alimentation en électricité, le Nouveau-Brunswick peut mettre en place d'importantes réductions tarifaires dès le début pour les clients industriels importants, les augmentations tarifaires pour les clients industriels d'Énergie NB correspondront à celles de HQ pendant cinq ans, les tarifs seront gelés pendant cinq ans pour tous les autres clients et, après cette période initiale de cinq ans, les tarifs d'électricité prévus qui sont applicables aux clients selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée seront considérablement inférieurs aux tarifs d'électricité prévus qui s'appliqueraient selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome.

Les clients résidentiels, commerciaux et de gros (les « clients RCG ») devraient recevoir environ 68 % de la VAN totale des économies de tarifs prévues et les clients industriels importants, les 32 % restants. Comme nous le mentionnons ci-après, le moment où ces économies se concrétiseront diffère d'un groupe à l'autre étant donné que les clients industriels bénéficient d'une réduction immédiate des tarifs alors que les économies des clients RCG s'accumulent avec le temps en raison du gel des tarifs pendant cinq ans.

NERA est une entreprise de services-conseils en économie qui compte à son service plus de 450 économistes répartis dans ses bureaux de l'Amérique du Nord, de l'Europe, de l'Asie et de l'Australie. NERA a été fondée en 1961 et elle se spécialisait alors dans la prestation de services-conseils en économie dans le domaine de la réglementation du secteur de l'énergie. Depuis sa fondation, NERA a conseillé des entreprises de services publics, des gouvernements et des organismes de réglementation relativement à l'économie de secteurs d'activité réglementés. NERA n'a aucun intérêt financier à ce que l'entente modifiée soit mise en œuvre. Elle fournit des conseils au mieux de son expérience et de ses compétences professionnelles, mais se dégage de toute responsabilité en ce qui concerne les jugements posés par les parties sur la base de ses conseils. Les résultats des modèles mentionnés dans le présent rapport sont fondés sur des hypothèses qui couvrent une période de 30 ans. Bien qu'on puisse s'attendre à ce que les résultats réels obtenus au cours d'une telle période diffèrent des résultats prévus, les méthodes

utilisées pour établir les hypothèses et élaborer les modèles constituent, selon l'expérience de NERA, des pratiques courantes pour l'élaboration et la comparaison de prévisions de tarifs à long terme. NERA a fourni une analyse de sensibilité démontrant l'incidence des variations de certaines hypothèses clés sur les résultats. Les travaux de NERA ont été dirigés par M. Eugene T. Meehan, vice-président principal affecté au bureau de Washington, D.C. de NERA et celui-ci assume la responsabilité des analyses et conseils fournis par NERA.

II. Aperçu de la méthode de modélisation des tarifs d'électricité

Aux fins de l'estimation des économies de tarifs prévues, NERA a établi des prévisions à long terme des tarifs d'électricité selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome et selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée.

A. Modélisation des tarifs d'électricité si Énergie NB poursuit ses activités en tant qu'entité autonome

Le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome vise une « tarification minimale » et est donc conçu pour refléter les tarifs les plus bas possible qui pourraient être offerts avec le temps si Énergie NB continuait de planifier et d'exploiter le réseau d'Énergie NB. En appliquant la tarification minimale, nous présumons qu'Énergie NB augmenterait les tarifs à raison de 3 % par an pendant les trois premières années, puis de 1 % par an pendant les deux années suivantes. Ces augmentations tarifaires sont nécessaires afin d'éviter d'augmenter le niveau d'endettement global, tout en respectant les limites imposées par la politique gouvernementale actuelle selon laquelle les augmentations seront limitées à 3 % par année pendant cette période. Après la période de cinq ans en question, les tarifs d'Énergie NB sont fixés au niveau le plus bas possible afin de couvrir seulement les frais d'exploitation et les paiements d'amortissement de la dette prévus. Cette hypothèse prévoit un bénéfice minimal pour Énergie NB (limité à 1,1 fois la couverture de l'intérêt sur la dette contractée au titre de la distribution et du transport) et ne prévoit aucune provision pour dépenses imprévues. Le scénario qui vise une « tarification minimale » a été conçu pour que les prévisions concernant les tarifs appliqués par Énergie NB en tant qu'entité autonome, et donc les économies de tarifs, soient comparables aux prévisions établies dans le cadre du scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée pour ce qui est des rentrées de fonds pour le gouvernement. Selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée, le gouvernement ne recevra pas d'impôts sur

les bénéficiaires ni ne tirera aucun profit d'Énergie NB. Lorsqu'on exclut les impôts sur les bénéficiaires et les profits indiqués dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, les scénarios sont comparables.¹ Le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome repose également sur diverses hypothèses prudentes (c'est-à-dire des hypothèses qui tendent à sous-estimer les tarifs requis), comme l'hypothèse qui ne prévoit aucun coût pour les émissions de carbone provenant des usines d'Énergie NB pendant le reste de la durée de vie initiale des actifs à combustible fossile.

B. Modélisation des tarifs appliqués par Énergie NB selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée

Le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée contient des prévisions au sujet des tarifs qui seraient appliqués si l'opération prévue dans l'entente modifiée était mise en œuvre. Selon ce scénario, HQ acquerrait la majeure partie des actifs de production d'Énergie NB et s'engagerait à fournir jusqu'à 14 TWh d'approvisionnement patrimonial d'énergie au tarif de 73,50 \$/MWh, montant nominal qui sera gelé pendant cinq ans et augmentera ensuite, à perpétuité, en fonction de l'inflation telle qu'elle sera mesurée par l'indice des prix à la consommation (IPC) au Nouveau-Brunswick. Les services de transport et de distribution continueraient d'être fournis par Énergie NB aux tarifs réglementés par la CESP du Nouveau-Brunswick.

III. Principales hypothèses utilisées pour la modélisation des tarifs d'électricité

Les principales hypothèses utilisées dans notre analyse, à l'exception des modalités de l'entente modifiée, demeurent en grande partie inchangées comparativement à notre rapport de novembre 2009. Les modèles de prévision des tarifs à long terme sont fondés sur les plus récentes données fournies par Énergie NB et les hypothèses relatives aux tendances à long terme de facteurs tels que l'inflation, les prix des combustibles et la réglementation de l'environnement. NERA a examiné les détails de ces modèles avec Énergie NB, ainsi qu'avec le ministère de l'Énergie et le ministère des Finances du Nouveau-Brunswick afin d'obtenir leurs commentaires. Il a été généralement convenu que le scénario qui prévoit la poursuite des

¹ Le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome prévoit pour le gouvernement des frais de gestion du portefeuille de la dette provinciale correspondant à 0,65 % de la dette impayée. Nous y avons inclus ce revenu en présumant que ces frais comportent un coût pour la province associé à la garantie de la dette.

activités en tant qu'entité autonome fournit un portrait réaliste et, en fait, prudent des tarifs qu'Énergie NB devrait appliquer dans ce cas.

Les principales hypothèses utilisées pour l'établissement des prévisions sont les suivantes :

- 1) Inflation générale – d'après les prévisions établies en septembre 2009 par le Conference Board au sujet de l'IPC du Nouveau-Brunswick, soit 2,6 % en 2010, 2,44 % en 2011, 2,2 % en 2012 et 1,8 % en moyenne de 2013 à 2030.

- 2) Accroissement de la demande – données fournies par Énergie NB pour 2010-2020 et résumées ci-après :

	Figure 2 Taux de croissance prévus des ventes d'électricité											
	Exercices prévisionnels se terminant les 31 mars											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Résidentiels	0,6 %	2,2 %	0,8 %	0,8 %	1,0 %	1,0 %	1,2 %	1,2 %	1,3 %	1,3 %	1,3 %	
Service général	1,5 %	0,0 %	-1,7 %	-1,6 %	-0,7 %	-0,1 %	0,5 %	0,9 %	1,4 %	1,7 %	1,9 %	
Distribution industrielle	-1,0 %	0,6 %	0,6 %	0,6 %	0,7 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %	0,8 %	0,8 %	
Transport industriel	0,8 %	2,6 %	-8,7 %	6,2 %	3,4 %	1,9 %	2,4 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %	
Industriels – énergie interruptible	5,2 %	2,2 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	
De gros Éclairage des voies publiques	-1,8 %	-0,5 %	-1,7 %	-0,2 %	0,3 %	0,6 %	0,7 %	1,1 %	1,3 %	1,2 %	1,5 %	
Total des ventes à l'intérieur de la province	0,6 %	1,6 %	-2,4 %	1,6 %	1,2 %	1,0 %	1,3 %	1,0 %	1,1 %	1,2 %	1,2 %	

Au-delà de 2020, nous présumons un accroissement constant de la demande pour chaque catégorie, au taux de croissance établi pour 2020.

- 3) Combustibles et électricité achetée – d'après les prévisions d'Énergie NB pour 2011 et 2012, notamment un prix du gaz naturel moyen au NYMEX de 7,30 \$/MMBtu en 2012 et des facteurs de capacité de 94,9 % pour Point Lepreau et de 96,9 % pour Belledune. Au-delà de 2012, nous avons présumé que le facteur de capacité serait de 89,5 % pour Belledune tout au long de la période prévisionnelle et de 91 % en moyenne pour Point Lepreau jusqu'en 2023, et qu'il baisserait par la suite conformément aux projections fournies par Énergie NB. Nous avons également présumé une indexation réelle de 1 % des coûts en combustibles non nucléaires et en électricité achetée, ce qui est généralement conforme aux dispositions relatives à l'indexation prévues dans les contrats d'achat d'électricité existants d'Énergie NB et aux coûts du gaz naturel et du charbon prévus qui sont reflétés dans les prix à terme et les prévisions publiques établies par le département de l'Énergie des États-Unis.

- 4) Revenus tirés des ventes hors Nouveau-Brunswick – les prévisions d'Énergie NB pour les revenus tirés des ventes hors Nouveau-Brunswick pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2012 sont indexées au taux d'inflation, sans indexation réelle. Bien que les prix pratiqués dans le cadre de ces ventes doivent généralement être liés aux prix des combustibles qui, selon nos hypothèses, feront l'objet d'une indexation réelle de 1 %, nous présumons que le marché des ventes d'électricité excédentaires réalisées sur le marché au comptant pourrait diminuer avec le temps à mesure que les États et provinces voisins recourront à des ressources renouvelables pouvant réduire les coûts des usines qui paient le prix à la marge.
- 5) Coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration – coûts fondés sur les prévisions d'Énergie NB pour 2011 et 2012, qui augmentent selon le taux d'inflation sans indexation réelle par la suite. Étant donné que les ventes d'électricité augmentent, il s'ensuit une baisse des coûts réels par MWh et des gains de productivité implicite pour les frais de transport et de distribution correspondant au taux de croissance des ventes.
- 6) Acquisitions d'immobilisations importantes – nous incluons des dépenses en immobilisations de 2,3 G\$ (exprimées en dollars courants) aux fins de la réfection de Mactaquac d'ici 2030, de 275 MM \$ aux fins de la réfection de Belledune d'ici 2033 et de 1,6 G\$ (y compris les coûts capitalisés de l'électricité de remplacement) pour une autre réfection de Point Lepreau d'ici 2035. Les estimations pour Mactaquac et Belledune ont été fournies par Énergie NB alors que le coût pour Point Lepreau est fondé sur le coût prévu du projet de réfection actuel. Énergie NB a prévu des dépenses en immobilisations supplémentaires à compter de 2025 pour le remplacement de la capacité à combustible fossile et en raison de l'expiration des contrats d'achat d'électricité. Dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, nous avons présumé que les actifs à combustible fossile demeureront disponibles tout au long de la période prévisionnelle et que les contrats d'achat d'électricité qui expirent pourront être remplacés par un nouvel approvisionnement sans hausse des coûts.
- 7) Coût des émissions de carbone – nous présumons qu'Énergie NB recevra suffisamment de droits d'émission gratuits en vertu d'un programme de plafonnement et d'échange d'émissions de carbone canadien ou provincial pour couvrir les émissions de Belledune durant le reste de sa durée de vie initiale ainsi que les émissions limitées des autres actifs à combustible fossile. Toutefois, nous présumons que ce traitement favorable prendra fin après la réfection et le prolongement de la durée de vie de Belledune en 2033. Par la suite, nous présumons qu'Énergie NB devra acheter des droits d'émission pour couvrir les émissions de Belledune au prix de 20 \$/tonne (en dollars de 2012). Ce prix se situe bien en deçà des prévisions établies par les autorités publiques selon certains régimes de réglementation récents proposés pour les États-Unis et conçus par le département de l'Énergie et l'Environmental Protection Agency des États-Unis.
- 8) Nouvel approvisionnement – d'après les prévisions de la demande fournies par Énergie NB, la société aura besoin d'un approvisionnement en électricité en sus des quantités produites par les usines de production existantes selon ses prévisions

de 2012 (ajustées aux fins de normalisation des facteurs de capacité). Nous présumons que le coût de ce nouvel approvisionnement sera de 85 \$ par MWh en 2011 et qu'il sera indexé au taux d'inflation. Nous présumons également que l'approvisionnement en sus de l'approvisionnement patrimonial fourni par HQ aux termes de l'entente modifiée sera acquis dans le cadre d'un appel d'offres, au même prix. Ce prix est généralement conforme au coût global de l'électricité produite par une nouvelle usine à cycle combiné alimentée au gaz et au coût prévu dans les récentes propositions relatives à l'énergie éolienne reçues par Énergie NB.

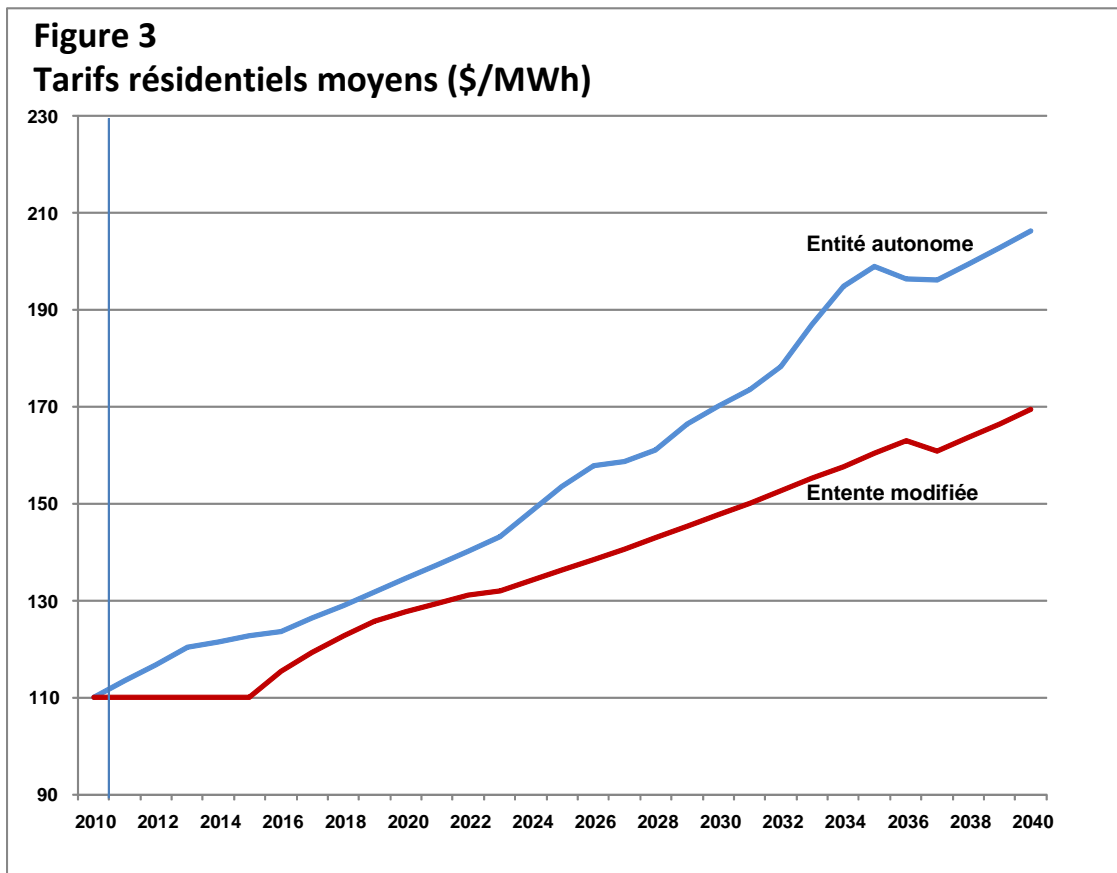
- 9) Hypothèses de tarification – dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, conformément au concept de « tarification minimale », nous présumons que les tarifs de transport et de distribution sont fondés sur un ratio de couverture de l'intérêt minimal de 1,1 fois avec transfert des coûts de production sans profit. Dans le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée, nous établissons nos prévisions de la composante transport et distribution des tarifs en présumant qu'Énergie NB reçoit le paiement des tarifs fixés d'après le coût des services pour ce qui est du transport et de la distribution.
- 10) Coûts de financement et rendements autorisés – nous présumons un taux d'intérêt moyen pondéré de 5,6 % dans le scénario prévoyant la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, qui reflète un coût de la dette à long terme moyen prévisionnel pour Énergie NB au 31 mars 2010 de 5,3 %, un coût de la dette à court terme de 3 % (conformément au taux d'inflation prévu d'environ 2 %), une dette à court terme constituant 15 % de la dette totale et des frais de gestion du portefeuille de la dette de 0,65 %. Il est probable que le coût de la dette à long terme diminuera légèrement au cours des prochaines années à mesure que certains éléments de la dette dont les coûts sont plus élevés viendront à échéance. Toutefois, nous présumons que cette baisse sera annulée par une réduction de la dette à court terme après la réfection de Point Lepreau. Dans le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée, nous présumons que le taux d'intérêt sera le même, mais nous tenons compte d'un rendement sur les avoirs pour une partie de la base de tarification du transport.
- 11) Taux d'actualisation et méthode d'établissement de la valeur finale – les économies de tarifs estimées, soit 5 milliards de dollars, sont fondées sur un taux d'actualisation de 6 %. Ce taux d'actualisation se situe dans la fourchette des coûts du capital présumés dans les deux scénarios et nous estimons qu'il représente une valeur médiane raisonnable aux fins de l'établissement des économies de tarifs à long terme exprimées en tant que valeur actualisée nette.
- 12) Méthode de l'établissement de la valeur finale – étant donné que nos prévisions explicites couvrent uniquement la période allant de 2011 à 2040, nous devons trouver une façon de calculer la valeur finale, soit la valeur des économies de tarifs au-delà de 2040. Nous présumons que les économies demeureront constantes au-delà de 2040 et en établissons ensuite la valeur actualisée nette à perpétuité, sans augmentation de l'écart entre les tarifs.

Plusieurs hypothèses n'ont pas été résolues, notamment l'utilisation des coûts de la société de portefeuille actuellement affectés aux activités de production et aux activités liées à l'énergie nucléaire, les coûts de fermeture des centrales à énergie fossile, les dispositions fournissant une « porte de sortie » pour Point Lepreau dans l'entente modifiée, les stocks de combustibles dans certaines centrales, ainsi que les surplus de revenus permettant d'apporter des changements en matière de commercialisation. Ces facteurs ne sont pas reflétés dans nos prévisions de tarifs, mais ils entraîneront probablement une certaine compensation et nous ne prévoyons pas que l'incidence nette de ces facteurs aura des répercussions importantes sur les prévisions de tarifs et sur les économies de tarifs totales comprises dans le présent rapport. Nos hypothèses ont pour but de donner une idée réaliste des conditions futures, mais également de dresser un tableau qui, quoique biaisé, tend à sous-estimer plutôt qu'à surestimer les économies de tarifs découlant de la mise en œuvre de l'opération prévue par l'entente modifiée. Néanmoins, nous tenons à préciser que toute prévision de cette nature est très sensible aux hypothèses. Les analyses de sensibilité mentionnées ci-après illustrent l'incidence de certaines incertitudes entourant les hypothèses sur les économies de tarifs estimatives.

IV. Économies de tarifs prévues selon le scénario de référence

A. Prévisions de tarifs

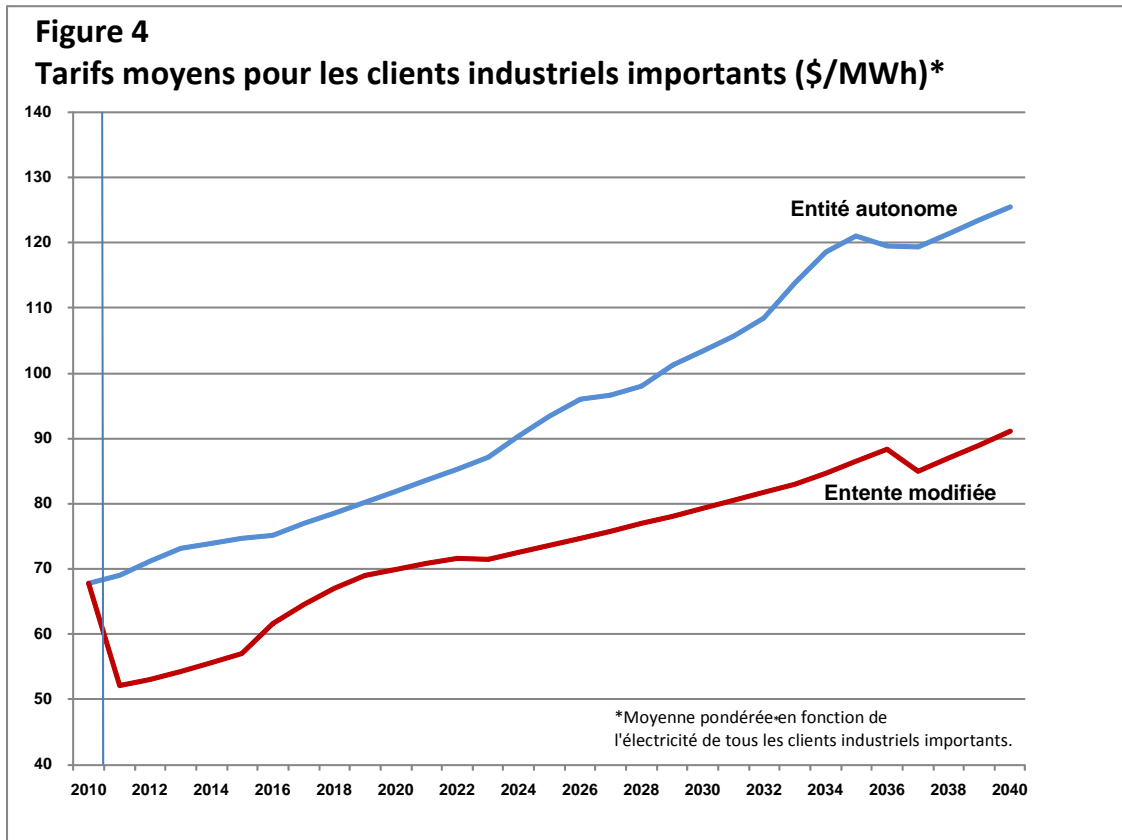
Les graphiques suivants présentent nos prévisions de tarifs selon le scénario qui prévoit la mise en oeuvre de l'entente modifiée par rapport aux prévisions de tarifs selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome. La figure 3 montre la comparaison des prévisions de tarifs pour les clients résidentiels.



Les tarifs résidentiels selon le scénario qui prévoit la mise en oeuvre de l'entente modifiée seront inférieurs aux tarifs résidentiels selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome. Cela est dû au gel des tarifs pendant cinq ans, et cette économie croît au cours de cette période de cinq ans. D'ici 2015, nos prévisions indiquent que les tarifs résidentiels selon le scénario qui prévoit la mise en oeuvre de l'entente modifiée seront d'environ 10 % inférieurs aux tarifs résidentiels selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome. À la fin du gel des tarifs, les tarifs selon le scénario qui prévoit la mise en

œuvre de l'entente modifiée augmentent en 2016 pour refléter l'accroissement des prix de l'approvisionnement patrimonial en fonction du taux d'inflation, l'augmentation des coûts de transport et de distribution et le début d'amortissement du compte réglementaire de frais reportés associé à l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Néanmoins, les tarifs résidentiels selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée restent bien au-dessous de ceux qui sont indiqués dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome sur la totalité de la période prévisionnelle. En outre, Énergie NB devrait être confrontée à des coûts de plus en plus élevés en raison d'importantes dépenses en immobilisations, d'une croissance réelle des coûts du combustible et de l'électricité achetée, ainsi que des coûts futurs découlant de la réglementation des émissions de carbone selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome. L'avantage s'accroît donc avec le temps, car ces augmentations de coûts sont supérieures à la croissance prévue du prix de l'approvisionnement patrimonial. Alors que les niveaux de tarification réels diffèrent pour les clients commerciaux, les petites industries et les clients de gros, la tendance à l'augmentation des tarifs et les pourcentages de différence entre les tarifs indiqués dans les deux scénarios (celui qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée et celui qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome) devraient être les mêmes pour ces clients que dans le cas des clients résidentiels.

La figure 4 montre la comparaison des prévisions de tarifs pour les clients industriels importants.

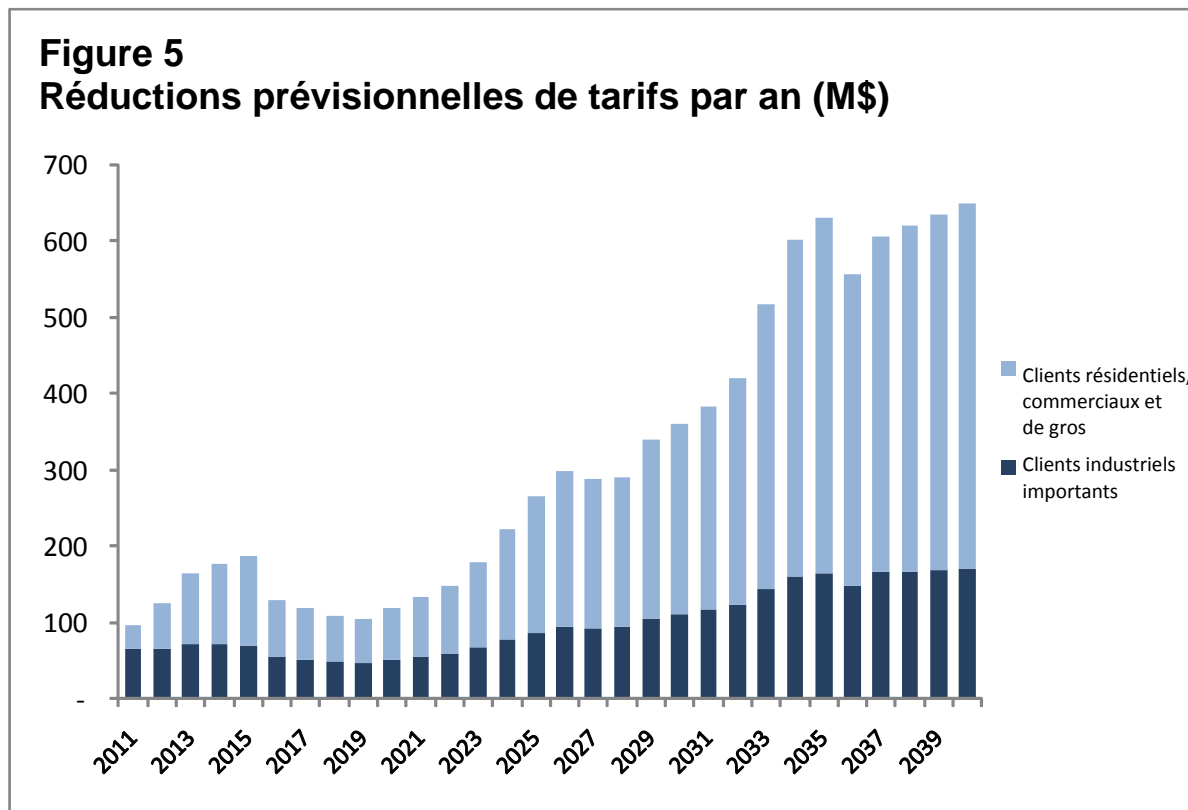


Les tarifs applicables aux clients industriels importants baissent au cours de la première année en raison de l'engagement du gouvernement de ramener ces tarifs à des niveaux plus proches de ceux qui sont appliqués au Québec pour le même type de clients. Pendant les quatre années suivantes, les tarifs applicables aux clients industriels importants augmentent dans la même mesure que les augmentations prévues des tarifs de HQ pour ce type de clients. En 2016, à la fin de cette période d'engagement en matière de tarifs, les tarifs applicables aux clients industriels importants selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée augmentent pour refléter l'accroissement des prix de l'approvisionnement patrimonial en fonction du taux d'inflation, l'augmentation des coûts de transport et de distribution et le début d'amortissement du compte réglementaire de frais reportés associé à l'arrêt prolongé de la centrale nucléaire de Point Lepreau. Néanmoins, les tarifs applicables aux clients industriels importants dans le cadre de l'entente modifiée restent bien au-dessous de ceux qui sont indiqués dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome et l'avantage s'accroît avec le temps selon

généralement les mêmes facteurs que ceux qui influent sur les tarifs résidentiels en cas de poursuite des activités en tant qu'entité autonome.

B. Économies par catégorie de client

La différence entre ces courbes de tarifs représente les économies de tarifs prévues pour les clients dans le cadre de l'entente modifiée. Selon nos prévisions, si l'on utilise les hypothèses du scénario de référence, ces économies de tarifs seraient d'environ 200 millions de dollars par an d'ici 2015 et d'environ 600 millions de dollars par an à long terme (voir la figure 5). Si l'on fait le total des économies de tarifs, exprimées en tant que VAN, sur toute la période prévisionnelle de 2011 à 2040 et que l'on inclut une valeur finale pour refléter la valeur des économies prévues au-delà de la période prévisionnelle, les clients qui achètent de l'électricité au Nouveau-Brunswick paieraient environ 5,0 milliards de dollars de moins dans le cadre du scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée que s'ils achetaient cette électricité dans le cadre du scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome.



Nous estimons que les clients RCG bénéficieraient d'environ 68 % de ces économies et que les clients industriels importants bénéficieraient du reste. Toutefois, le moment où ces économies se concrétiseraient diffère légèrement d'un groupe à l'autre. Aux termes de l'entente modifiée, les clients industriels importants bénéficient d'une réduction de tarifs immédiate de l'ordre de 23 % de sorte que ces tarifs se rapprochent de ceux qui s'appliquent aux clients industriels de HQ. Par conséquent, ils bénéficient d'environ 68 % des économies de tarifs estimatives totales au cours de la première année. Les clients RCG bénéficient d'un gel des tarifs et, en évitant la hausse des tarifs de 3 % prévue pour le 1^{er} avril 2010, profiteraient d'environ 32 % des économies pour la première année. Nous prévoyons que la proportion des économies dont les clients RCG bénéficieront augmentera au cours des cinq prochaines années à mesure que les tarifs industriels augmenteront conformément aux tarifs de HQ tandis que les tarifs applicables aux clients RCG du Nouveau-Brunswick demeureront gelés pendant cinq ans. Au cours de la deuxième année, les clients RCG bénéficieront d'environ 49 % des économies de tarifs totales, et cette proportion passera à 57 % au cours de la troisième année. Au cours de la cinquième année, nous estimons que les clients RCG bénéficieront d'environ 62 % des économies de tarifs annuelles. Le modèle de prévision a été conçu principalement pour évaluer les tarifs globaux et, sauf en ce qui concerne l'approvisionnement patrimonial dont il est question dans l'entente modifiée, divise généralement les besoins en revenus parmi les catégories de tarifs si l'on suppose une variation égale des tarifs exprimés en pourcentage. En pratique, la CESP pourrait examiner les tableaux de répartition des coûts détaillés et diviser les besoins en revenus différemment.

C. Calendrier de concrétisation des économies de tarifs

Selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, nous prévoyons au-delà de 2015 une augmentation des tarifs en raison des pressions inflationnistes, de l'indexation des prix des combustibles, du coût du nouvel approvisionnement en électricité et de l'incidence des importantes dépenses en immobilisations qui devront être engagées pour remplacer les usines de production existantes au cours des 15 à 25 prochaines années. Aux termes de l'entente modifiée, les tarifs augmenteront en raison du recouvrement du compte de frais reportés de Lepreau (qui, selon nous, devrait avoir lieu progressivement sur trois ans), de l'incidence de l'inflation sur le prix de l'approvisionnement patrimonial, du coût du nouvel approvisionnement requis en sus de l'approvisionnement patrimonial et des effets de l'inflation sur les coûts du service de distribution et de transport. Nous prévoyons que les économies

annuelles baisseront temporairement pour atteindre environ 100 millions de dollars après les engagements des cinq premières années en matière de tarifs (surtout en raison du recouvrement des frais reportés de Lepreau) mais qu'elles augmenteront considérablement par la suite, étant donné que l'entente modifiée met les clients du Nouveau-Brunswick à l'abri de l'indexation des prix des combustibles à l'égard des actifs existants, des dépenses en immobilisations engagées pour le remplacement d'usines existantes et de la réglementation des émissions de carbone associées aux usines existantes. Par contre, si les coûts réels des combustibles ou les coûts de remplacement du matériel de production diminuent, les clients du Nouveau-Brunswick ne bénéficieront pas de ces baisses dans la mesure où leur approvisionnement provient de l'approvisionnement patrimonial.²

D. Principaux facteurs qui expliquent les économies de tarifs selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée

La VAN des économies de tarifs de 5,0 milliards de dollars prévues selon le scénario de référence est attribuable en grande partie aux trois facteurs suivants :

1) Dépenses en immobilisations qu'Énergie NB devrait autrement engager

- Si Énergie NB poursuit ses activités en tant qu'entité autonome, elle devra engager des dépenses en immobilisations substantielles pour la réfection ou le remplacement d'usines de production dans l'avenir.
- Même si ces dépenses devront être engagées au cours des 15 à 25 prochaines années, elles représentent des milliards de dollars – par exemple, plus de 2 milliards de dollars courants (plus de 3 milliards de dollars historiques) pour Mactaquac seulement.

2) Non-indexation réelle des prix des combustibles

- Si l'opération prévue par l'entente modifiée n'est pas réalisée, les tarifs d'Énergie NB refléteront les prix des combustibles (prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon et prix d'achat contractuels) qui pourraient faire l'objet d'augmentations réelles, c'est-à-dire d'augmentations supérieures au taux d'inflation. L'Energy Information Administration du département de l'Énergie des États-Unis prévoit des hausses réelles de ces prix.

² Ce n'est pas nécessairement le cas pour les clients industriels. L'entente modifiée prévoit que les clients industriels auront librement accès au réseau de transport et de distribution et pourront acheter leur approvisionnement auprès d'autres sources que HQ.

- L'approvisionnement patrimonial en électricité est fourni à des prix liés à l'inflation, ce qui permet d'éviter les augmentations réelles des prix des combustibles.

3) **Évitement des coûts liés aux émissions de carbone**

- Si l'opération prévue par l'entente modifiée n'est pas réalisée, les tarifs d'Énergie NB refléteront les coûts de conformité aux règlements futurs sur les émissions de carbone provenant des usines de production existantes.
- Selon nos prévisions indiquées dans le scénario de référence, nous supposons qu'Énergie NB commencerait à engager les coûts liés aux émissions de carbone en 2033, lorsque la centrale de Belledune aura atteint sa fin de vie prévue.
- Les clients d'Énergie NB ne seraient pas exposés à ces coûts dans le cadre de l'entente modifiée.

Il est important de préciser que dans ce genre de prévisions, les résultats réels pourraient différer, à la hausse ou à la baisse, des résultats prévus et que l'utilisation d'autres hypothèses pourrait entraîner une hausse ou une baisse des économies de tarifs estimatives.

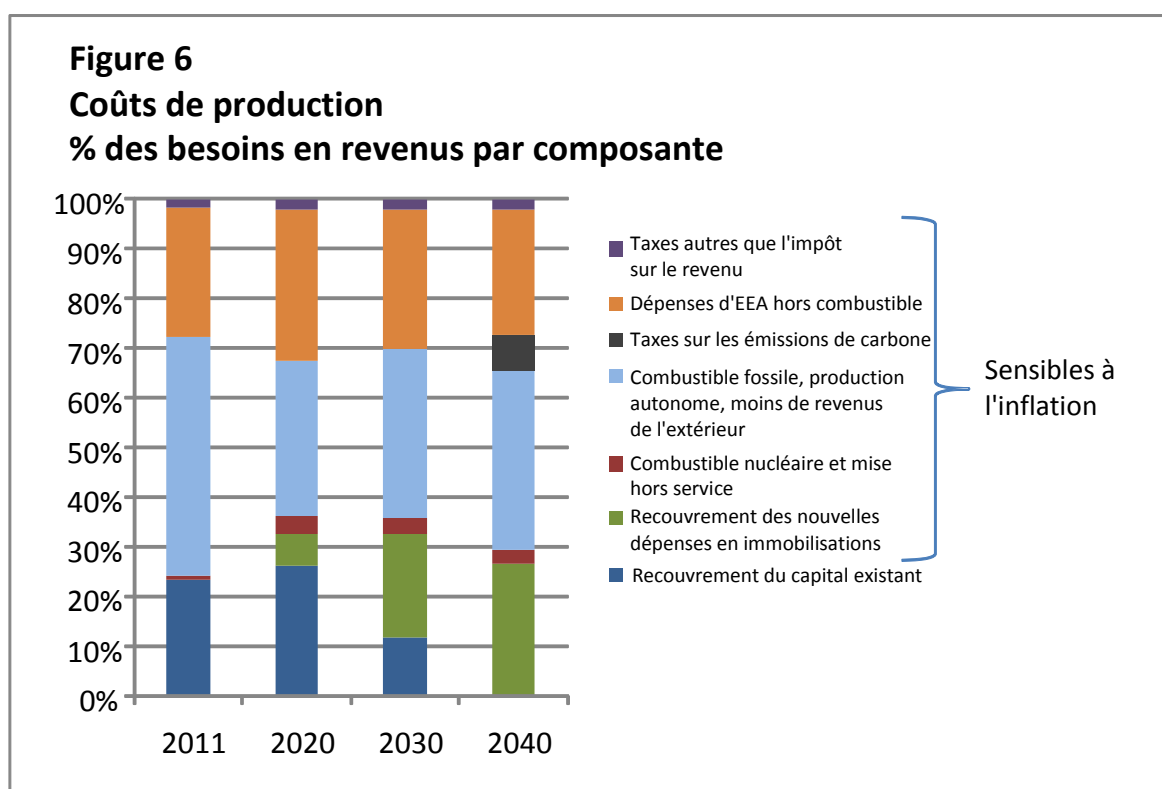
V. Risques qui influent sur le niveau des économies de tarifs potentielles

Énergie NB s'expose à divers risques qui pourraient avoir une incidence sur les tarifs indiqués dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome. Toutefois, certains de ces risques n'ont aucune incidence sur le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée et pourraient donc influencer sur le niveau des économies de tarifs potentielles.

Les risques les plus importants sont notamment les suivants :

- la réglementation des émissions de carbone;
- la volatilité du prix du charbon, du coke de pétrole, du gaz naturel et du pétrole;
- l'arrêt d'une usine de production importante;
- les taux de change;
- les dépassements de coûts de construction pour la réfection ou le remplacement d'usines de production importantes;
- les taux d'intérêt au moment où Énergie NB doit mobiliser d'importants montants de capitaux pour la réfection ou le remplacement d'usines de production.

L'acquisition par HQ prévue dans l'entente modifiée éliminerait ces risques pour les utilisateurs d'électricité du Nouveau-Brunswick. Selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée, les clients qui achètent de l'électricité au Nouveau-Brunswick continueraient d'être exposés aux hausses de tarifs potentielles suscitées par l'inflation en général. Toutefois, Énergie NB est également exposée aux pressions inflationnistes selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, particulièrement à long terme étant donné qu'elle doit remplacer certains de ses actifs. La figure 6 montre la composition des coûts liés à la production selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome.



Étant donné que tous les coûts de production d'Énergie NB selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome sont sujets aux pressions inflationnistes à long terme, selon nos prévisions, la sensibilité des taux d'intérêt à l'inflation générale est similaire dans les deux scénarios.

Bon nombre des risques susmentionnés peuvent évoluer dans un sens comme dans l'autre. Par exemple, les prix des combustibles, les taux de change, les taux d'intérêt et les coûts de remplacement pourraient être supérieurs ou inférieurs à nos hypothèses du scénario de référence.

Toutefois, certains des risques assumés par les clients du Nouveau-Brunswick selon le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, comme la réglementation des émissions de carbone ou l'arrêt d'une usine de production importante, sont plus susceptibles de se solder par des tarifs plus élevés que ceux que nous avons employés dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome, que par des tarifs moins élevés. Les clients qui achètent de l'électricité au Nouveau-Brunswick ne seraient pas exposés à ces risques selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée.

VI. Analyses de sensibilité

NERA a préparé des analyses de sensibilité afin d'illustrer l'incidence de variations de certaines hypothèses clés sur les économies de tarifs estimatives. Ces analyses ainsi que la valeur actualisée des économies de tarifs qui en résulte selon chaque scénario sont résumées ci-après.

- *Réglementation des émissions de carbone* – pour cette analyse de sensibilité, NERA a supposé que le prix du carbone suivrait les prévisions fournies par le département de l'Énergie des États-Unis dans son évaluation du projet de loi Waxman-Markey³ présentée en août 2009 et que les droits d'émission gratuits obtenus par Énergie NB diminueraient pour passer de 100 % de ses émissions jusqu'en 2020 à zéro d'ici 2030. En évitant les coûts importants associés aux émissions de carbone prévus dans ce scénario, la VAN des économies de tarifs selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée augmenterait d'un maximum de 2,4 milliards de dollars par rapport au scénario de référence, de sorte que les économies totaliseraient 7,4 milliards de dollars. Il est possible qu'Énergie NB puisse prendre des mesures selon ce scénario afin de réduire les répercussions, par exemple en fermant certaines centrales à combustible fossile, mais les économies possibles dans le cadre de l'entente modifiée seraient quand même sensiblement supérieures à celles indiquées dans le scénario qui prévoit la poursuite des activités en tant qu'entité autonome.
- *Inflation* – pour cette analyse de sensibilité, NERA a supposé que l'inflation était de 4 % par opposition à l'inflation d'environ 1,9 % prévue par le Canadian Conference Board. Un tel taux d'inflation a une incidence sur les hausses des frais d'exploitation selon les deux scénarios, le coût des capitaux propres selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée et le taux d'actualisation. De plus, il augmenterait probablement le coût de la dette à mesure que la dette viendra à échéance et sera refinancée. L'incidence nette est une augmentation de la VAN des économies de tarifs, qui s'établira à 5,3 milliards de

³ « Energy Market and Economic Impacts of H.R. 2454, the American Clean Energy and Security Act of 2009 »; Energy Information Administration, département de l'Énergie des États-Unis; août 2009.

dollars si nous tenons compte uniquement de l'incidence sur les frais, de la hausse du coût des capitaux propres selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée et de la hausse du taux d'actualisation. Les économies estimatives seraient probablement supérieures si nous tenions compte de l'incidence sur le coût de la dette, bien que cela soit plus difficile à évaluer étant donné qu'une telle estimation dépend de l'échéance des titres d'emprunt qui seront émis. L'important est qu'une hausse substantielle de l'inflation ne réduit pas les économies de tarifs estimatives. En fait, elle semble avoir un effet légèrement à la hausse sur celles-ci.

- *Indexation réelle des coûts en combustibles et en électricité achetée* – pour cette analyse de sensibilité, NERA a présumé qu'il n'y aurait aucune indexation réelle des coûts en combustibles et en électricité achetée, mais plutôt l'indexation de 1 % prévue selon le scénario de référence. La VAN des économies de tarifs selon ce scénario diminuerait pour s'établir à 3,4 milliards de dollars. Cela indique que les hypothèses relatives aux prix des combustibles influent de façon importante sur la valeur des économies de tarifs estimatives.
- *Indexation réelle des revenus tirés des ventes hors Nouveau-Brunswick, prix de l'énergie interruptible et coûts du nouvel approvisionnement* – pour cette analyse de sensibilité, NERA a supposé que les revenus tirés des ventes hors Nouveau-Brunswick et le prix de l'énergie interruptible sont indexés selon un taux supérieur de 1 % à l'inflation en chiffres absolus et que les coûts du nouvel approvisionnement sont indexés au taux de 0,5 % en chiffres absolus. Les coûts du nouvel approvisionnement sont moins indexés que les revenus réalisés sur le marché puisqu'une partie de ceux-ci constituera des coûts fixes une fois que les installations auront été construites. L'incidence nette sera une réduction des avantages, qui s'établiront à 4,5 milliards de dollars.
- *Dépenses en immobilisations de remplacement* – pour cette analyse de sensibilité, NERA a supposé des dépassements de coûts de 50 % dans le cadre de la réfection de Mactaquac et de Belledune par Énergie NB et une deuxième réfection de Point Lepreau. Étant donné que ces dépenses pourraient être évitées selon le scénario qui prévoit la mise en œuvre de l'entente modifiée, l'incidence nette est une augmentation des économies pour les clients, qui s'établiront à 6,0 milliards de dollars.
- *Taux d'actualisation* – si le taux d'actualisation augmentait pour s'établir à 6,5 % plutôt qu'au taux actualisé de base de 6,0 % présumé, la VAN des économies de tarifs serait alors ramenée à 4,4 milliards de dollars; par contre, si le taux d'actualisation était ramené à 5,5 %, la VAN des économies serait portée à 5,8 milliards de dollars.

VII. Réerves, hypothèses et conditions

Les réserves, hypothèses et conditions suivantes s'ajoutent à celles qui sont énoncées ailleurs dans le présent document. L'information fournie par des tiers qui est intégrée ou reflétée dans les tarifs prévisionnels est jugée raisonnable, mais n'a pas été vérifiée par NERA. NERA ne donne aucune garantie quant à l'exactitude de ces renseignements. Les renseignements publics et les données sectorielles et statistiques qui figurent ou sont reflétées dans le présent document proviennent de sources que NERA juge objectives. Toutefois, NERA ne fait aucune déclaration quant à l'exactitude ou à l'exhaustivité de ces renseignements et a accepté ces renseignements sans autre vérification. Les prévisions sont fondées sur des données à jour et sur des hypothèses que NERA estime raisonnables, par exemple l'hypothèse selon laquelle les dépenses augmenteront en fonction de l'inflation. Ces hypothèses représentent des jugements que NERA estime raisonnables et ont été examinées avec Énergie NB, mais n'ont pas été élaborées à l'aide de méthodes statistiques ou de tendances historiques. Comme toute autre prévision, les prévisions établies au sujet des tarifs comportent des risques et des incertitudes. En particulier, les résultats réels pourraient être touchés par des événements futurs imprévisibles ou qui sont indépendants de notre volonté, notamment les progrès technologiques, la variation des prix des combustibles et des taux de change, l'évolution de la conjoncture des marchés et du secteur d'activité, l'issue d'éventualités et les modifications apportées aux lois ou aux règlements. NERA se dégage de toute responsabilité quant aux résultats réels ou aux événements futurs. NERA décline également toute obligation de modifier le présent document ou les prévisions dont il y est question afin d'y refléter des changements, des événements ou des facteurs survenus après la date des présentes. NERA se dégage de toute responsabilité relativement à l'utilisation par un tiers du présent document ou des prévisions dont il y est question. En particulier, NERA n'assume aucune responsabilité envers quiconque à l'égard du présent document ou des prévisions qui y figurent ou des mesures ou des décisions qui seront prises par suite du présent document et des prévisions qu'il contient.