

New Brunswick System Operator
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick



Rapport sur l'état du marché

Avril 2007 à mars 2008

Résumé

Le Rapport sur l'état du marché est produit conformément aux Règles du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Ce rapport couvrant l'exercice du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2008 fournit un résumé de l'état du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick indiquant l'évaluation générale du Conseil de l'Exploitant de réseau du Nouveau-Brunswick (« ERNB ») quant à l'état de concurrence et d'efficacité du marché de l'électricité.

Même si la conception du marché bilatéral physique mise en place le 1^{er} octobre 2004 est toujours perçue comme un modèle efficace et approprié pour le Nouveau-Brunswick et les Maritimes, l'intégration de la production ne pouvant être acheminée peut nécessiter d'apporter des changements à la conception à l'avenir. Un marché bilatéral par nature n'entraînera pas le développement rapide d'un marché entièrement concurrentiel. Le niveau de concurrence augmentera progressivement, de nouvelles installations de production étant requises pour répondre à l'augmentation de la charge, les usines existantes se retirant, la charge disputable locale quittant le service standard et des centrales de production d'électricité marchandes d'exportation s'implantant au Nouveau-Brunswick. On s'attendait à ce que le niveau d'activité des clients de la charge locale ne soit pas important étant donné l'objectif de la politique énergétique de 2001 qui consistait à adopter une approche « délibérée et contrôlée » relativement à l'introduction de la concurrence.

L'absence complète d'activité de la charge locale est toutefois attribuable à la hausse des prix du marché de gros relativement aux taux réglementés et à l'absence de clarté en ce qui concerne les frais de sortie et le service partiel. Ces deux derniers éléments sont perçus par l'ERNB comme des obstacles qui doivent être traités.

Même si la faible croissance de la charge intérieure et la hausse des prix de gros relativement aux taux réglementés ont réduit le potentiel d'augmentation de la concurrence, certains facteurs compensatoires augmenteront le potentiel de concurrence à

l'avenir. Ils comprennent la possibilité de remplacer la production à partir de combustibles fossiles par une production nouvelle qui ne se fait pas à partir de combustibles fossiles, l'augmentation de la demande en énergie renouvelable et le potentiel des installations d'exportation marchandes à répondre à la croissance de la charge électrique en Nouvelle-Angleterre. Comme le marché du Nouveau-Brunswick est relativement petit, le développement à moyen terme sera probablement mené par les marchés extérieurs.

Le nombre de participants au marché enregistrés continue à augmenter. Il s'agit d'une évolution positive, puisqu'elle soutient l'augmentation de la concurrence.

L'ERNB encourage le développement d'une offre concurrentielle d'énergie d'équilibrage et d'un marché de services accessoires basés sur la capacité. Même si les progrès sont lents, l'ERNB prend des mesures pour traiter ceci. Les besoins en transport d'énergie externe constituent un obstacle qui est discuté avec les fournisseurs de transport d'énergie adjacents. Des changements ont également été apportés aux règles du marché en réaction aux commentaires des potentiels participants au marché.

Les attentes relatives aux grandes quantités de production d'énergie éolienne dans la région ont amené à concentrer l'attention sur les questions relatives au vent. Une étude de l'intégration de l'énergie éolienne publiée par l'ERNB en avril 2007 détermine qu'il est nécessaire d'apporter des changements au tarif et aux règles du marché ainsi que d'améliorer la coopération régionale. Une coopération accrue augmenterait la capacité du réseau régional à prendre en compte l'énergie éolienne grâce à une flexibilité accrue et à réduire la variabilité et les erreurs de prévision liées à la production totale d'énergie éolienne. L'approvisionnement concurrentiel en énergie d'équilibrage, la réglementation et le suivi de la charge sont importants pour la bonne intégration de l'énergie éolienne dans la région. L'augmentation de la concurrence liée à l'achat de ces services continuera à être une priorité pour l'ERNB.

En ce qui concerne la conformité au marché, le Conseil est convaincu que les questions de non-conformité sont traitées comme il se doit. La mise en œuvre de diverses composantes du plan d'assurance de l'ERNB se poursuivra afin de continuer à surveiller la conformité des participants au marché, des transporteurs et de l'exploitant de réseau ainsi que l'efficacité du marché. L'observation du marché est une responsabilité partagée avec la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (« CESP »). L'ERNB a l'intention de travailler conjointement avec la CESP pour observer le fonctionnement du marché et pour apporter des améliorations continues à la conception du marché et au processus d'observation au besoin.

Table des matières

Résumé.....	i
1.0 Introduction.....	1
2.0 État du marché	2
2.1 Conception du marché.....	2
2.2 Emprise sur le marché.....	3
2.3 Flux énergétiques du marché bilatéral.....	5
2.4 Transport de l'énergie à libre accès.....	7
2.5 Participation au marché et enregistrement de l'installation	12
2.6 Marché de réacheminement.....	20
2.7 Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick.....	22
2.8 Services accessoires	29
2.9 Modifications au tarif et aux règles du marché.....	32
3.0 Activités d'observation du marché général	33
3.1 Services d'établissement de calendrier	33
3.2 Coût supplémentaire résiduel.....	33
3.3 Dotation de l'ERNB	36
3.4 Comportements des participants au marché.....	36
3.5 Mesures.....	37
4.0 Développement du marché en continu et à l'avenir	38
Annexe 1 : Enquêtes particulières sur le marché et résultats.....	40
Annexe 2 – Clients convoités et service standard.....	44
Annexe 3 : Glossaire des termes.....	48
Annexe 4 : Principaux acheteurs de transport d'énergie	49

1.0 Introduction

Ce deuxième rapport sur l'état du marché est publié par l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« ERNB ») en réaction à ses devoirs liés au fonctionnement du marché de l'énergie. Il couvre la période du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2008. Alors que le premier rapport couvrait la période du 1^{er} octobre 2004 au 31 mars 2007, les futurs rapports seront publiés de façon annuelle.

Le rapport fournit l'évaluation générale du Conseil de l'ERNB quant à l'état de concurrence et d'efficacité du marché avec une anticipation du futur développement du marché. Il résume l'état du marché, décrit les activités d'observation du marché et met en évidence les changements entrepris par l'ERNB pour améliorer la conception du marché. Les enquêtes entreprises au cours de l'exercice financier relativement aux plaintes sont également incluses.

En plus d'être responsable du fonctionnement du marché de l'électricité, l'ERNB doit s'assurer de la fiabilité de l'exploitation du réseau électrique du Nouveau-Brunswick. La fonction commercialisation comprend la conception du tarif, la conception des règles du marché, l'administration, le règlement et l'observation du marché.

2.0 État du marché

2.1 Conception du marché

Le marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick a été conçu comme un marché bilatéral physique basé sur le fondement d'un tarif compatible avec l'ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (« FERC »). L'ERNB a maintenant l'intention d'établir une compatibilité avec l'ordonnance 890 (890A et 890B) plus récente de la FERC, qui conserve les composantes de base du tarif *pro forma* de l'ordonnance 888. Des modifications supplémentaires peuvent être requises pour faciliter les technologies de production d'énergie renouvelable et les économies liées à l'utilisation du réseau de transport d'énergie.

Puisque le nord du Maine, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard ne sont reliés au reste de l'Amérique du Nord via le Nouveau-Brunswick que de façon électrique, le marché du Nouveau-Brunswick agit de nombreuses façons comme le marché de gros de la région.

La conception du marché bilatéral physique de base est compatible avec l'introduction « délibérée et contrôlée » d'un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick et également avec l'existence d'un marché de gros régional *de fait* comportant un petit nombre d'acteurs dans la région qui ont, pour la plupart, des charges locales. Les entités qui desservent les charges concluent des ententes avec des fournisseurs pour obtenir l'énergie et la capacité nécessaires pour desservir leur charge et maintenir la fiabilité du réseau. Ces opérations sont prévues avec l'ERNB en tant qu'exploitant de réseau indépendant responsable du tarif de transport d'énergie à libre accès et des règles du marché régissant l'utilisation du réseau de transport d'énergie au Nouveau-Brunswick. L'ERNB crée un acheminement économique limité par la sécurité optimisée de la production et des charges à l'aide des soumissions reçues de ces ressources.

Sur une base de planification, l'ERNB publie un rapport annuel d'évaluation sur 10 ans de la suffisance des installations de production et de transport d'énergie (« Évaluation sur 10 ans »). En respectant l'intention de certains aspects de l'ordonnance 890 de la FERC, désormais, l'Évaluation sur 10 ans examine également les besoins régionaux en matière de transport d'énergie. On envisage actuellement l'expansion de la portée de l'Évaluation sur 10 ans au-delà de la fiabilité pour comprendre les besoins de l'ensemble du réseau, y compris en matière d'économie. Les facteurs expliquant cette expansion de la portée comprennent la hausse rapide et importante du coût des combustibles fossiles, les contraintes environnementales et la reconnaissance de l'industrie d'un degré de planification centralisée. La période de 10 ans peut également être étendue du fait que certains investissements de production demandent des délais de démarrage s'étendant jusqu'à une décennie et du fait de l'émergence de cibles environnementales à très long terme.

Il a été déterminé que l'énergie d'équilibrage et les services accessoires basés sur la capacité avaient un potentiel d'achat concurrentiel et l'accent a été placé sur l'établissement de la concurrence relativement à l'achat de ces services par l'ERNB. Ceci est cohérent avec la politique, la conception du marché et un cadre réglementaire qui encourage l'achat concurrentiel des services accessoires.

2.2 Emprise sur le marché

L'emprise sur le marché est la capacité d'un participant au marché dominant à s'engager dans des activités qui réduisent ou empêchent la concurrence du marché. Dans le cadre du rôle de l'ERNB consistant à développer un marché concurrentiel, la présence d'une emprise sur le marché n'est pas problématique mais l'adoption et l'effet des comportements de monopole le sont.

Dans le cadre de son observation quotidienne du marché, l'ERNB n'a pas suspecté ou reçu de plaintes pour abus relatif à l'emprise sur le marché. L'ERNB continuera à surveiller les signes de comportement de monopole chez les participants au marché.

Il est important de noter que la conception du marché bilatéral physique du Nouveau-Brunswick est plus résistante aux abus relatifs à l'emprise sur le marché que d'autres conceptions telles que la pure mise en commun. Cette conception convient particulièrement dans le contexte des Maritimes qui a un si petit nombre de fournisseurs actifs du marché de gros. Dans le cadre d'un marché bilatéral, les décisions relatives à la tarification sont prises sur des périodes plus longues et la capacité à influencer les prix est moindre.

Le seul marché en temps réel du Nouveau-Brunswick concerne les différences entre la production prévue bilatéralement et la production réelle qui est déterminée par l'ERNB. Pour atténuer davantage l'emprise sur le marché, les prix utilisés pour définir la différence entre la production acheminée et la production prévue bilatéralement sont fixés au prix soumis par le fournisseur, plutôt qu'au prix de rajustement du marché marginal, qui serait supérieur ou égal au prix soumis. Le marché du Nouveau-Brunswick utilise également les prix soumis pour les hausses et les baisses de production, réduisant davantage la probabilité que les prix soient fixés à un taux plus élevé ou plus bas que le coût (coût de renonciation compris).

Un autre facteur atténuant : les taux proposés aux clients convoités du service standard sont réglementés de façon à s'assurer qu'ils sont justes et raisonnables. Par conséquent, la capacité du fournisseur de service standard à faire augmenter les prix pour accroître les bénéfices est grandement réduite.

Même si la capacité d'emprise sur le marché en vue d'influencer les prix est faible, il est possible d'empêcher l'entrée sur le marché. Ce qui amoindrit grandement la concurrence. Un acteur dominant s'intéressant largement à la distribution, au transport et à la production d'énergie pourrait employer des pratiques visant à empêcher l'entrée de nouveaux acteurs. Ces pratiques comprennent par exemple l'interfinancement des tarifs pour les clients convoités, l'enfermement de clients dans des contrats à long terme, l'achat de centrales sans vocation de service public existantes, l'achat de nouvelles

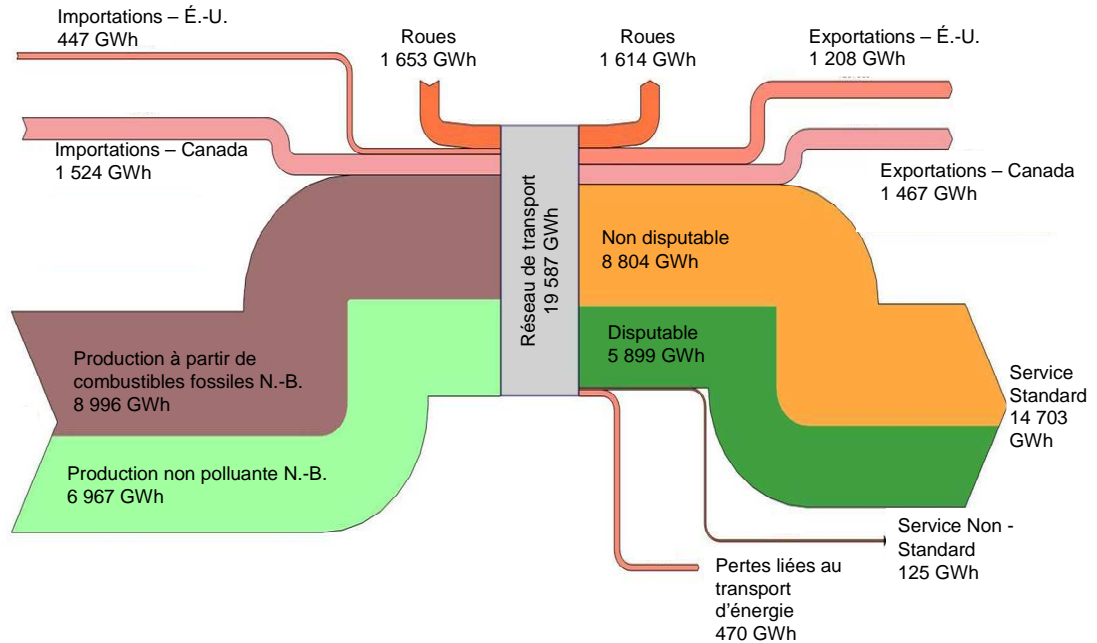
fournitures sur une base non concurrentielle et l'accaparement du transport d'énergie. Il est important de noter que l'existence de ces pratiques ne signifie pas forcément qu'il y a eu intention d'amoinrir la concurrence. Certaines de ces mesures sont prises pour améliorer l'efficacité, dans l'intérêt des clients.

2.3 Flux énergétiques du marché bilatéral

Les flux du marché prévus pour avril 2007 à mars 2008 sont indiqués à la figure 1 afin d'illustrer les volumes d'injection et de retrait du réseau de transport d'énergie. La largeur des lignes du graphique est proportionnelle au volume des flux. Ces renseignements permettent d'obtenir une perspective du niveau et de la nature de l'activité.

Les injections prévues dans le réseau de transport d'énergie sont dominées par la production basée au Nouveau-Brunswick qui représente 82 % du total. Les importations représentent 10 % et les injections restantes sont les flux poussés dans le réseau. La figure montre également le partage entre la production non polluante et la production à partir de combustibles fossiles, la production non polluante représentant 45 % du mélange provincial. Il faut noter que la production industrielle autonome n'est pas comprise dans la figure, car elle n'est pas prévue dans le réseau de transport d'énergie. Avec l'augmentation des prix des combustibles fossiles et la demande accrue en production non polluante, on s'attend à ce que le mélange production non polluante/production à partir de combustibles fossiles change à moyen terme.

Figure 1
Opérations du marché bilatéral
Avril 2007 à mars 2008



Du côté du retrait prévu de la figure 1, la charge du Nouveau-Brunswick desservie par le fournisseur de service standard constitue la catégorie dominante avec 75 % du total. Les 25 % restants sont composés des roues (8 %), des exportations (14 %), de la charge du Nouveau-Brunswick qui n'est pas fournie par le fournisseur de service standard (0,5 %) et des pertes de transport d'énergie prévues (2,5 %). La charge du Nouveau-Brunswick comprend des charges disputables et non disputables. La charge disputable est utilisée par les clients industriels et municipaux du Nouveau-Brunswick qui ont l'option d'acheter de l'énergie auprès d'un fournisseur autre que le fournisseur de service standard, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (« Distribution Énergie NB »). Il faut noter que 40 % de la consommation électrique du Nouveau-Brunswick pourrait être fournie par n'importe quel fournisseur.

Par rapport au dernier exercice, on a enregistré une hausse de 63 % de l'électricité éolienne passant dans le réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick. Les

importations et les exportations en provenance du Canada et des États-Unis ont augmenté alors que les injections de production ont diminué. Puisque les exportations ont augmenté, la baisse de la production est probablement due à la hausse des importations et à la baisse des besoins en charge. Il faut en particulier noter la baisse de 5 % de la charge disputable du Nouveau-Brunswick qui est probablement due à de récentes fermetures d'usines. Comme les prix de l'électricité du Nouveau-Brunswick sont sensibles aux prix élevés des combustibles fossiles, on peut s'attendre à ce que les taux du service standard augmentent, ce qui pourrait mener à une perte supplémentaire de charge causée par des fermetures ou une réduction de la consommation (entraînant une réduction de la production, de la conservation ou de l'efficacité énergétique). La hausse des taux du service standard pourrait inciter les clients convoités à étudier les solutions de rechange.

2.4 Transport de l'énergie à libre accès

Il est essentiel au bon fonctionnement du marché du Nouveau-Brunswick qu'il existe un libre accès non discriminatoire au réseau de transport d'énergie qui est le lien entre les acheteurs et les vendeurs. Un exploitant de réseau indépendant assure aux participants au marché qu'ils sont traités équitablement.

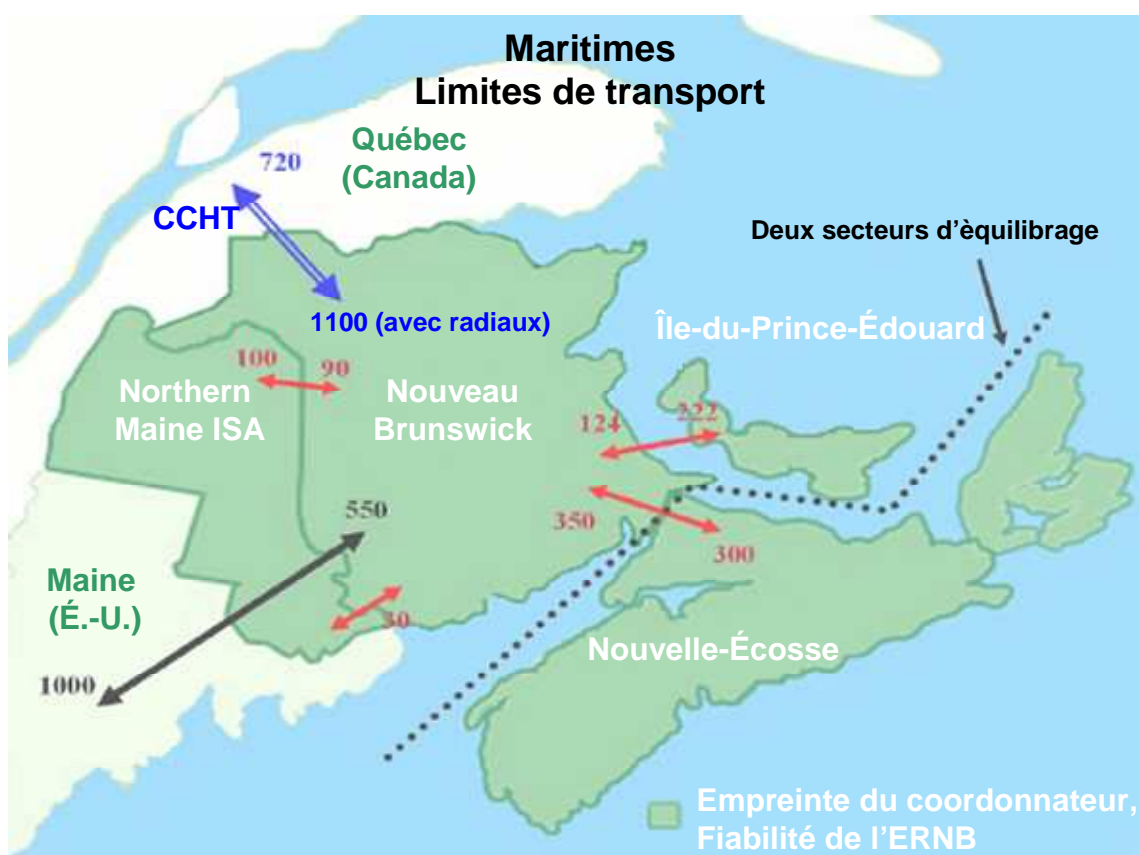
La figure 2 montre la nature hautement interconnectée du réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick. L'existence de plusieurs interconnexions avec les réseaux adjacents augmente la pertinence du maintien de l'accès libre au réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick au Nouveau-Brunswick et dans la région.

Dans le cas d'une structure de marché relativement nouvelle, l'indicateur de développement est le nombre de clients accédant aux services de transport d'énergie. Plus le nombre de clients augmente, plus le potentiel de concurrence est important.

Il y a deux services de transport d'énergie de base : le service réseau et le service point à point. Le service réseau est utilisé par les clients qui injectent et prennent de l'électricité

dans le réseau sans indiquer l'emplacement, l'heure ou la quantité de l'injection ou du retrait. Distribution Énergie NB dessert une grande charge à partir de nombreux points et est un exemple de client des services réseau. Le service point à point est utilisé par les clients pour transmettre une quantité particulière d'énergie ou de capacité d'un point à un autre. Par exemple, les clients qui font passer de l'électricité au Nouveau-Brunswick et hors du Nouveau-Brunswick.

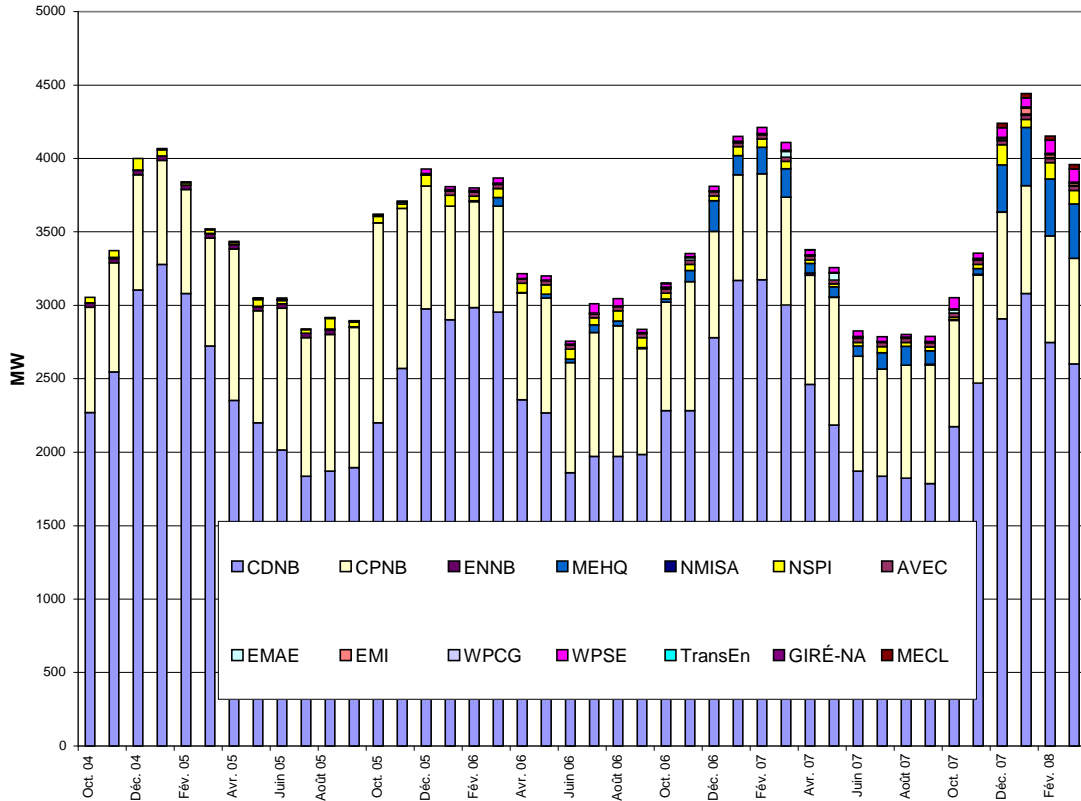
Figure 2
Interconnexions de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick



Au début de l'ouverture du marché, Distribution Énergie était le seul client du service réseau. Depuis lors, les charges de Perth-Andover (1^{er} janvier 2005) et d'Eastern Maine Electric Cooperative (1^{er} décembre 2005) sont devenues des clients du service réseau.

Au cours du premier mois d'intervention sur le marché, en octobre 2004, le nombre de clients demandant un service de transport d'énergie point à point s'élevait à deux. Ce chiffre est passé à six en mars 2007 et à 9 en mars 2008.

Figure 3
Achats de services de transport d'énergie
(MW mensuels équivalents)¹



La figure 3 montre les achats de services de transport d'énergie mensuels de chaque entreprise en MW avec toutes les réservations point à point étant converties en équivalents mensuels.² Cette figure montre non seulement la hausse du nombre de parties achetant des services de transport d'énergie mais également la variabilité des ventes de services de transport d'énergie. Pour ce qui est du service réseau du Nouveau-Brunswick, la variabilité est largement touchée en hiver par la charge pour le

¹ Le nom complet des entités qui ont acheté des services de transport d'énergie est indiqué en annexe du présent rapport.

² Les MW pour les réservations de produits de point augmentent proportionnellement pour refléter les taux de prime de ces services.

chauffage électrique alors que les ventes du service point à point sont touchées par les conditions du marché régional (Québec, Nouvelle-Angleterre, Nouvelle-Écosse, etc.)

Le potentiel de clients des services de transport d'énergie supplémentaires est élevé avec le développement du concept de centre énergétique par le Nouveau Brunswick qui promeut la province en tant que fournisseur d'énergie majeur pour les marchés externes. L'intérêt relatif aux projets d'énergie éolienne a considérablement augmenté pour la demande d'exportation et provinciale créée, au moins en partie, par les normes de portefeuille renouvelable. De plus, l'acheminement du transport d'énergie potentiel à travers le Nouveau-Brunswick du projet hydroélectrique du Bas-Churchill du Labrador apportera plus de possibilités.

La mise en service de la Ligne internationale de transport/Interconnexion de fiabilité du nord-est (« LIT/IFN »)³ augmente la capacité de transfert du Nouveau-Brunswick à destination et en provenance de la Nouvelle-Angleterre. La hausse en cours des capacités d'exportation et d'importation commerciales résultant de la nouvelle ligne soutiendra davantage les projets de développement des exportations potentiels au Nouveau-Brunswick et fournira aux charges du Nouveau-Brunswick plus de choix.

Même si le réseau de transport d'énergie existant du Nouveau-Brunswick soutiendra le développement de la production, l'exportation de gros volumes d'électricité, comme cela est sous-entendu dans le concept de centre énergétique, cela nécessitera un transport d'énergie supplémentaire au sein du Nouveau-Brunswick, entre les interfaces et sur les réseaux adjacents. Il faut donc procéder à diverses études techniques et économiques des installations de transport d'énergie appropriées. Un examen de l'approche générale de l'investissement et de l'utilisation du transport d'énergie peut être nécessaire étant donné l'ampleur de la production potentielle, le nombre de partisans au projet de production, la nature non acheminable d'une partie de la production proposée et l'ampleur des investissements de transport d'énergie. Le tableau 1 illustre les diverses approches qui peuvent être étudiées dans le cadre d'un tel examen.

³ Ligne internationale de transport/Interconnexion de fiabilité du nord-est, une ligne de transport à 345 kV entre Lepreau au Nouveau-Brunswick et Orrington dans le Maine.

L'Évaluation sur 10 ans de la suffisance des installations de production et de transport d'énergie de l'ERNB ⁴ donne une perspective des besoins de mise à niveau du transport d'énergie et un aperçu des travaux entrepris pour traiter ces besoins.

Tableau 1
Traitement des interfaces de transport d'énergie (c.-à-d. liens entre les marchés)

	Conception du marché standard (p. ex. GIRÉ-NA, NY)	Ordonnance 888/889/890 (p. ex. N.-B., N.-É., Î.-P.-É.)	Danemark (nouveau modèle)	Marchand pur
Gestion de la congestion	Pas de réservations (c.-à-d. droits physiques), mais droits de congestion financiers disponibles au moyen d'une mise aux enchères (en général <=5ans).	Réservations fournissant des droits physiques pour la livraison d'énergie (entreprise à long terme {pas de limite pour la durée, plus droits de renouvellement}, entreprise à court terme et non entreprise)	Pas de droits physiques. Acheminement des soumissions les moins importantes.	Peut avoir des droits physiques. Les modèles réels varient.
Investissement de transport d'énergie	Les entreprises des services publics ou les autres propriétaire d'installation de transport d'énergie (privé ou non)	Les entreprises des services publics ou les autres propriétaires d'installation de transport d'énergie (privé ou non)	Propriétaire d'un réseau de transport d'énergie (gouvernement)	Entreprises privées
Recouvrement des coûts de transport d'énergie pour les mises à niveau des interfaces entre les marchés (réseau de transport d'énergie partagé)	Le coût est compris dans le besoin de recettes douanières total. Le besoin <u>total</u> est payé par toute la charge et les exportations. Dans certains modèles, il y a peu de frais pour les exportations (p. ex. Ontario). Dans certains accords de réciprocité de conceptions, on renonce aux frais sur les flux entre les marchés dans toute direction.	Les recettes issues des réservations vont au propriétaire de l'installation de transport d'énergie, la partie qui réserve paie ce qu'elle réserve qu'elle l'utilise ou pas.	La valeur économique en « temps réel » de l'interface est partagée à part égale entre les deux charges des deux marchés.	Mise aux enchères de l'utilisation en temps réel (ou peut permettre la mise aux enchères pour des droits à plus long terme).

⁴ http://www.nbso.ca/Public/_private/10-year%20Assessment%202008.pdf

	Conception du marché standard (p. ex. GIRÉ-NA, NY)	Ordonnance 888/889/890 (p. ex. N.-B., N.-É., Î.-P.-É.)	Danemark (nouveau modèle)	Marchand pur
Risque lié à l'utilisation	La <u>charge</u> est responsable du risque lié au volume d'utilisation. Si personne n'utilise l'interface, alors les taux tarifaires augmenteront pour la charge. Si l'utilisation est élevée alors les taux baisseront. S'il n'y a pas de frais pour l'utilisation de l'interface, alors la charge paye le coût que l'interface soit utilisée ou non.	Le risque est partagé entre la charge et ceux qui réservent l'exportation à long terme, selon le volume des réservations. Si la quantité de réservation à long terme dépasse x, alors les réservations réduisent ce que la charge aura à payer relativement aux équipements de transport d'énergie existants. Si le volume équivaut à x, alors ceux qui détiennent une réservation payent le coût total de l'interface. Si le volume est inférieur à x, alors la charge compense la différence relative au coût de l'interface.	Charge	Propriétaire d'installation de transport d'énergie

2.5 Participation au marché et enregistrement de l'installation

Depuis l'ouverture du marché, il y a des signes positifs, le nombre de participants au marché accrédités et actifs ayant augmenté.

Installations de production

Toutes les installations de production existantes autres que l'installation de production nucléaire de Point Lepreau et Bayside sont enregistrées sur le marché par la Corporation de production d'Énergie NB (« Production Énergie NB »). Cela comprend un certain nombre d'installations détenues de façon indépendante, dont l'une a été récemment achetée par Production Énergie NB. L'installation hydroélectrique de 10,8 MW de Great Falls, maintenant connue sous le nom de centrale électrique de Nepisiguit Falls a été acquise par Production Énergie NB à la fin du mois de juin 2007. L'installation de production de Point Lepreau est enregistrée par la Corporation

d'Énergie nucléaire NB. Une liste des installations de production existantes du Nouveau-Brunswick est disponible dans l'Évaluation sur 10 ans de l'ERNB.

De nouvelles installations de production du Nouveau-Brunswick ont la capacité de desservir la charge du marché intérieur ou d'exporter l'énergie hors du Nouveau-Brunswick pour desservir d'autres marchés. Même si aucune nouvelle installation de production n'a été construite au Nouveau-Brunswick depuis l'ouverture du marché, les principaux facteurs des nouvelles installations de production seront les suivants :

- le Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables du Nouveau-Brunswick;
- le remplacement de la production à partir de combustible fossile à coût élevé au Nouveau-Brunswick;
- les règlements sur les gaz à effet de serre en attente;
- l'augmentation importante de la charge en Nouvelle-Angleterre;
- les normes du portefeuille renouvelable en Nouvelle-Angleterre;
- la charge disputable du Nouveau-Brunswick quittant le service standard.

L'augmentation de la charge du Nouveau-Brunswick ne devrait pas être un facteur des nouvelles installations de production. En réalité, avec les récentes fermetures de grandes installations industrielles, la récente croissance de la charge à court terme a été négative. La demande en production à partir d'énergies renouvelables pourrait également encourager le redéveloppement des sites hydroélectriques existants comme cela a été le cas pour le site hydroélectrique de St. George. L'installation est certifiée ÉcoLogo et est en mesure d'approvisionner le marché des énergies renouvelables.

L'un des principaux avantages du développement du Nouveau-Brunswick est la capacité à recevoir de nouvelles installations de production. Ceci est prouvé par le soutien public de la remise à neuf de l'installation de production nucléaire de Point Lepreau, la construction de l'installation de gaz naturel liquéfié et, plus important encore, le choix d'un parti politique qui comprenait un nouveau développement

nucléaire dans sa plateforme. Avec plusieurs projets majeurs, la main-d'œuvre soutenant les projets actuels et futurs est de plus en plus importante. Géographiquement, la province est proche des charges majeures de la Nouvelle-Angleterre et des Maritimes et a un fort réseau de transport d'énergie en libre accès. Les ports en eau profonde libres de glace toute l'année fournissent un accès aux combustibles et le potentiel de catastrophes naturelles telles que les ouragans et les tremblements de terre est faible. Les sources d'énergie indigènes du Nouveau-Brunswick comprennent la biomasse, des petites quantités de gaz naturel et un régime éolien de classe mondiale. La stratégie de centre énergétique du Nouveau-Brunswick associée à un petit gouvernement qui réagit rapidement aux besoins des promoteurs soutient également la capacité à recevoir de nouvelles installations de production.

Un bon indicateur du potentiel lié aux nouvelles installations de production au Nouveau-Brunswick est le nombre d'études d'impact sur le réseau menées. L'étude d'impact sur le réseau est l'une des étapes préliminaires requises du processus de connexion au transport d'énergie. Même s'il n'est pas garanti que ces projets seront mis en place, ils indiquent le nombre de promoteurs qui envisagent sérieusement leurs projets potentiels.

Le tableau 2 illustre les études d'impact sur le réseau pour les projets de production qui ont été lancés au cours de la période de déclaration.

Cette année était très active avec 11 projets pour lesquels des études d'impact sur le réseau ont été menées, représentant au total 1 279 MW de production. Il est intéressant de voir que tous les projets visaient au développement de l'énergie éolienne. Les principaux facteurs de l'énergie éolienne comprennent le besoin qu'a Distribution Énergie NB d'atteindre les objectifs provinciaux en matière d'électricité renouvelable, la demande croissante en électricité sur le marché de la Nouvelle-Angleterre, le marché du crédit de l'énergie renouvelable de la Nouvelle-Angleterre et l'énergie éolienne qui devient de plus en plus rentable.

Tableau 2
Études d'impact sur le réseau menées – Projets de production
Avril 2007 à mars 2008

Nom	Emplacement	Taille (MW)	Entreprise
Projet éolien de 99MW à Caribou	Caribou, N.-B.	99	Ventus Energy Inc
Parc éolien d'Aulac	Aulac, N.-B.	300	Acciona Wind Energy Canada Inc.
Parc éolien de Lamèque	Lamèque, N.-B.	50	Acciona Wind Energy Canada Inc.
Parc éolien de McAdam	McAdam, N.-B.	52	FPLE Canadian Wind, ULC
Parc éolien sud de St. George	Saint George, N.-B.	204	FPLE Canadian Wind, ULC
Parc éolien de Murray Corner	Murray Corner, N.-B.	99	SkyPower Corp.
Parc éolien d'Anse-Bleue	Anse-Bleue, N.-B.	99	SkyPower Corp.
Parc éolien d'Escuminac	Escuminac, N.-B.	104	SkyPower Corp.
Parc éolien de Mann Siding	Saint-Quentin, N.-B.	150	Shear Wind Inc.
Parc éolien phase II de Caribou Mines	Caribou Mines, N.-B.	101	Ventus Energy Inc.
Projet éolien de Grand Manan	Grand Manan, N.-B.	21	Dark Harbour Wind Inc.

Un certain nombre de projets éoliens étant à diverses phases de développement, on s'attend à ce qu'une installation de production ou plus soit enregistrée par un participant au marché autre que Énergie NB dans l'année qui vient ou la suivante. Les projets éoliens initiaux du Nouveau-Brunswick seront sous contrat avec Distribution Énergie NB pour une partie ou l'ensemble de leur production. Certaines autres productions d'énergie éolienne seront plus probablement exportées, la Nouvelle-Angleterre étant la destination probable.

Étant donné l'intérêt croissant pour l'énergie éolienne, les responsabilités de l'ERNB lui demandent de réagir au besoin associé de planification du réseau, de décisions politiques, d'interconnexion, d'intégration, etc. Une société de conseils du Danemark, Ea Energy Analyses (« EA »), a été engagée à l'automne 2007 pour fournir des conseils sur le développement, l'interconnexion et l'intégration de l'énergie éolienne. Elle a

examiné la situation au Nouveau-Brunswick et dans les compétences environnantes, a commenté les travaux déjà effectués par l'ERNB dans la zone en question, a fait part de ses connaissances et a organisé un atelier avec les principaux intervenants. Ce projet a mené à un engagement de Phase II parrainé par l'ERNB et le ministère de l'Énergie du Nouveau-Brunswick. Dans le cadre de ce projet de Phase II, l'EA doit effectuer une modélisation de scénario du marché régional pour évaluer la faisabilité économique d'un développement de l'énergie éolienne à grande échelle. EA transfèrera le modèle à l'ERNB, organisera une visite au Danemark pour les représentants du Nouveau-Brunswick, fournira un carnet de route sur le développement de l'énergie éolienne et commentera le rôle joué par l'ERNB à cet égard. Le projet Phase II doit être terminé avant la fin du premier trimestre de 2008-2009.

Une fois terminés, ces deux projets auront permis d'améliorer considérablement la compréhension du sujet par l'ERNB et aideront à la planification des travaux continus.

En plus de l'énergie éolienne, d'autres installations de production ont le potentiel d'être construites et éventuellement enregistrées par un participant au marché autre que Production Énergie NB. Ces projets pourraient comprendre des centrales nucléaires supplémentaires à Point Lepreau, la cogénération à l'installation de GNL et la production de biomasse.

Le côté économique des conditions du marché actuel semble être le principal obstacle à la mise en place de nouvelles installations de production au Nouveau-Brunswick pour desservir la charge du Nouveau-Brunswick. La capacité est suffisante pour répondre aux besoins à court terme et, au vu de l'économie à court terme, le coût total de la nouvelle installation de production doit être inférieur aux coûts variables de la production existante. Étant donné le prix élevé des combustibles fossiles, sur le plus long terme, on peut supposer que la nouvelle installation de production sera mise en place pour supplanter la production à partir des combustibles fossiles. Les prix du pétrole, du gaz naturel et du charbon restent élevés et le manque de combustible de remplacement à faible coût associés aux occasions de construction de nouvelles

installations de production efficaces et rentables peuvent très bien mener à une économie favorable à la mise en place de nouvelles installations de production.

Les éléments suivants ont également été déterminés comme des obstacles potentiels à la construction de nouvelles installations de production :

- l'existence de ce qui est en réalité un marché à acheteur unique aux fins d'utilisation locale⁵ ;
- l'impression d'un accès limité au transport d'énergie du marché de la Nouvelle-Angleterre;
- la complexité du processus impliqué (p. ex. processus de connexion, ententes de connexion, tarifs, règles du marché, et taux, modalités et conditions du service standard) et le manque d'experts-conseils, de spécialistes du marketing et de revendeurs qui comprennent les détails de ces processus;
- les divers domaines d'incertitude de toute analyse de rentabilisation en vue de la construction d'une nouvelle installation de production (p. ex. les règlements/taxes sur les gaz à effet de serre, les marchés du crédit pour l'énergie renouvelable, les prix du combustible et l'absence de contrat à long terme);
- l'absence de demande au Nouveau-Brunswick et les besoins en matière de capacité résultant de la croissance de la charge intérieure relativement faible associée aux plans visant à mettre en place de nouvelles installations de production d'énergie renouvelable afin d'atteindre les objectifs indiqués dans le *Règlement sur l'électricité issue de sources renouvelables*⁶ et l'effet des programmes d'Efficacité NB visant à réduire l'utilisation d'électricité intérieure.

Installations de transport de charge

Une approche délibérée et contrôlée a été utilisée par la province du Nouveau-Brunswick pour établir le marché, comme cela été recommandé dans le *Livre blanc, Politique énergétique du Nouveau-Brunswick* de 2001. Les clients ont reçu une protection contre les perturbations des tarifs ou les changements liés aux niveaux de risque qui pourraient autrement se produire avec l'introduction du marché dans le cadre de conceptions de marché plus dynamiques. Cette protection a été fournie au moyen de la prestation du service standard qui continue à accéder aux actifs de production

⁵ Même si environ 40 clients directement reliés au système de transport du Nouveau-Brunswick ont le droit d'acheter de l'énergie auprès d'un autre fournisseur, ils ne l'ont pas fait à ce jour, comme cela est discuté ici.

⁶ <http://www.gnb.ca/0062/PDF-regs/2006-58.pdf>

patrimoniaux à des prix basés sur leurs coûts inévitables, par opposition à l'exposition de ces clients aux prix du marché. Même si les clients de détail du niveau de distribution doivent continuer à utiliser le service standard, les entreprises des services publics municipales et les grandes industries reliées au réseau de transport d'énergie ont le choix d'acheter de l'électricité auprès d'un autre fournisseur.

Pendant la transition au marché, les prix du marché pour l'énergie électrique ont considérablement augmenté en parallèle à l'augmentation des prix des combustibles (pétrole, charbon et gaz naturel). La production au mazout est généralement marginale au Nouveau-Brunswick et le gaz naturel est généralement marginal en Nouvelle-Angleterre. Les prix des exportations d'Hydro-Québec sont sans doute influencés par la valeur régionale de l'énergie (c.-à-d. que la société d'énergie est incitée à vendre au meilleur soumissionnaire). Par conséquent, au lieu d'être attiré par la formation des prix en fonction des coûts marginaux sur le marché plutôt que par les taux du service, les clients convoités sont tout à fait attentifs au risque de hausse des prix de l'électricité qui est similaire à ce qu'ils ont directement connu lorsqu'ils ont acheté du pétrole, du charbon et/ou du gaz naturel.

Même si les taux du service standard ont nettement augmenté ces dernières années, leur hausse a été atténuée en considération de l'incidence de la perturbation des tarifs. La récente décision tarifaire de la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick (CESP) a maintenu à un niveau bas les ratios de couverture des intérêts du fournisseur de service standard pour minimiser l'incidence sur les tarifs. La baisse du ratio de couverture des intérêts a un effet composé, car il fait également baisser les paiements au lieu des taxes. La CESP a également adopté le principe de gradualisme et d'évitement de la perturbation des tarifs en traitant les ratios recettes/coûts pour les clients n'appartenant pas à la tranche 0,95 à 1,05. Ces mesures permettent de maintenir les taux du service standard à un niveau bas mais font diminuer la probabilité qu'un client quitte les services standard.

En plus des taux réglementés favorables relativement aux taux actuels du marché, il a été déterminé que les questions suivantes étaient des obstacles empêchant les clients de quitter le service standard.

- Le fait que l'ordre de grandeur des frais de sortie ne soit pas connu. Les frais de sortie sont les frais qu'un client doit payer au fournisseur du service standard s'il choisit de s'approvisionner auprès d'un nouveau fournisseur. Le but de ces frais est de garder l'ensemble des clients du service standard restants. Les changements récemment apportés à la *Loi sur l'électricité* qui permettent une audience de la CESP relativement à l'établissement de la méthode de détermination des frais de sortie sans demande réelle de sortie devraient partiellement dissiper certaines incertitudes. Les frais de sortie sont principalement déterminés en fonction des coûts que Distribution Énergie NB évite en raison de la perte de charge. Les frais et les conditions de sortie qui soutiennent une analyse de rentabilisation relative au départ de la charge du service standard sont plus amplement discutés à l'annexe 2.
- Les incertitudes liées à la facturation, à la planification de l'énergie et au règlement du service standard seraient traitées, si un client du service standard choisissait de se procurer une partie de sa charge auprès d'un autre fournisseur.

Pour les clients qui quittent le service standard, les risques sont quelque peu atténués par le fait qu'ils peuvent retourner au service standard n'importe quand une année après l'avoir quitté, tant que les coûts pour les autres clients ne sont pas accrus. Si les coûts sont accrus, le fournisseur de service standard peut fournir de l'électricité sur une base autre que le service standard.

Aucun client n'a quitté le service standard à ce jour. Un client a rejoint le marché en raison d'une exigence législative. Au moment de l'ouverture du marché, Perth-Andover faisait partie du marché du nord du Maine mais, à compter du 1^{er} janvier 2005, elle a fait partie du marché du Nouveau-Brunswick et WPS Canada Generation Inc. a enregistré la charge de Perth-Andover.

Même si aucune charge physiquement située en dehors du Nouveau-Brunswick n'a choisi de rejoindre le marché du Nouveau-Brunswick, il existe un potentiel, en particulier dans le nord du Maine et l'Île-du-Prince-Édouard. La conception du marché bilatéral physique soutient l'approche la plus probable qui est de maintenir les entités desservant les charges existantes dans chacune de ces compétences et de leur permettre d'acheter de l'énergie sur le marché régional pour les charges prévues dans le cadre des mêmes dispositions contractuelles qu'aujourd'hui.

2.6 Marché de réacheminement

Les charges du marché du Nouveau-Brunswick doivent soumettre des calendriers de retrait et d'injection équilibrés 24 heures avant l'ERNB. Ces calendriers reflètent essentiellement le marché bilatéral où les acheteurs et les vendeurs ont défini des relations contractuelles. Les installations de production qui sont engagées dans le marché bilatéral doivent soumettre à l'ERNB des renseignements relatifs à l'acheminement sur la tarification et la quantité. Il existe également une option pour que les installations de production qui ne sont pas engagées dans le marché soumettent à l'ERNB les renseignements sur le prix et la quantité. Selon tous les renseignements sur le prix et la quantité, l'ERNB détermine le mélange de sources de production à plus faible coût pour répondre à la charge toutes les heures et émet des directives en matière d'acheminement. Ceci est effectué indépendamment du calendrier équilibré. La différence entre le calendrier équilibré et les directives d'acheminement données aux installations de production représente le marché de réacheminement. Ces différences s'expliquent par :

- les erreurs de prévision de la charge implicites dans les calendriers équilibrés;
- les calendriers équilibrés qui ne sont pas optimisés;
- les différences entre les pertes prévues et les pertes réelles;
- les contraintes de transport d'énergie;
- l'énergie involontaire des interfaces avec les autres réseaux.

Le marché de réacheminement peut améliorer l'efficacité générale du marché de l'électricité, car il est basé sur le coût le moindre. Il fournit également une occasion de production non liée au marché bilatéral à vendre sur le marché du Nouveau-Brunswick.

Lorsque le marché a ouvert pour la première fois, Production Énergie NB était le seul participant au marché à soumettre les données d'acheminement sur le prix et la quantité. Pour remédier à l'absence de participants au marché, l'ERNB a révisé les règles du marché et les tarifs de façon à supprimer les obstacles à l'entrée.

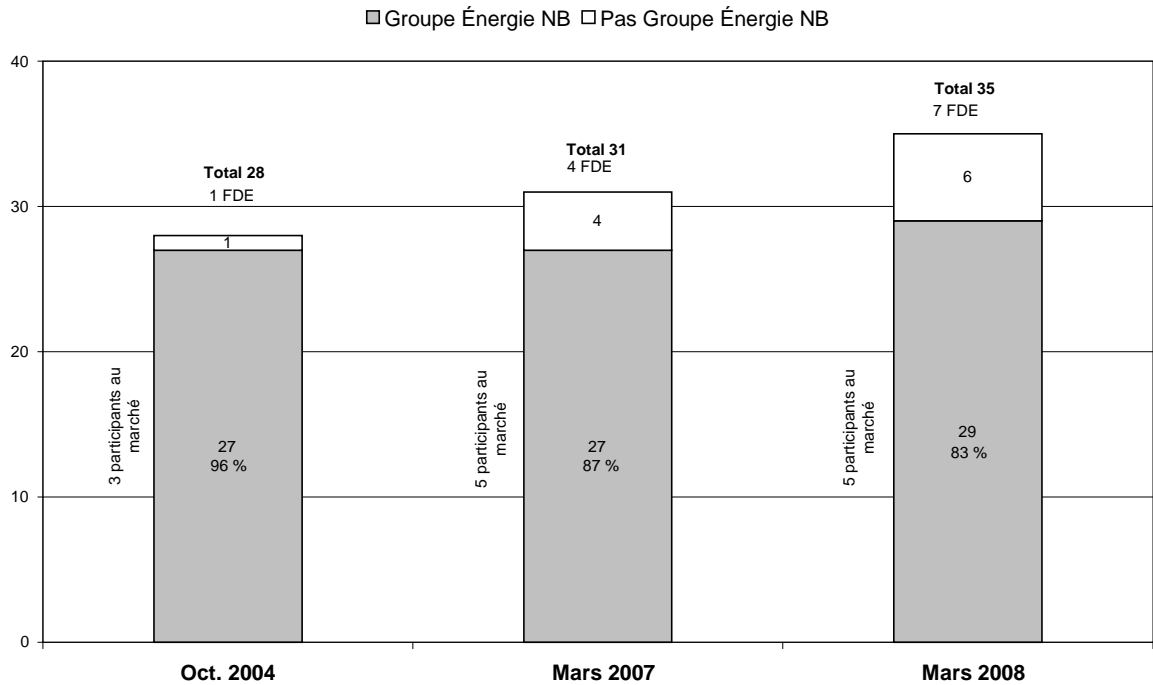
À compter du 31 mars 2008, 35 installations étaient enregistrées sur le marché du Nouveau-Brunswick, six n'étaient pas affiliées à Énergie NB et sept étaient des installations externes pouvant être acheminées⁷. Au cours de la période de déclaration, quatre installations ont été ajoutées, dont trois étaient des installations externes pouvant être acheminées. La figure 4 illustre la progression du marché depuis son ouverture en octobre 2004. Selon les discussions continues avec les participants au marché, la tendance indiquée à la figure 4 devrait se poursuivre l'année prochaine.

Même si les volumes d'acheminement n'étaient pas élevés pour les installations externes pouvant être acheminées, l'activité accrue fournit de l'information et de l'expérience aux participants au marché et à l'ERNB. Du fait que l'introduction de participants au marché supplémentaires se poursuit sur le marché de réacheminement et du fait que le volume de demande de soumissions et de réacheminement de plusieurs acteurs augmente, la pression concurrentielle sur les demandes de soumissions sera maintenue, réduisant ainsi la dépendance à l'observation du marché. Cela permettra également de réduire le fardeau qui pèse sur Production Énergie NB en tant que fournisseur unique d'énergie d'équilibrage.

⁷ Une installation externe pouvant être acheminée est une installation ou un groupe d'installations de production situé en dehors du Nouveau-Brunswick, qui est enregistré auprès de l'ERNB et qui peut être acheminé par l'ERNB.

Figure 4

Installations enregistrées



Il est important d'établir un marché liquide dans ce produit de réacheminement pour le maintien d'une tarification non dissuasive de l'énergie d'équilibrage, qui deviendra plus importante et plus controversée, avec la hausse des volumes des déséquilibres énergétiques anticipée en raison de l'erreur de prévision de la production d'énergie éolienne.

2.7 Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick

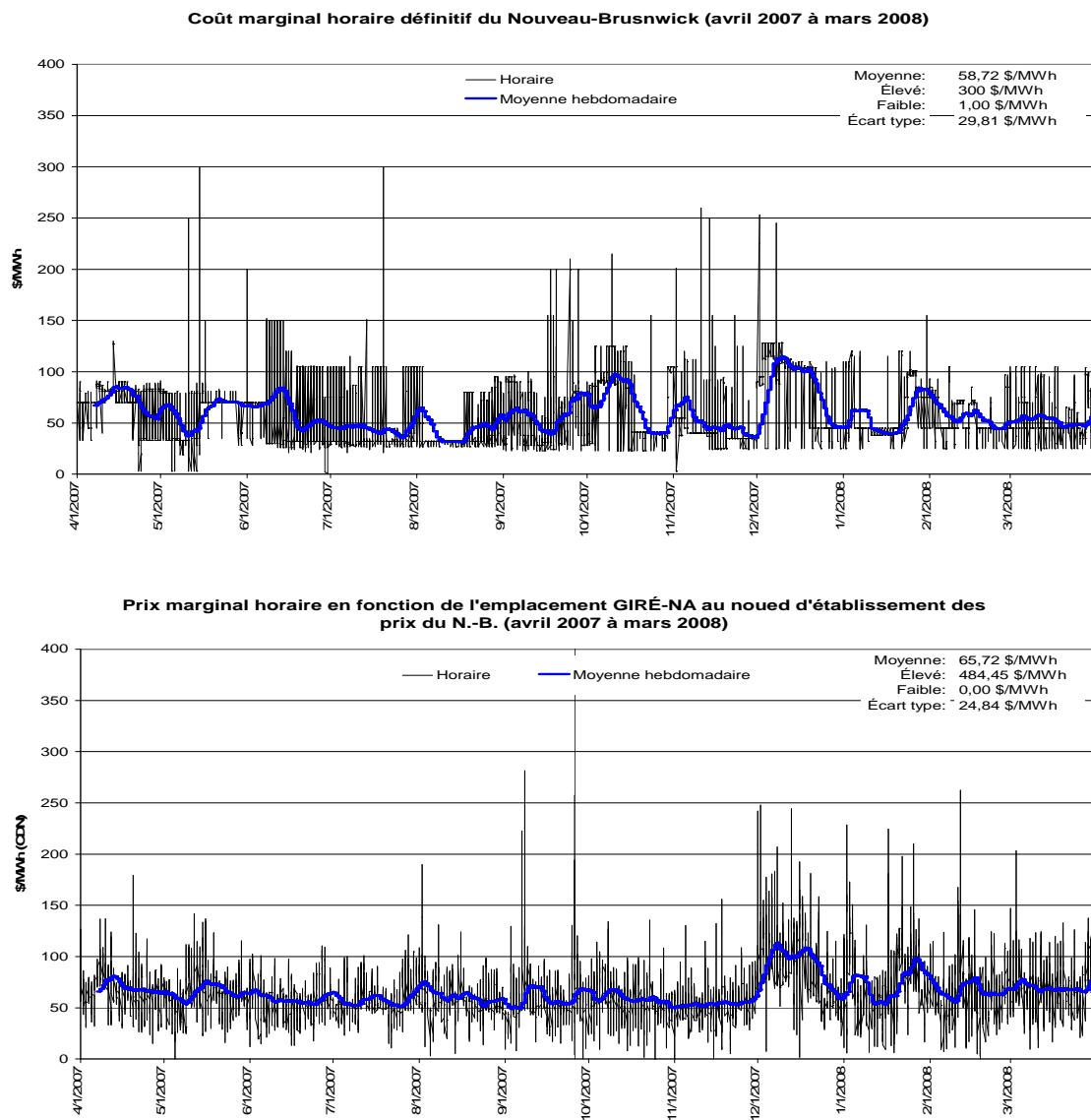
Le coût marginal horaire définitif (« CMHD ») représente le coût pour fournir le dernier MWh d'énergie dans le réseau du Nouveau-Brunswick. Il s'agit essentiellement du prix marginal de l'énergie électrique d'équilibrage du marché du Nouveau-Brunswick.

La figure 5 contient deux graphiques; le graphique du haut illustre le CMHD pour l'énergie d'équilibrage du Nouveau-Brunswick et le graphique du bas montre les prix en temps réel du gestionnaire indépendant du réseau d'électricité (GIRÉ) Nouvelle-Angleterre au nœud d'établissement des prix du Nouveau-Brunswick. Les graphiques montrent les prix horaires et le prix hebdomadaire moyen évolutif. Les prix sont indiqués pour la même marchandise, au même endroit, à la même heure, dans la même monnaie, mais pour des marchés différents. Par conséquent, il est utile de comparer les prix pour obtenir un aperçu de leur relation.

À partir des deux graphiques, il est clair qu'il n'y a pas de corrélation parfaite mais il y a une certaine corrélation entre les deux ensembles de prix. Par exemple, au cours des quatre mois de 2008, la courbe des prix hebdomadaires moyens a une forme similaire. Cela indiquerait que le prix de la Nouvelle-Angleterre a une incidence sur le prix marginal du Nouveau-Brunswick. On s'attend à ce que les prix de la Nouvelle-Angleterre, qui sont déterminés par les prix du gaz naturel, concurrencent bien les prix basés sur le pétrole du Nouveau-Brunswick qui entrent dans la marge pendant les mois les plus froids. Autrement dit, les coûts marginaux du Nouveau-Brunswick peuvent être régis par les importations de la Nouvelle-Angleterre.

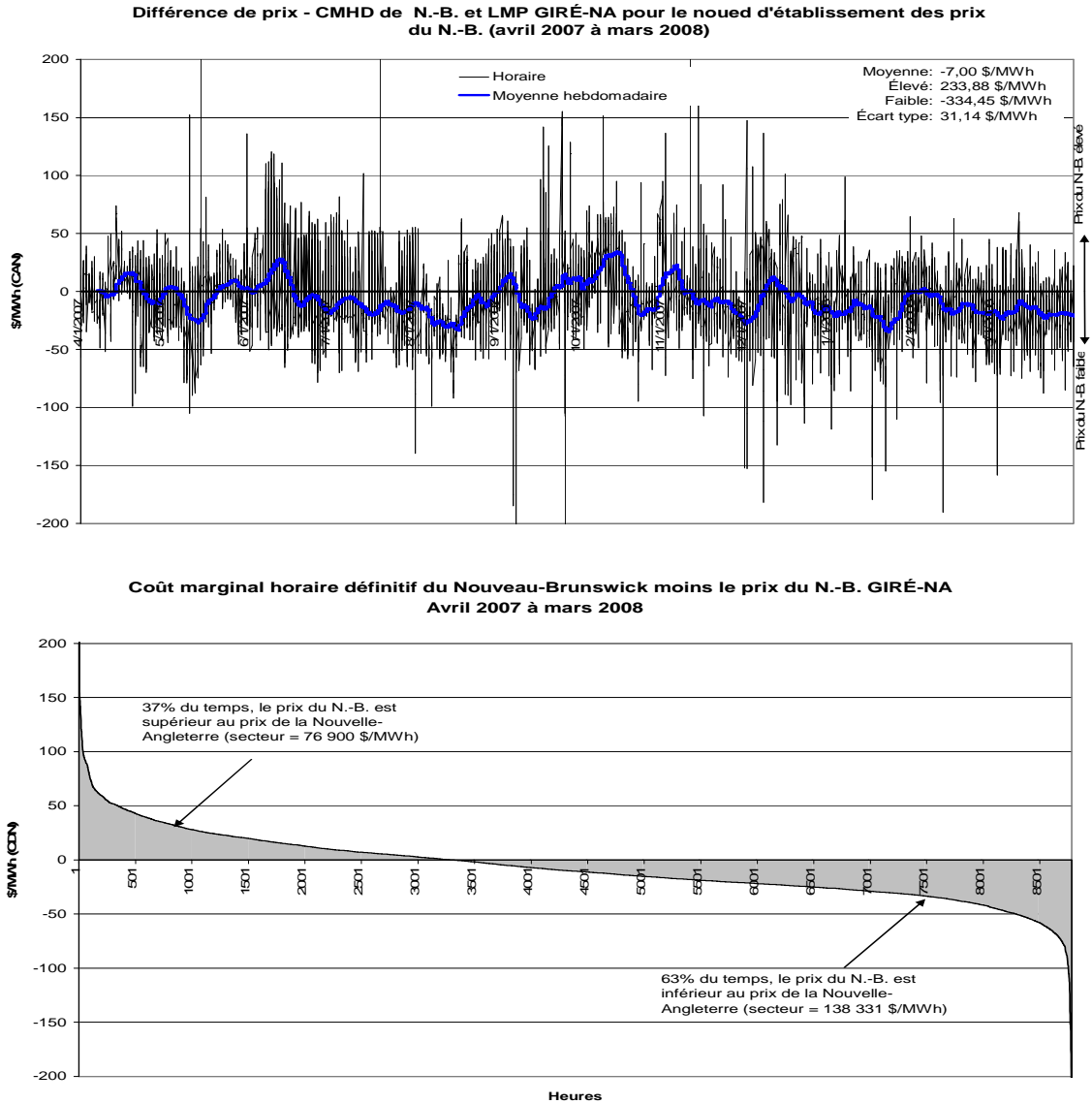
Dans l'ensemble, le prix de la Nouvelle-Angleterre a un niveau légèrement inférieur de variabilité que le prix du CMHD. Le prix hebdomadaire moyen chute rarement en dessous de 50 \$/MWh en Nouvelle-Angleterre alors que la moyenne hebdomadaire du CMHD reste inférieure à 50 \$/MWh pendant une partie importante de l'année. Ceci est révélateur du fait que les installations de production de charge de base du Nouveau-Brunswick ont des coûts de production faibles et sont marginales pendant les périodes de faible charge. Pendant plusieurs périodes, le CMHD reste essentiellement stable, alors que le prix du GIRÉ-NA connaît plusieurs pics et creux.

Figure 5
Prix horaires au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Angleterre



La figure 6 illustre la différence entre les prix du Nouveau-Brunswick et ceux de la Nouvelle-Angleterre, en temps réel et sous forme d'une courbe de durée.

Figure 6
Différence entre les prix marginaux horaires du Nouveau-Brunswick et de la Nouvelle-Angleterre



Les valeurs positives représentent les moments où le CMHD est supérieur au prix de la Nouvelle-Angleterre. En moyenne, le prix de la Nouvelle-Angleterre est plus élevé de 7 \$/MWh. Au cours de la période de déclaration, le CMHD était supérieur au prix de la Nouvelle-Angleterre 37 % du temps. Pendant ces heures, il serait logique sur le plan économique d'acheminer les installations de la Nouvelle-Angleterre pour desservir la charge du Nouveau-Brunswick. Au cours de cette période, la différence de prix

moyenne était de 23 \$/MWh avec une différence maximale de 234 \$/MWh. Les économies liées à l'acheminement d'un seul MW de la Nouvelle-Angleterre au Nouveau-Brunswick sont représentées par la zone positive de la courbe de durée qui s'élève à 76 900 \$/MWh. Par exemple, si 50 MW étaient acheminés au cours de cette période, les économies pour le réseau du Nouveau-Brunswick s'élèveraient à 3,8 millions de dollars. Comme le nombre d'installations externes pouvant être acheminées de la Nouvelle-Angleterre et devenant actives sur le marché du Nouveau-Brunswick augmente, l'ordre de grandeur de cette différence de prix devrait baisser.

Inversement, la partie négative de la courbe de durée de la figure 5 représente les économies d'efficacité possibles obtenues par la Nouvelle-Angleterre en acheminant les installations du Nouveau-Brunswick.

Comme les mécanismes entre les deux marchés deviennent plus efficaces, on pourrait s'attendre à ce que la différence de prix diminue et à ce que les prix du marché se rapprochent. Même si les deux prix sont essentiellement pour le même produit, au même emplacement, il est important de noter que les prélèvements tarifaires, les limites de transport et les questions de fiabilité des charges ont une incidence sur les flux entre les compétences et, par conséquent, la différence de prix ne sera jamais nulle pour toutes les heures.

L'ERNB travaille avec le Maine pour étudier les avantages mutuels de nos réseaux de transport d'énergie en vertu du Protocole d'entente entre le Maine et le Nouveau-Brunswick, et ce, afin de trouver des occasions d'amélioration de la coordination. Sous l'égide des gouverneurs de la Nouvelle-Angleterre et des premiers ministres de l'Est du Canada, l'ERNB travaille également avec d'autres exploitants de réseau de la région pour étudier les défis liés à l'intégration d'une quantité supérieure d'énergie éolienne.

L'ERNB a bon espoir que, grâce à la sensibilisation accrue des participants au marché, la mise en service de la LIT/FN⁸ fournissant un accès simplifié au marché et l'entrée de participants supplémentaires sur le marché de l'énergie d'équilibrage, le CMHD parviendra à refléter plus précisément le prix du nœud du Nouveau-Brunswick du GIRÉ Nouvelle-Angleterre, qui indique sans doute la valeur en temps réel de l'énergie sur le marché régional.

Le tableau 3 ci-après est une comparaison du coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick de cet exercice financier et du précédent.

Tableau 3
Coût marginal horaire définitif du Nouveau-Brunswick

Coût marginal horaire définitif	Avril 2006 à mars 2007 (\$/MWh)	Avril 2007 à mars 2008 (\$/MWh)
Moyenne annuelle	61,62	58,72
Écart type	18,32	29,81
Faible	2,00	1,00
Élevé	501	300

Il est intéressant de noter que le CMHD moyen annuel de 2007-2008 était inférieur à celui de l'exercice précédent de 2006-2007. Étant donné que le Nouveau-Brunswick dépend grandement du combustible fossile et étant donné la façon dont les prix des combustibles fossiles ont augmenté, on s'attendait à ce que le CMHD moyen soit plus élevé cette année. La majeure partie du temps, le prix moyen était plus élevé en 2007-2008; toutefois, les prix élevés de la fin de l'année 2006-2007 ont fait augmenter le prix moyen alors que les prix bas de la fin de l'année 2007-2008 ont fait baisser la moyenne.

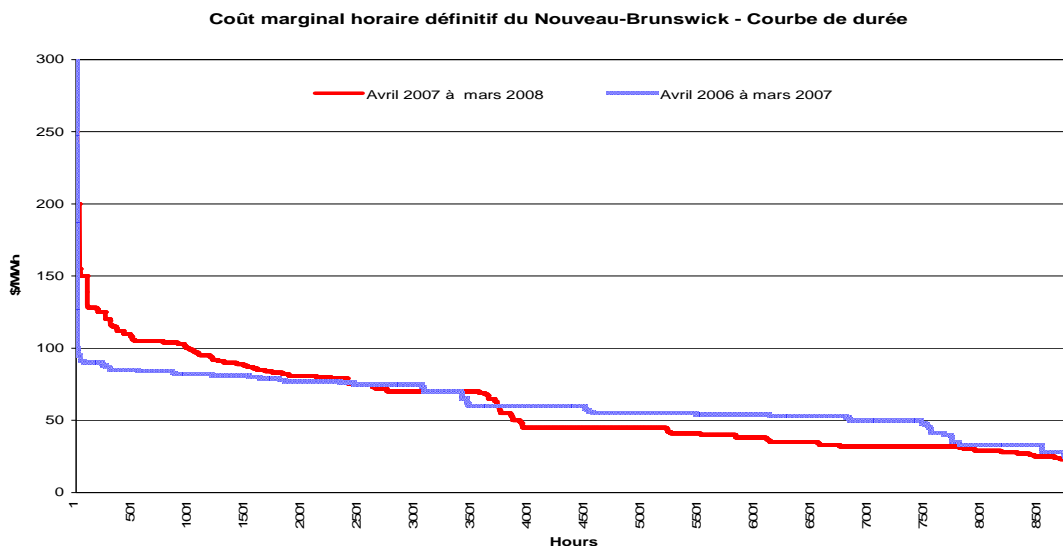
La variabilité du CMHD pour 2007-2008 était bien plus élevée que celle de l'année précédente. L'écart type de 2007-2008 était de 29,81 \$/MWh, soit 11,5 \$/MWh de plus

⁸ La LIT/FN (Ligne internationale de transport/Interconnexion de fiabilité du nord-est) est une deuxième ligne de transport de 345kV entre le réseau exploité par l'ERNB et le réseau contrôlé par ERI-Nouvelle-Angleterre; elle a été mise sous

que celui de 2006-2007. Même si les prix élevés et faibles sont plutôt spectaculaires, ils se produisent uniquement pendant une très courte période et les prix élevés sont normalement entraînés par des circonstances spéciales qui nécessitent l'acheminement de la production coûteuse pendant une très courte période.

La figure 7 montre la courbe de durée du CMHD de 2006-2007 et 2007-2008. Si on y regarde de plus près, on voit une différence importante à l'extrémité supérieure du prix. En 2006/2007, le prix était supérieur à 100 \$/MWh pendant uniquement 12 heures et, en 2007-2008, il l'était pendant 970 heures. La hausse du nombre d'heures où les prix sont élevés devrait améliorer l'économie des installations de charge qui souhaitent poursuivre les initiatives de réponse à la demande où la charge est réduite en tant que solution de rechange à l'acheminement de la production.

Figure 7
Courbe de durée du CMHD



tension le 5 décembre 2007.

2.8 Services accessoires

Programmation, contrôle du réseau et acheminement

Ce service est requis pour programmer de façon fiable le mouvement d'énergie par, en dehors de, vers et au sein de la zone de contrôle.

En 2007-2008, le coût de cette fonction s'élevait à 7,751 millions de dollars (non vérifié). Cela représente une hausse de 0,511 million de dollars par rapport au dernier exercice financier. La hausse est largement due à l'augmentation des coûts liés au personnel et aux avantages, elle-même due à l'augmentation des coûts de l'allocation de subsistance.

Service de fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension

Les services de fourniture de puissance réactive et de contrôle de tension sont des services obligatoires fournis par des installations de production ou des charges et doivent maintenir une tension de transport d'énergie. En 2007-2008, les dépenses annuelles pour ce service s'élevaient à 5,534 millions de dollars.

Les deux services ci-dessus sont obligatoires et sont fournis par l'ERNB sur une base de recouvrement des coûts au moyen de la section 1 du Tarif. Il s'agit en réalité d'une fonction de monopole qui permet l'exploitation d'un système et d'un marché fiables.

Même si le coût combiné de ces services dépasse 10 millions de dollars, ces services ne sont pas considérés comme un obstacle à l'entrée sur le marché. Ces services représentent une petite partie du coût total de l'énergie et sont concurrentiels par rapport aux coûts similaires d'autres compétences. Par exemple, le coût représente près de la moitié du coût en Nouvelle-Écosse, en Colombie-Britannique et en Saskatchewan.

Services accessoires basés sur la capacité

Les services accessoires basés sur la capacité (SABC) sont des services fournis par les installations de production ou les charges utilisant une capacité avec différents degrés de flexibilité. Cinq services distincts sont indiqués ci-après du plus flexible au moins flexible :

1. Réglementation – Contrôle de production automatisé (CPA)
2. Suivi des charges
3. Réserve synchrone/tournante
4. Réserve supplémentaire – 10 minutes
5. Réserve supplémentaire – 30 minutes

Ces services sont fournis pour assurer la fiabilité du réseau; ils permettent en effet de résister aux changements habituels et imprévus liés à la demande de charge ou à la production. Ils sont également essentiels pour respecter les exigences du North American Electric Reliability Council et du Northeast Power Coordinating Council.

Le marché du Nouveau-Brunswick fournit des charges avec l'option d'autofourniture de jusqu'à 90 % des besoins en SABC. L'ERNB a pour mandat de fournir les services au taux tarifaire pour les parties qui ne sont pas autofournies. L'ERNB a également pour mandat de fournir ces services au coût le plus bas possible et de faciliter l'exploitation d'un marché concurrentiel pour les services. Pour ce qui est de ces deux objectifs, il est important de reconnaître qu'ils peuvent être conflictuels, comme des coûts plus élevés peuvent être encourus pour lancer un marché concurrentiel. Dès que le marché fonctionne bien, les coûts doivent être réduits.

Même si des tentatives d'établissement d'un marché des SABC concurrentiel ont été faites, cela ne s'est pas produit. À l'été 2006, une demande de propositions (DP) a été émise pour les SABC. Malheureusement, aucun nouveau participant n'est apparu et

Production Énergie NB a remis la seule soumission valide. En juillet 2007, une déclaration d'intérêt a été émise pour déterminer s'il y avait assez d'intérêt pour justifier une deuxième DP. L'intérêt des charges a mené à des discussions bilatérales mais sans réussite au niveau de la participation.

Afin de susciter l'intérêt, il faut mieux sensibiliser les soumissionnaires potentiels et il faut organiser des discussions quant à ce qui doit être révisé dans le processus d'achat, le contrat ou les règles du marché, le cas échéant. Au cours de la période de déclaration, l'ERNB a parrainé une séance technique sur les questions des SABC et poursuivra ces séances menant à un changement du tarif et/ou des règles du marché. Certaines des questions majeures liées aux SABC sont discutées ci-après.

À l'heure actuelle, l'ERNB paye seulement les SABC s'ils sont réellement choisis pour l'heure à venir. Cela ne donne aucune valeur au fait que le fournisseur des SABC s'est engagé à mettre à disposition le service un mois à l'avance, si l'ERNB en avait besoin dans le cadre de l'acheminement pour l'heure à venir. L'ERNB a proposé que les paiements soient effectués en plaçant 90 % de la valeur dans l'achat mensuel et 10% dans l'achat horaire.

L'ERNB a également proposé que la CESP autorise l'ERNB (après examen du Comité consultatif sur le marché) à varier le plafond relatif à la capacité de la charge à autofournir des SABC allant de 85 % à 100 %. Cela permettrait à l'ERNB de mieux répondre aux conditions du marché pour ce qui est de la concurrence et également de diminuer le coût général des SABC.

Il faut noter que le coût de la prestation des SABC a été réduit en raison de l'entente de partage de la réserve conclue par l'ERNB avec la Nova Scotia Power Inc. et les secteurs d'équilibrage participants du NPCC. Pour ce qui est du prochain exercice financier, l'arrêt de la remise en état de 18 mois de la centrale de Point Lepreau qui a débuté en avril 2008 fera diminuer le volume de SABC requis, puisque la centrale Lepreau est l'unité de production la plus importante du secteur d'équilibrage.

2.9 Modifications au tarif et aux règles du marché

L'amélioration des règles du marché, du tarif et des pratiques commerciales constitue une obligation continue de l'ERNB. Les améliorations peuvent être entraînées par des éléments tels que les problèmes relatifs aux politiques, aux règles et aux procédures existantes, les changements externes liés aux forces du marché, les améliorations technologiques ou les nouvelles normes techniques.

Le tableau 4 contient les principaux changements apportés pendant la période du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2008. Le premier changement a été apporté au cours de l'exercice financier précédent mais n'a pas été inclus dans le Rapport sur l'état du marché de l'an dernier.

Tableau 4
Principales modifications au tarif et aux règles du marché

Changement	Date
Délai de changement des données d'acheminement passant de deux heures à une heure. Ce changement permet aux participants au marché de mieux réagir au marché changeant et aux conditions opérationnelles.	Le 19 janvier 2007
La composition du Comité consultatif sur le marché s'est étendue pour comprendre un représentant de Alternative Generation Class et un de l'Agence d'efficacité et de conservation énergétique du Nouveau-Brunswick.	Le 12 octobre 2007

Pour le prochain exercice, l'ERNB déposera une demande de modification du tarif de transport de l'énergie à libre accès (le « Tarif ») auprès de la CESP. En général, le but de la demande est de proposer des modifications qui entraînent une meilleure harmonie des recettes des services accessoires avec les coûts. Il n'est pas envisagé d'apporter de changements aux taux de transport d'énergie.

3.0 Activités d'observation du marché général

3.1 Services d'établissement de calendrier

L'ERNB continue à proposer un service d'établissement de calendrier optimisé aux participants au marché utilisant un logiciel élaboré à l'interne. Comme la fonction d'établissement de calendrier est normalement prise en charge par les participants au marché, le logiciel utilise uniquement les renseignements qui seraient mis à disposition du participant au marché. Cela évite un conflit avec la disposition non discriminatoire des services du tarif.

Le service est utilisé par Production Énergie NB (l'agent désigné d'établissement du calendrier pour Distribution Énergie NB) et est à la disposition d'autres participants au marché. Les bénéfices liés à la prestation de ce service profitent à tous les participants au marché car ils réduisent les besoins en recettes pour la section 1 (Établissement de calendrier, contrôle du réseau et acheminement). L'ERNB est en mesure de faire des bénéfices car le logiciel est très similaire au logiciel d'optimisation de l'acheminement utilisé pour prendre en charge la fonction normale d'acheminement de l'ERNB.

3.2 Coût supplémentaire résiduel

Le coût supplémentaire résiduel est la distribution de fonds nets du Coût mensuel résiduel (CMR) après la définition du marché avec tous les clients des services de transport d'énergie. Deux principaux facteurs contribuent au Coût mensuel résiduel :

- Réacheminement – La fonction de réacheminement optimisée entreprise par l'ERNB après la soumission des calendriers équilibrés entraînera par sa conception uniquement des économies dans le compte CMR. Les économies sont égales à la différence de prix entre l'installation de production acheminée

en aval et l'installation de production acheminée en amont, multipliée par la quantité d'énergie réacheminée.

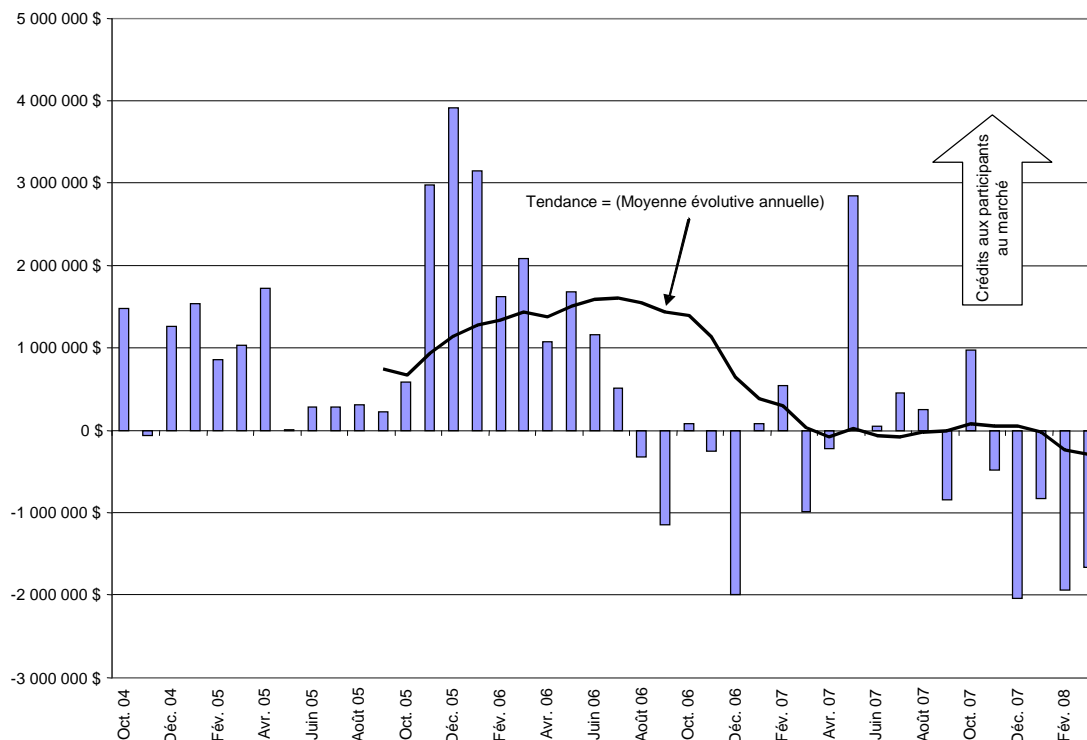
- Variance/Déséquilibre – L'établissement du marché se produisant à la suite des variances de charge et/ou de production peut produire des valeurs négatives ou positives pour le CMR.

La socialisation des coûts/économies de réacheminement reste un sujet de discussion. Certaines parties ont suggéré que seuls les participants au marché qui sont directement impliqués dans la partie acheminement du marché reçoivent une part des économies de réacheminement. Il est important de noter que le CMR peut également comprendre des composantes autres que les coûts/économies de réacheminement. De plus, le fait que le CMR total (et donc le coût supplémentaire résiduel) puisse être positif ou négatif, ajoute à la complexité de la discussion. Par ailleurs, il n'y a pas de mesure claire du niveau de participation au réacheminement. On a étudié la socialisation du CMR avec i) la charge intraprovinciale uniquement, ii) les clients du réseau uniquement, ou iii) toute la charge du secteur d'équilibrage. Aucune de ces suggestions n'apparaît comme une amélioration radicale par rapport aux règles du marché actuelles qui socialisent les coûts avec tous les clients des services de transport d'énergie proportionnellement à leur utilisation respective du transport d'énergie.

Les valeurs mensuelles du Coût mensuel résiduel sont indiquées à la figure 7. Le CMR moyen évolutif annuel est également indiqué. Il est intéressant de noter que la moyenne annuelle est proche de zéro pour la période d'avril 2007 à mars 2008.

À compter de novembre 2007, le CMR a maintenu une valeur négative. Une des causes possibles serait le biais de la prévision de la charge.

Figure 7
Coût mensuel résiduel



Il est important de reconnaître que l'ordre de grandeur du CMR peut être influencé par le moment de lecture manuelle du compteur par Distribution Énergie NB. Selon le moment où les compteurs sont relevés, il peut y avoir une exagération ou une sous-estimation de l'énergie consommée pendant le mois et donc une réduction ou une augmentation des déséquilibres énergétiques. Lorsqu'un déséquilibre énergétique élevé est faux, l'entité qui dessert la charge paie des frais supplémentaires pour l'énergie qui semble avoir été consommée. Il ne s'agit pas d'un paiement compensatoire à une installation de production car la production est acheminée selon la charge réelle. Par conséquent, la valeur du CMR augmente. L'opposé est vrai lorsqu'un déséquilibre énergétique faible est faux.

Heureusement, cet effet s'annule à mesure du temps comme il n'y a pas de biais continu relativement à la lecture du compteur. Les premières lectures d'un mois sont suivies par les dernières lectures de certains mois ultérieurs, corrigeant ainsi automatiquement

l'incidence cumulative. Avec les déséquilibres définis au CMHD et les valeurs du CMHD relativement stables, les dollars supplémentaires distribués un mois donné ont tendance à être récupérés les mois suivants.

Même si le résultat final est le même, l'ERNB prévoit réviser son processus pour essayer de réduire l'erreur introduite par le moment de lecture du compteur en estimant l'incidence et en faisant un ajustement.

3.3 Dotation de l'ERNB

La majorité du personnel de l'ERNB est constituée d'employés détachés d'Énergie NB. Cet arrangement est le résultat de la phase naturelle de transition du marché, comme la fiabilité et la fonction opérationnelle de l'ERNB étaient traditionnellement fournies par Énergie NB. Même si le personnel de l'ERNB a signé un code de conduite, les participants au marché qui n'appartiennent pas à Énergie NB peuvent voir là un conflit. Même si aucune plainte n'a été déposée, l'ERNB sait que la résolution de cette question pourrait uniquement accroître le statut du Nouveau-Brunswick en tant que compétence ayant une approche proactive d'accès équitable et libre à son réseau de transport d'énergie. Le gouvernement a publiquement indiqué qu'il allait examiner la structure d'Énergie NB et l'ERNB espère que le processus d'examen mènera à une résolution du problème de dotation de l'ERNB.

3.4 Comportements des participants au marché

Au cours de la période de déclaration, il n'y a pas eu de manquement déclaré ou vérifié aux normes de conduite et il n'y a pas eu de comportement inapproprié ou de plaintes déposées auprès de l'ERNB relativement au comportement des participants au marché.

3.5 Mesures

Il est essentiel de faire une mesure précise pour déterminer tous les flux énergétiques et les services accessoires. Les participants au marché doivent avoir confiance en les données de mesure et en leur intégrité.

L'ERNB a repéré des problèmes de mesure par le passé et d'autres problèmes pendant la période de déclaration. Ces erreurs ont été corrigées et l'ERNB a accru la vérification des données pour améliorer la précision des renseignements et de l'établissement liés aux mesures.

4.0 Développement du marché en continu et à l'avenir

Avec les prix des combustibles fossiles restant élevés, les règlements sur les gaz à effet de serre, la demande en énergie renouvelable, la croissance de la charge électrique de la Nouvelle-Angleterre et le concept de centre énergétique, l'activité du marché devrait subir d'importants changements à l'avenir. Dans le cadre de son mandat, l'ERNB doit créer un marché efficace et concurrentiel, il aura donc à continuer à apporter au régime de marché des améliorations qui encouragent un avenir plus durable.

Il faut noter que le ministre de l'Énergie a publiquement annoncé que la structure d'Énergie NB et que le marché étaient en cours d'examen. Étant donné le désir de la province de constituer un centre énergétique qui repose fortement sur l'investissement du secteur privé, on s'attend à ce que le résultat de l'examen :

- assure un accès non discriminatoire au réseau de transport d'énergie;
- conserve un exploitant de réseau indépendant pour s'assurer de l'équité du marché;
- n'envoie pas de message perçu ou réel qui dissuaderait l'investissement du secteur privé;
- soutienne l'investissement du secteur privé dans l'élaboration de la production pour les charges d'exportation;
- traite la question de l'investissement du secteur public pour desservir la charge intérieure et l'occasion d'exportation;
- conserve un marché de gros concurrentiel;
- fournisse des règles du jeu équitables.

L'ERNB travaillera avec le Ministère de l'Énergie en tant qu'intervenant relativement à l'élaboration d'une nouvelle politique énergétique et aux examens de la conception et de la structure du marché de l'électricité.

Étant donné l'intérêt croissant pour le développement de l'énergie éolienne, l'ERNB se concentrera sur les défis liés à l'intégration des niveaux élevés de pénétration de l'énergie éolienne et sur la façon dont les changements sur le marché pourraient la faciliter.

Dans tout le rapport, il a été déterminé qu'il fallait effectuer d'autres travaux et l'ERNB s'est engagé à les entreprendre. Voici un résumé des principales initiatives.

- Continuer à chercher à faire des économies relativement à l'acheminement, à l'administration du marché et aux opérations.
- Chercher des détails sur les tarifs, les modalités et les conditions du service standard qui s'appliqueraient dans le cas d'un client desservant l'intégralité ou une partie de sa charge d'un autre fournisseur (p. ex. frais de sorties, politiques de service partiel).
- Améliorer l'évaluation du marché automatisée et les outils d'observation.
- Accroître la flexibilité du réseau et la compétitivité de l'énergie d'équilibrage fournie en augmentant les niveaux de participation au marché de l'énergie d'équilibrage.
- Continuer à se procurer d'autres services accessoires basés sur la capacité et à établir des prix concurrentiels pour ces services.
- Simplifier et mettre au point les règles du marché au besoin (en particulier en ce qui concerne l'intégration de l'énergie éolienne).
- Surveiller activement les études de planification du transport d'énergie dans les compétences adjacentes et leur incidence potentielle sur le marché du Nouveau-Brunswick.
- Rechercher la coopération régionale quant aux questions telles que la planification du transport d'énergie, la réduction des obstacles entre les marchés, et la simplification de l'intégration de l'énergie éolienne.
- En respectant l'intention de certains aspects de l'ordonnance 890 de la FERC, l'ERNB étudiera l'expansion de la fonction de planification du transport d'énergie régionale au-delà de la fiabilité et de la période de dix ans pour inclure les besoins de l'ensemble du réseau, y compris l'économie.
- Examiner l'approche générale d'investissement, de l'utilisation et des tarifs de transport d'énergie étant donné l'ordre de grandeur de la production potentielle, la nature non acheminable de la production proposée et les besoins pour les investissements de transport d'énergie importants.

Annexe 1 : Enquêtes particulières sur le marché et résultats

Au cours de la période du 1^{er} avril 2007 au 31 mars 2008, une plainte a été déposée auprès de l'organisme de réglementation de la province. Aucun arbitrage n'a été initié et plusieurs questions ont été résolues entre les parties impliquées et l'ERNB, au niveau du personnel ou au niveau de la direction.

Des enquêtes *spéciales* ont été menées pendant l'exercice financier au sujet des processus de mesure. Des contrôles des processus sont également en place pour réduire la probabilité d'introduction d'une nouvelle erreur. La surveillance continue de l'énergie non prise en compte fournit un degré d'assurance contre les erreurs de processus de mesure. Toutefois, le repérage d'erreurs de totalisation de mesure relativement petites suggère qu'il faut examiner plus amplement les mesures existantes et la totalisation de mesures.

Bien qu'aucune intervention particulière n'ait eu lieu en 2007-2008 relativement au CMHD, l'ERNB reste prudent quant à la convergence limitée du CMHD et des prix du GIRÉ Nouvelle-Angleterre. On continuera à supprimer les obstacles pour les nouveaux soumissionnaires (y compris la charge) et à surveiller les stratégies de soumission des soumissionnaires en place.

Plainte d'IntegrYS

À la fin de l'exercice financier, IntegrYS Energy Services Inc. a envoyé une lettre à la CESP pour s'opposer à la proposition de changement des règles du marché de l'ERNB. La règle du marché proposée aurait fait passer la prestation horaire de SABC à une prestation mensuelle comme solution provisoire en attendant l'ajout de nouveaux concurrents pour la prestation de ces services. Le changement a été proposé avec les commentaires du Comité consultatif sur le marché dans le but de réduire la probabilité d'excédent ou de déficit de l'ERNB en ce qui concerne ces services. Le Conseil d'administration de l'ERNB a consulté le personnel de l'ERNB et le Comité de consultation sur le marché au sujet du changement de règle aux fins d'étude. Le changement proposé en vue d'une prestation entièrement mensuelle a été révisé : 90 % de l'achat selon une prestation mensuelle et 10 % selon une prestation horaire. Cette

proposition 90/10 fait partie d'une proposition plus générale de réduction de la probabilité d'excédent ou de déficit de l'ERNB relativement aux SABC.

Ajout de MEPCO

La mise en service de la Ligne internationale de transport en décembre 2007 s'est traduite par l'augmentation des capacités de transfert qui sont passées de 700 MW à 1 000 MW pour les flux du Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre et de 100 MW à 550 MW pour les flux de la Nouvelle-Angleterre au Nouveau-Brunswick. Un problème lié à la FERC relativement au traitement de ceux qui détiennent une réservation sur la ligne de transport d'énergie d'origine reliant le Nouveau-Brunswick à la Nouvelle-Angleterre a toutefois restreint les capacités de transfert du côté Nouvelle-Angleterre de l'interface qui ont été réduites aux niveaux inférieurs indiqués ci-dessus à des fins commerciales uniquement. Heureusement, les niveaux supérieurs de capacité de transfert s'appliqueraient en ce qui concerne la fiabilité, comme dans le cas de l'énergie d'urgence. Lorsque le problème sera résolu, les capacités de transfert totales s'élèveront à 1 000 MW et à 550 MW à destination et en provenance de la Nouvelle-Angleterre respectivement et les capacités de transfert définitives à des fins commerciales s'élèveront à 1 000 MW et à 200 MW⁹ à destination et en provenance de la Nouvelle-Angleterre respectivement. Le projet présente également l'avantage de réduire les pertes de la ligne de transport d'énergie du fait qu'elle soit en service.

L'ERNB continue à chercher activement à résoudre cette inefficacité administrative et maintient catégoriquement qu'il faut la résoudre avant la période hivernale à venir qui est une période de pointe au Nouveau-Brunswick. L'installation de production de Point Lepreau subissant une remise à neuf de 18 mois qui a débuté en avril 2008, l'occasion d'importations commerciales provenant de l'extérieur du Nouveau-Brunswick est extrêmement importante.

⁹ Les 200 MW de capacité de transfert définitive relatifs aux importations en provenance de la Nouvelle-Angleterre équivalent à une capacité de transport de 550 MW moins les 250 MW de marge de fiabilité du transport, moins les 100 MW d'activation partagée de la réserve.

Vérifications du calendrier

Même si de nouveaux outils ont été ajoutés par les exploitants de réseau de la région afin de mieux gérer les opérations, il continue à y avoir des conflits relativement aux opérations prévues entre les marchés. Une série de vérifications a lieu à différentes périodes (jour précédent, dans la journée et après le fait) à l'aide des systèmes d'établissement de calendrier de l'énergie particuliers au marché, d'un système de vérification des opérations facilitée et de E-Tagging. Pour une interface commune donnée entre deux marchés d'exploitants de réseau, le système de vérification des opérations facilitée permet aux exploitants respectifs de voir les opérations de l'autre en même tant que les siennes. Cet outil compare même automatiquement les calendriers correspondants et met en évidence les différences. E-Tagging est un système d'information partagée qui a pour but de s'assurer que les flux prévus sont bien compris par tous les exploitants de système et les participants au marché touchés. L'ERNB s'attend à ce que les calendriers qui ne correspondent pas deviennent extrêmement rares étant donné la disponibilité de cette série d'outils.

Sanctions intra-horaires de l'interface de la Nouvelle-Écosse

Le 1^{er} février 2008, l'ERNB a mis en œuvre une sanction automatique contre les déviations intra-horaires des flux désirés sur l'interface avec la Nouvelle-Écosse. Des frais sont désormais appliqués lorsque l'erreur de contrôle de la zone moyenne de l'interface dépasse sur dix minutes la part au *pro rata* de la Nouvelle-Écosse de la tolérance du GIRÉ de la Nouvelle-Angleterre pour l'erreur de contrôle de la zone des Maritimes. Le but de la sanction est de réduire l'imposition par Nova Scotia Power System Operator d'un fardeau de réglementation sur le marché du Nouveau-Brunswick. À ce moment-là, l'établissement de cette protection a été influencé au moins en partie par le fait que la Nouvelle-Écosse allait ajouter au moins 500 MW d'énergie éolienne à son réseau dans les années à venir et allait donc avoir un fardeau de réglementation accrue pour son propre réseau. L'ERNB a invité Nova Scotia Power System Operator à travailler avec l'ERNB pour déterminer un moyen selon lequel les services d'équilibrage telles que la réglementation pourraient faire l'objet d'une opération commerciale entre le secteur d'équilibrage N.-B./NME/Î.-P.-É. et le secteur d'équilibrage de la N.-É. Sinon, les deux secteurs d'équilibrage pourraient être fusionnés et

dépendre de la conception de la gouvernance, des tarifs et des règles du marché qui convient. L'ERNB a bon espoir que l'une de ces deux initiatives permettra à la Nouvelle-Écosse d'atteindre ses objectifs en matière d'énergie renouvelable sur une base plus rentable, tout en protégeant également les intérêts commerciaux des fournisseurs de services d'équilibrage du marché du Nouveau-Brunswick.

Coût mensuel résiduel négatif

Dans l'histoire du CMR, pendant de nombreux mois, le CMR s'est traduit par un crédit pour les clients des services de transport d'énergie et, pendant de nombreux autres, le CMR s'est traduit par des frais pour les clients des services de transport d'énergie. Les cinq derniers mois de 2007-2008, le CMR était négatif. L'ERNB surveille cette tendance et en recherche la cause. Une des causes possibles serait le biais de la prévision de la charge.

Restrictions

Même si on ne peut s'attendre à ce qu'un réseau de transport d'énergie soit disponible en permanence, il est important que les restrictions d'opérations soient réduites au minimum. Les participants au marché ont exprimé leur inquiétude quant à la fréquence et à l'ampleur des restrictions, en particulier en ce qui concerne l'interface avec GIRÉ Nouvelle-Angleterre. Pendant la majeure partie de l'année, les travaux attribuables à l'intégration et à la maintenance de la LIT étaient à l'origine de la plupart des restrictions. Les restrictions les plus récentes sont attribuables aux travaux de maintenance particuliers à court terme. L'ERNB continue à surveiller ces restrictions dont la majorité sont causées par le GIRÉ Nouvelle-Angleterre.

Annexe 2 – Clients convoités et service standard

Comme cela a été discuté précédemment dans le présent rapport, le Nouveau-Brunswick n'a pas encore vu de clients convoités quitter les taux du service standard réglementés en faveur des taux du marché. Les faibles taux réglementés et les frais de sortie inconnus ont contribué à ce manque de mouvement. De plus en plus de signes montrent que ces conditions pourraient ne pas prévaloir à l'avenir. On peut s'attendre à ce que les taux réglementés continuent à augmenter étant donné leur fort lien avec les actifs patrimoniaux basé sur l'énergie fossile. Les récents changements de la Loi permettant une audience de la méthode d'établissement des frais de sortie aideront également à réduire ces inconnus.

Pour soutenir un marché concurrentiel, l'ERNB surveillera les conditions qui promouvraient une activité supérieure et en fera rapport. L'objectif est de fournir aux clients convoités assez de renseignements pour leur permettre de décider ou non que l'option doit être plus amplement étudiée.

Pour que cela soit économique de quitter le service standard, deux conditions essentielles doivent exister. Les taux du marché doivent être inférieurs aux taux réglementés (service standard) et les frais de sortie doivent être inférieurs à la différence entre les taux réglementés et les taux du marché.

$$\text{Profit pour la charge} = \text{Taux réglementé} - \text{Taux du marché} - \text{Frais de sortie.}$$

Le but de ces frais de sortie est de s'assurer de garder l'ensemble des clients du service standard restants. Lorsqu'une charge quitte le service standard, Distribution Énergie NB (le fournisseur du service standard) perd les recettes associées à la vente d'électricité mais en même temps évite le coût associé à l'achat de l'électricité. Pour s'assurer que les contribuables restants ne sont pas moins avantageés, des frais de sortie s'appliqueraient à la charge si la perte de recettes était supérieure au coût éludé, ce qui peut être exprimé de la façon suivante.

$$\text{Frais de sortie} = \text{Taux réglementé} - \text{Taux élué}$$

On suppose qu'il y aurait uniquement des frais de sortie et pas de profit de sortie. Si Distribution Énergie NB fait des bénéfices dans le cadre de la perte de charge, ces bénéfices ne seraient pas transférés à la charge partante. Même si cela n'est pas discuté ici, il existe une situation dans laquelle la charge partante et les clients du service standard restants seraient plus avantageés si un mécanisme de partage des profits de Distribution Énergie NB existait. Il est important de garder à l'esprit que la méthode utilisée pour déterminer les frais de sortie doit encore être testée par le Commission de l'énergie et des services publics.

Si les deux formules indiquées ci-dessus sont combinées, la formule de profit est simplifiée de la façon suivante.

$$\text{Profit pour la charge} = \text{Taux élué} - \text{Taux du marché}$$

Cette formule fonctionne uniquement lorsque les taux du marché sont inférieurs aux taux réglementés et lorsque les frais de sortie sont positifs. Si les frais de sortie sont négatifs, le profit pour la charge est réduit du montant du profit de sortie destiné à Distribution Énergie NB.

La formule illustre le fait que le taux élué est essentiel à l'analyse. Le taux élué variera selon la quantité de la charge partante et est une analyse complexe qui peut seulement être entreprise par Distribution Énergie NB. Toutefois, en tant que substitut, le CMHD qui représente le coût encouru pour fournir le dernier MWh sur le réseau de transport d'énergie du Nouveau-Brunswick pourrait être utilisé. Pour l'exercice financier 2007-2008, le CMHD était de 58,72 \$/MWh. Comme le CMHD est déterminé à l'installation de production, il doit être ajusté pour prendre en compte les pertes de transport d'énergie. En supposant des pertes de 2,5 %, le taux élué ajusté est de $57,72/(1-0,025) = 60,23$ \$.

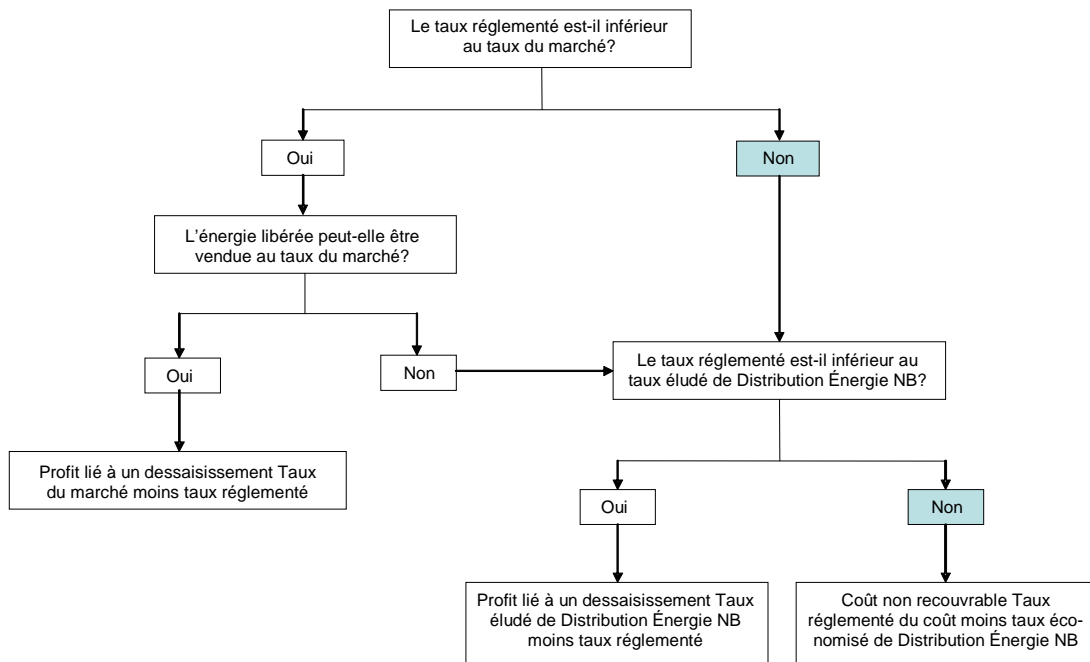
Cette rapide analyse suggère qu'un taux du marché inférieur à 60,23 \$ serait le seuil nul pour qu'un client convoité soit prêt à partir. Il est concevable que, dans certaines circonstances, le

marché pourrait proposer ce prix. Par exemple, une installation de cogénération qui a deux produits en vente, le chauffage et l'électricité, pourrait vendre l'électricité à un prix de 60,23 \$/MWh. Les estimations du coût des nouvelles centrales nucléaires sont également de l'ordre de 60 à 70 \$/MWh.

Étant donné l'importance critique du coût érudé dans l'analyse, il est fortement recommandé que le fournisseur du service standard publie son coût économisé. Cela fournirait aux clients convoités les renseignements requis pour prendre une décision éclairée quant à leur départ du réseau.

On sous-entend que la décision de quitter le service standard n'est pas simple pour la charge. Beaucoup d'autres facteurs doivent être pris en compte tels que la prévision des taux réglementés, les taux du marché, le coût érudé du fournisseur du service standard et l'évaluation du risque. Les risques sont atténués par le fait que la charge peut retourner au service standard une année après être partie tant que les coûts pour les autres clients ne sont pas accrus. Si les coûts sont accrus, le fournisseur de service standard peut fournir de l'électricité sur une base autre que le service standard.

Le graphique suivant est tiré du rapport du Comité de conception du marché et sert à comprendre les conditions qui peuvent mener à des frais ou profits de sortie. Les cases mises en évidence indiquent les conditions décrites ci-dessus.



Annexe 3 : Glossaire des termes

Acheminement

La production demandée à une installation par l'exploitant du réseau.

Coût marginal horaire définitif (CMHD)

La réduction des coûts de production qui serait permise par une réduction de 1 MW des besoins d'acheminement pour une heure donnée, calculée juste avant le début de cette heure.

Coût mensuel résiduel (CMR)

L'ensemble des montants reflétant les coûts, les débits et les crédits liés aux fonctions d'exploitation du marché tels que le réacheminement, les déséquilibres énergétiques, les pénalités adressées aux participants au marché et les opérations d'énergie d'urgence.

Déséquilibres énergétiques

La différence entre la production (ou consommation) horaire escomptée et la production (consommation) réelle. Dans le cas d'installations de production, la production escomptée est la quantité acheminée par l'exploitant du réseau. Dans le cas des charges, la consommation escomptée est la quantité prévue par le participant au marché respectif.

Réacheminement

La différence entre la production horaire indiquée par les calendriers du participant au marché et la production demandée par l'exploitant du réseau.

Services accessoires

Les services nécessaires au soutien du transport d'énergie de capacité et d'énergie des fournisseurs aux clients tout en maintenant une exploitation fiable du réseau de transport d'énergie.

Transport de l'énergie à libre accès

L'accès non discriminatoire au réseau de transport de l'énergie électrique pour les installations de production et les consommateurs.

Annexe 4 : Principaux acheteurs de transport d'énergie

Nom abrégé	Nom en entier
CDNB	Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB
CPNB	Corporation de production Énergie NB
ENNB	Corporation d'Énergie nucléaire NB
MEHQ	Hydro-Québec Energy Marketing Inc.
MECL	Maritime Electric Company Limited
NMISA	Exploitant du réseau indépendant du nord du Maine
NSPI	Nova Scotia Power Inc.
AVEC	Boralex Fort Fairfield Inc.
EMAE	Emera Energy Inc.
EMI	Brookfield Energy Marketing Inc.
WPCG	WPS Canada Generation Inc.
WPSE	WPS Energy Services Inc (maintenant connu sous le nom d'Integrus Energy Services Inc).
TransEn	TransÉnergie (une unité commerciale d'Hydro-Québec)
GIRÉ-NA	GIRÉ Nouvelle-Angleterre