

New Brunswick System Operator
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick



Prévision sur 10 ans :

Une évaluation de la suffisance des

installations de production et de transport

au

Nouveau-Brunswick

2005 à 2014

1.0 RÉSUMÉ

Au 1^{er} octobre 2004, la *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick a restructuré le secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick et créé l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'ERNB). Il s'agit d'une société indépendante à but non lucratif, constituée en vertu d'une loi et séparée du groupe d'entreprises d'Énergie NB. La *Loi sur l'électricité* a transféré la responsabilité de la protection et de la fiabilité du réseau électrique intégré d'Énergie NB à l'ERNB, et a mandaté l'ERNB à faciliter le développement et l'exploitation du réseau électrique du Nouveau-Brunswick. Ces responsabilités se concrétisent par l'exploitation du réseau commandé par l'ERNB et par l'administration du Tarif d'accès au réseau de transport (TART) et des règles du marché.

Le présent document, *Prévision sur 10 ans : Une évaluation de la suffisance des installations de production et de transport au Nouveau-Brunswick 2005 à 2014*, sera le premier rapport annuel du genre rédigé par l'ERNB. Il se veut un moyen d'informer les participants actuels et possibles au marché de la situation actuelle et des prévisions du marché et de la suffisance du réseau électrique. Il comprend les plans engagés relatifs aux nouveaux projets de production et de transport et des plans possibles d'autres améliorations du réseau de transport qui pourraient être nécessaires. Ces données permettront aux participants au marché d'évaluer les occasions qui se présentent à eux et à leurs clients à partir d'une base commune.

Le réseau électrique du Nouveau-Brunswick devra faire face à de grands défis et à des occasions possibles au cours des 10 années à venir. Mentionnons l'incertitude relative aux nouvelles ressources de production pour soutenir la croissance de la charge. Cette incertitude est d'encore plus aigüe parce qu'on ne sait pas si la province approuvera la remise à neuf de la plus grande tranche au Nouveau-Brunswick, Point Lepreau, qui doit prendre 18 mois. Si nous ne remettons pas la tranche nucléaire à neuf il faudra construire des centrales de remplacement, et il pourrait devenir nécessaire aussi de modifier le plan de transport actuel en conséquence.

Parmi les occasions qui se présentent au réseau électrique du Nouveau-Brunswick, mentionnons l'évolution continue du marché de l'électricité pour que les participants puissent acheter et vendre de l'énergie de façon indépendante au moyen de contrats bilatéraux. L'accès ouvert au réseau de transport fait qu'il est avantageux de construire des centrales au Nouveau-Brunswick, et la capacité de transfert augmentée par la deuxième interconnexion à 345 kV prévue avec la Nouvelle-Angleterre crée encore d'autres possibilités pour les producteurs néo-brunswickois de faire des exportations. L'augmentation de la capacité d'importation en raison de la deuxième interconnexion améliore aussi la compétitivité du marché de l'électricité parce que les participants qui desservent des charges ont un meilleur choix de fournisseurs. L'accès ouvert au réseau de transport et la deuxième interconnexion prévue ouvrent des possibilités pour d'autres entreprises du nord-est en augmentant la possibilité de transit par le Nouveau-Brunswick.

La prévision des charges sur 10 ans prévoit que l'énergie électrique à fournir aux clients au Nouveau-Brunswick passera de 15 690 GWh en 2005-2006 à 17 638 GWh en 2014-2015. Cette augmentation de 1 948 GWh représente une croissance annuelle de 1,3 %. Il est prévu que l'appel de puissance de pointe horaire augmente de 3 198 MW en 2005-2006 à 3 652 MW en 2014-2015. Cette augmentation de 454 MW représente une croissance annuelle de 1,5 %.

La prévision des ressources de production indique que le réseau du Nouveau-Brunswick a besoin de 356 MW de plus en 2008-2009 pour respecter les critères de réserve de capacité à long terme de l'ERNB. Ce manque de capacité découle de la remise à neuf prévue de Point Lepreau, un projet de 18 mois allant d'avril 2008 à novembre 2009. La capacité nette actuelle de la centrale nucléaire est de 594 MW, ce qui monterait à 635 MW après la remise à neuf. Le projet attend l'approbation du gouvernement provincial et l'ERNB ne connaît aucun arrangement pris pour obtenir la capacité de remplacement pendant la remise à neuf.

La seule centrale dont l'ajout est promis est une centrale commerciale éolienne de 20 MW en 2005-2006, la première du genre au Nouveau-Brunswick, à Grand Manan. On prévoit mettre hors service 57 MW à Grand Lac en 2009-2010 et 98 MW à Courtenay Bay en 2009-2010. Après la remise à neuf, on prévoit des déficits de capacité de 2 MW au cours de l'exercice 2010, de 2 MW en 2013 et de 66 MW en 2014. On s'attend à la croissance des déficits après 2014. Le tableau suivant offre des détails de la charge et des ressources pendant la période de planification.

Étude de la charge et des ressources de 2005-2006 à 2014-2015

		Exercice commençant en									
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A	Prévision de la charge	3198	3276	3323	3352	3388	3432	3485	3544	3599	3652
B	Industriel non ferme	142	142	149	149	149	149	149	149	149	149
C	Réserve requise $C = 20 \% * (A - B)$	611	627	636	641	648	657	667	679	690	701
D	Contrats d'interconnexion (+Export/-Import)	280	247	247	220	250	250	50	50	50	50
E	Total des ressources d'approvisionnement	4296	4290	4281	3708	4188	4188	4188	4188	4188	4188
F	(+Surplus/-Déficit) $F = E + B - D - C - A$	349	282	224	-356	51	-2	135	64	-2	-66

Notons parmi les grands projets prévus pour la période de planification ayant un impact sur le réseau de transport en vrac :

- achèvement de l'amélioration en cours du poste de Memramcook avec un transformateur d'interconnexion à 345/138 kV au début de 2005 pour améliorer la fiabilité des approvisionnements dans la région de l'Est et des interconnexions avec la Nouvelle-Écosse et l'Î.-P.-É.,
- installation d'un transformateur d'interconnexion à 345/138 kV à Edmundston pour améliorer la fiabilité des approvisionnements dans la région de l'Ouest,
- construction d'une deuxième interconnexion à 345 kV entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre avant 2007 pour augmenter la capacité de transfert dans les deux sens avec l'ERI Nouvelle-Angleterre d'environ 300 MW,
- installation du transformateur d'interconnexion à 345/230 kV au poste de Newcastle vers 2010-2014 pour assurer la protection du réseau et faire la relève du transformateur à 345/138 kV de Bathurst.

D'autres projets sont mentionnés dans les présentes pour maintenir la fiabilité des approvisionnements des clients desservis à partir des réseaux à 138 kV et à 69 kV.

2.0	TABLE DES MATIÈRES	
1.0	RÉSUMÉ	2
2.0	TABLE DES MATIÈRES	5
2.1	Liste des tableaux	6
2.2	Liste des figures	6
3.0	INTRODUCTION	7
4.0	PRÉVISION DES CHARGES	8
4.1	Besoins annuels	8
4.2	Besoins historiques et prévus	10
5.0	RESSOURCES DE PRODUCTION	12
5.1	Ressources de production actuelles	12
5.2	Changements de capacité	13
5.3	Le besoin de nouvelles ressources	14
6.0	SUFFISANCE DES RESSOURCES	15
6.1	Critère de la réserve d'exploitation	15
6.2	Critère de la réserve de planification	15
6.3	Étude de la charge et des ressources	16
6.4	Forces et faiblesses	17
7.0	RÉSEAU DE TRANSPORT	18
7.1	Évolution du réseau	18
7.2	Interconnexions aux réseaux externes	18
8.0	PLAN DE TRANSPORT	20
8.1	Responsabilités de planification du réseau de transport	20
8.2	Critères de planification du réseau de transport	20
8.3	Méthodologie de planification du réseau de transport	21
8.4	Calcul des charges régionales pour les études de planification du réseau de transport	24
8.5	Solde charge – ressources régional du réseau de transport	25
8.6	Aménagements de transport de 2005 à 2015	27
8.7	Besoins régionaux	29
8.8	Prolongation de la vie des lignes de transport	31
9.0	RÉSUMÉ DES RÉSULTATS	33
10.0	RÉFÉRENCES	36
ANNEXE A	CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU	37

2.1 Liste des tableaux

Tableau 1	Prévision des charges sur 10 ans au Nouveau-Brunswick	9
Tableau 2	Ressources de production du Nouveau-Brunswick	12
Tableau 3	Résumé des changements à la production au Nouveau-Brunswick.....	13
Tableau 4	Étude de la charge et des ressources au Nouveau-Brunswick de 2005-2006 à 2014-2015	16
Tableau 5	Capacité de transfert des interconnexions.....	19
Tableau 6	Charges de pointe non coïncidentes par région	24
Tableau 7	Solde ressources - charge de 2004-2005 par région de transport	25
Tableau 8	Solde ressources - charge de 2004-2005 sans la plus grande tranche de la région Error! Reference source not found.	26

2.2 Liste des figures

Figure 1	Consommation mensuelle de l'énergie nette annuelle du réseau	9
Figure 2	Charges de pointe mensuelles en pourcentage de la charge de pointe annuelle	10
Figure 3	Consommation annuelle de l'énergie au Nouveau-Brunswick.....	11
Figure 4	Charge de pointe horaire au Nouveau-Brunswick	11
Figure 5	Vie utile restante prévue des centrales du Nouveau-Brunswick.....	14
Figure 6	Processus de planification du réseau de transport	22

3.0 INTRODUCTION

La *Loi sur l'électricité* du Nouveau-Brunswick a été adoptée le 1^{er} octobre 2004, déclenchant la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Les entreprises municipales et les grandes industries desservies à partir du réseau de transport pouvaient choisir leur propre fournisseur, le marché de l'électricité a été ouvert selon les règles du marché publiées par le Ministre de l'Énergie et une nouvelle société, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (l'ERNB), a été créée.

L'ERNB est une société indépendante à but non lucratif, constituée en vertu d'une loi et séparée du groupe d'entreprises d'Énergie NB. Il a son propre PDG et un conseil indépendant. Sa première responsabilité est d'assurer la protection et la fiabilité du réseau électrique intégré et de faciliter le développement et l'exploitation du marché concurrentiel. Ces responsabilités se concrétisent par l'exploitation du réseau commandé par l'ERNB et par l'administration du Tarif d'accès au réseau de transport (TART) et des règles du marché. Il doit aussi élaborer des contrats et des ententes, surveiller le marché, étudier le réseau, s'occuper des questions de comptabilité, de règlement et d'interconnexion et participer à l'aménagement d'un organisme de transport régional (OTR).

Le TART actuel a été approuvé par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP) dans sa décision du 13 mars 2003 et spécifie les modalités, les conditions et les tarifs pour l'utilisation du réseau de transport conduit par l'ERNB. Toute modification ou tout ajout futur au TART sera fait par l'ERNB et soumis à l'approbation de la CESP. Les règles du marché ont trait aux droits et aux obligations des participants au marché de l'électricité. Les règles du marché initiales ont été émises par le Ministre de l'Énergie et sont entrées en vigueur le 1^{er} octobre 2004. Elles sont basées sur les principes recommandés par le comité de conception du marché en avril 2002 et acceptées par le gouvernement. Toute modification ou tout ajout futur aux règles du marché sera fait par l'ERNB après consultation avec les intéressés par l'intermédiaire du comité consultatif du marché (CCM). Le CCM réunit des représentants de divers secteurs (grandes industries, entreprises municipales, producteurs, exploitants et utilisateurs des réseaux de transport, groupes environnementaux, petits consommateurs, etc.). Le CCM doit étudier et proposer des modifications au TART et aux règles du marché et faire les recommandations convenables au conseil de l'ERNB sur leur implantation.

En plus d'assurer l'exploitation fiable du réseau électrique du Nouveau-Brunswick, l'ERNB doit s'occuper de la planification et de l'aménagement à long terme. Sous les règles du marché, l'ERNB doit publier chaque année un rapport sur la suffisance actuelle et future du réseau électrique intégré qu'il conduit sur 10 ans. Les présentes constituent le premier de ces rapports et comprennent la dernière prévision des charges sur 10 ans et les prévisions actuelles visant les nouveaux projets de production et de transport. Le but du document est d'informer les participants actuels et futurs au marché de l'état actuel et futur du réseau électrique pour qu'ils puissent évaluer les possibilités qui se présentent à partir d'une base commune.

4.0 PRÉVISION DES CHARGES

La prévision des charges représente la prévision actuelle sur 10 ans des besoins des clients provinciaux de 2005-2006 à 2014-2015. Elle est préparée en fonction d'une analyse des causes et des effets des changements passés, combinée à des données puisées des sondages des clients et à une évaluation des facteurs économiques, démographiques, technologiques et autres ayant une incidence sur l'utilisation de l'énergie électrique. Elle incorpore aussi les effets de la disponibilité du gaz naturel au Nouveau-Brunswick, des économies d'énergie et des changements à l'autoproduction des clients industriels.

Les besoins en énergie et l'appel de puissance de pointe horaire varient selon la météo, surtout la température. Les prévisions se basent sur les températures moyennes sur 30 ans (1971 à 2000) et l'appel de puissance de pointe horaire annuelle calculée pour une température de conception de -24° C sur une période soutenue de 8 heures.

4.1 Besoins annuels

La présente prévision des charges sur 10 ans se base sur la prévision des charges d'Énergie NB soumise au NPCC en 2004, majoré de la charge de Perth Andover. C'est parce qu'à partir du 1^{er} janvier 2005 le réseau de Perth Andover fait partie du réseau conduit par l'ERNB au lieu de la charge du nord du Maine. La charge de Perth Andover représente environ 0,2 % de la charge totale du Nouveau-Brunswick, et on présume une croissance de l'énergie et de l'appel de puissance identique à celle du reste de la province. Les chiffres de 2005-2006 traduisent la dernière évaluation sur 18 mois des données de la charge du Nouveau-Brunswick et de Perth Andover.

Le tableau 1 démontre la prévision des charges sur 10 ans des besoins annuels relatifs à l'énergie et à la charge de pointe au Nouveau-Brunswick. On prévoit une croissance annuelle de 1,3 % de l'énergie nette du réseau, ainsi qu'une croissance annuelle de 1,5 % de l'appel de puissance de pointe horaire.

La consommation de l'énergie au Nouveau-Brunswick atteint son plus haut niveau de décembre à février à cause du chauffage des locaux. La consommation est à son plus bas niveau de juin à août à cause de la chaleur.

Malgré le fait que janvier représente le mois de la consommation de pointe, l'appel de pointe horaire au Nouveau-Brunswick a lieu normalement pendant la première semaine de février. C'est parce que, historiquement, la charge de pointe de janvier est réduite par la suspension de la livraison aux clients interruptibles pendant les jours les plus froids, ce qui a eu lieu plus souvent en janvier qu'en février.

La figure 1 démontre la consommation prévue annuelle de l'énergie nette du réseau sur une base mensuelle.

La figure 2 démontre comment la charge de pointe mensuelle tend à varier comme pourcentage de la charge de pointe annuelle prévue.

Tableau 1
Prévision des charges sur 10 ans au Nouveau-Brunswick

Année	Énergie nette du réseau (GWh)	Appel de puissance de pointe horaire (MW)
2005-2006	15690	3198
2006-2007	15902	3276
2007-2008	16139	3323
2008-2009	16 240	3352
2009-2010	16386	3388
2010-2011	16597	3432
2011-2012	16853	3485
2012-2013	17132	3544
2013-2014	17411	3599
2014-2015	17638	3652
Augmentation globale (à partir de 2005-2006)	1 948	454
Croissance annuelle moyenne	1,3 %	1,5 %

Figure 1
Consommation mensuelle de l'énergie nette annuelle du réseau

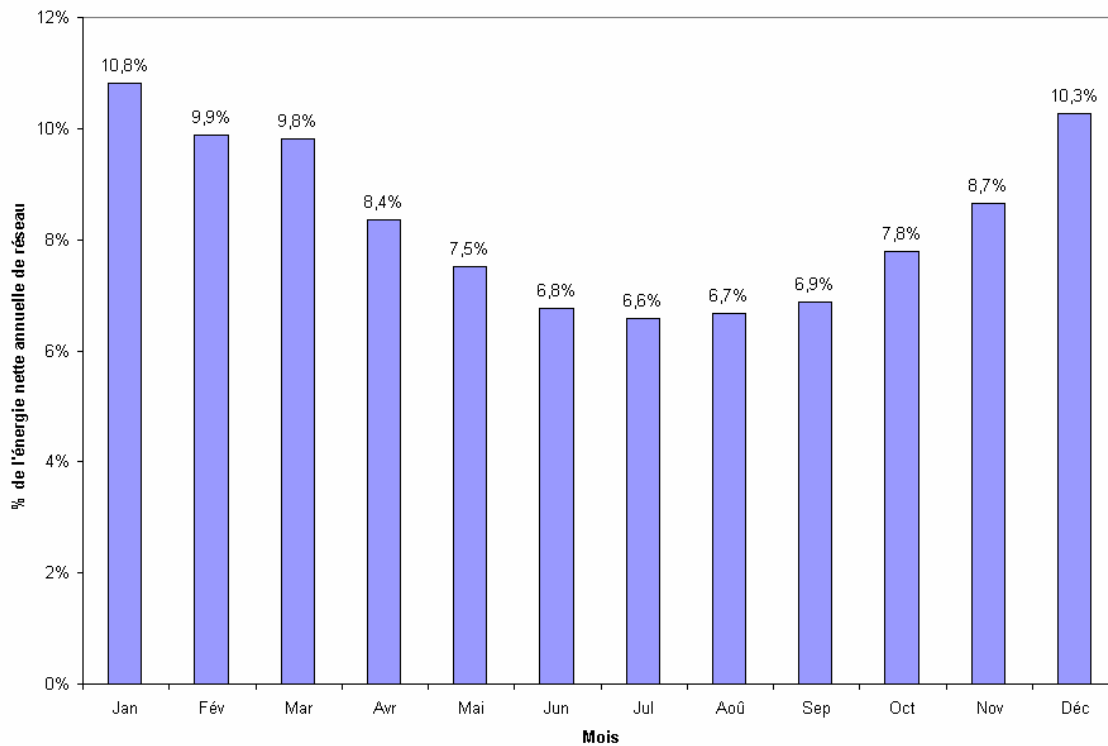
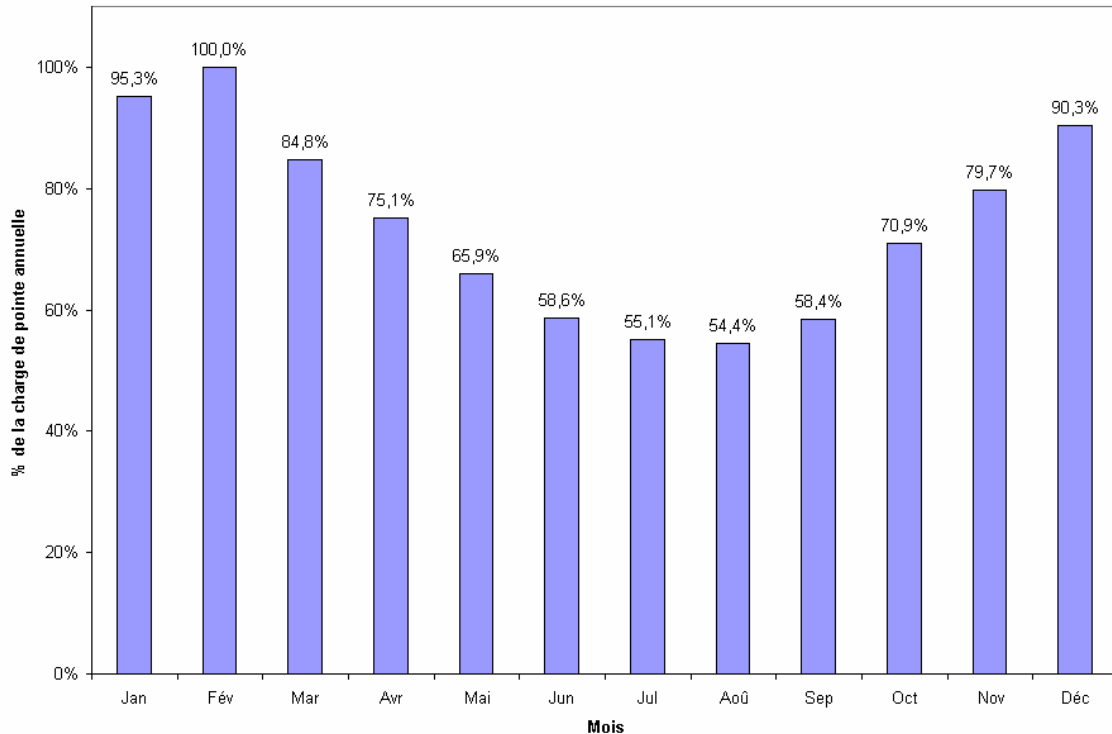


Figure 2
Charges de pointe mensuelles en pourcentage de la charge de pointe annuelle



4.2 Besoins historiques et prévus

Distribution et Service à la clientèle Énergie NB dessert actuellement tout le Nouveau-Brunswick sauf Perth Andover. Chaque année, Distribution et Service à la clientèle Énergie NB prépare une prévision des charges qui représente ses prévisions à long terme des besoins des clients provinciaux en ce qui concerne la puissance et l'énergie. La prévision reflète le fait que l'économie du Nouveau-Brunswick est très énergivore, surtout dans les secteurs forestier et minier. En 2003-2004, 42 % des ventes d'énergie d'Énergie NB dans la province se destinaient aux grandes industries. Les récents efforts de modernisation ont augmenté la consommation industrielle, et cette tendance doit se continuer.

La figure 3 démontre la consommation réelle annuelle de l'énergie de 1973 à 2004, ainsi que la consommation annuelle prévue de 2005 à 2014.

La figure 4 démontre l'appel de puissance horaire de pointe réel de 1973 à 2004, ainsi que l'appel de puissance de pointe horaire prévu de 2005 à 2014.

Figure 3
Consommation annuelle de l'énergie au Nouveau-Brunswick

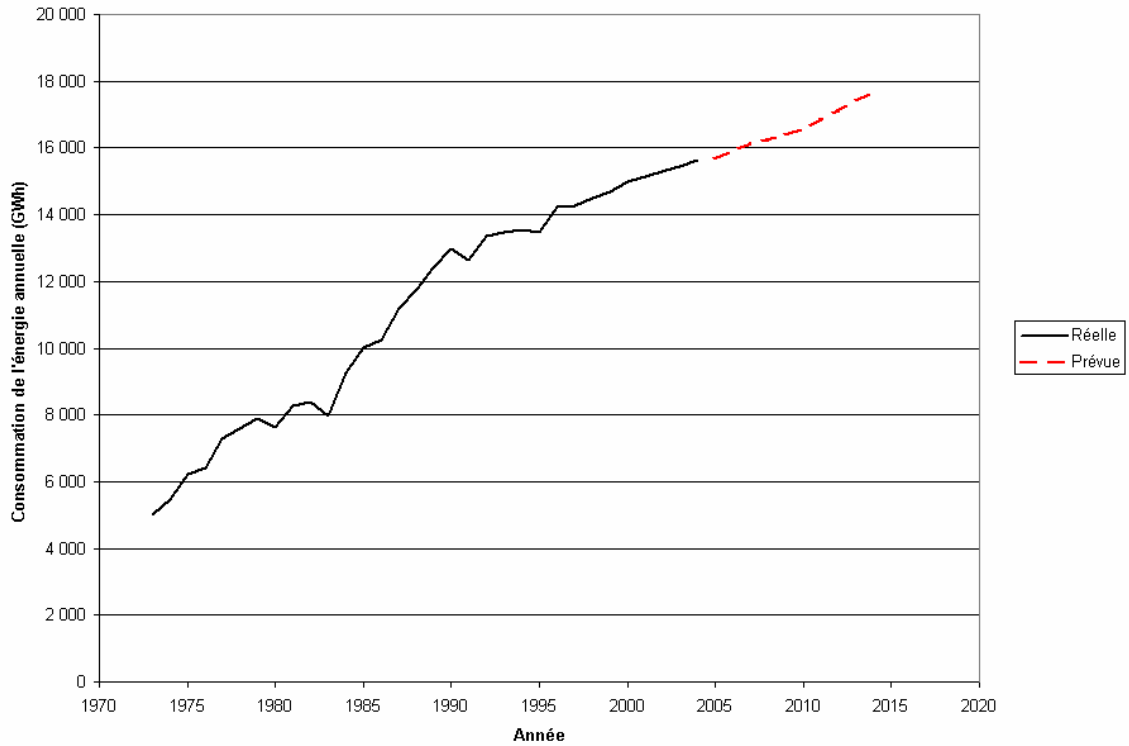
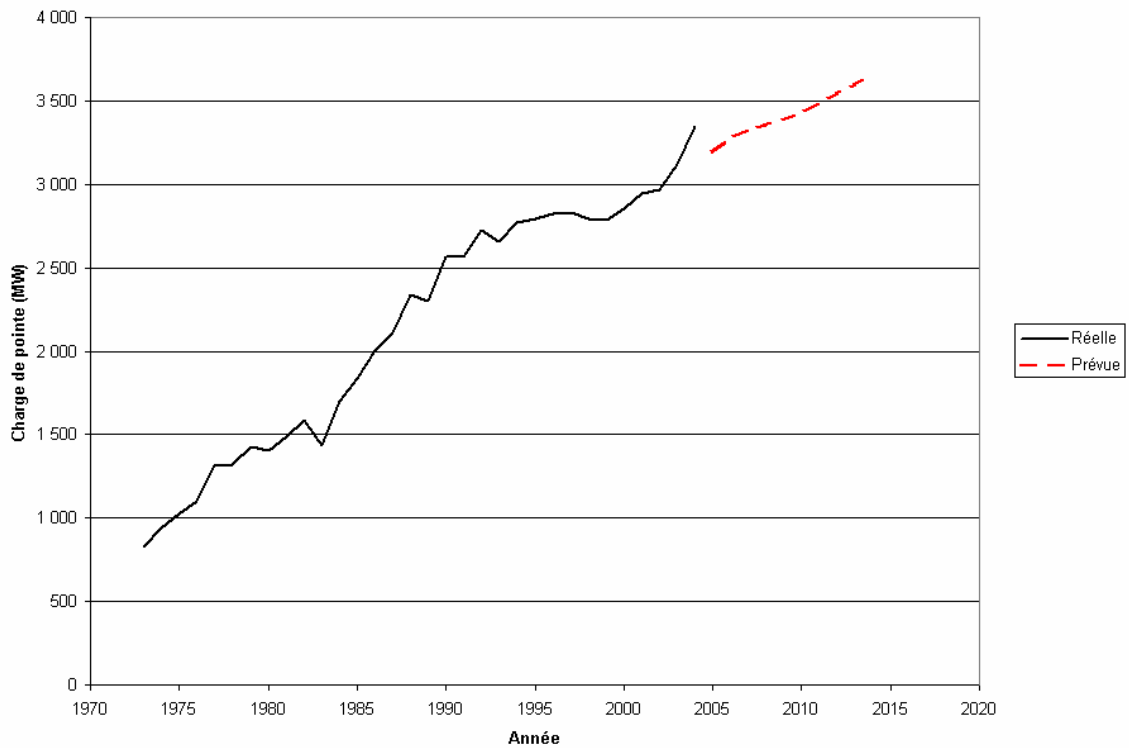


Figure 4
Charge de pointe horaire au Nouveau-Brunswick



5.0 RESSOURCES DE PRODUCTION

5.1 Ressources de production actuelles

Les centrales du Nouveau-Brunswick constituent un des parcs de production les plus diversifiés en Amérique du Nord. En plus des centrales hydroélectriques, la province a une centrale nucléaire et des centrales au mazout, au charbon, au gaz naturel, à l'Orimulsion^{MD}, à la biomasse et au diesel. Le tableau 2 indique les centrales au Nouveau-Brunswick, leur combustible et leur capacité au 1^{er} janvier 2005.

Tableau 2
Ressources de production du Nouveau-Brunswick

Centrale	Tranche	Type	Capacité MW	Notes
Point Lepreau	1	Nucléaire	594	Remise à neuf prévue à partir d'avril 2008
	GV1/2	Diesel	5	
Belledune	2	Charbon	458	
Courtenay Bay	4	Mazout	98	
Coleson Cove	1	Mazout	326	
	2	Mazout	326	
	3	Mazout	326	
Dalhousie	1	Orimulsion ^{MD} /Mazout	97	
	2	Orimulsion ^{MD} /Mazout	203	
Bayside	6	Gaz naturel	263	Avec l'exploitation au cycle combiné
Grand Lac	8	Charbon	57	
Grand Manan	3	Diesel	28	
Millbank	1	Diesel	100	Contrat de vente à échéance en nov. 2011 Contrat de vente à échéance en nov. 2011
	2	Diesel	100	
	3	Diesel	100	
	4	Diesel	100	
Ste Rose	1	Diesel	100	
Grandview	1, 2	Gaz naturel	90	
Frasers	1	Biomasse	38	
St. George	1, 2	Hydroélectrique	6	
Musquash	1, 2	Hydroélectrique	5	
Mactaquac	1	Hydroélectrique	110	
	2	Hydroélectrique	110	
	3	Hydroélectrique	110	
	4	Hydroélectrique	116	
	5	Hydroélectrique	113	
	6	Hydroélectrique	113	
Beechwood	1	Hydroélectrique	36	
	2	Hydroélectrique	36	
	3	Hydroélectrique	41	
Grand-Sault	1	Hydroélectrique	16	
	2	Hydroélectrique	16	
	3	Hydroélectrique	16	
	4	Hydroélectrique	16	
Tobique	1	Hydroélectrique	10	
	2	Hydroélectrique	10	
Sisson	1	Hydroélectrique	9	
Milltown	1	Hydroélectrique	4	
CAPACITÉ TOTALE			4302	Capacité totale au 1 ^{er} janvier 2005

La majeure partie de la production hydroélectrique n'est disponible que pendant les crues du printemps quand la neige fond au bassin hydrologique du Saint-Jean. La capacité de stockage des rivières du Nouveau-Brunswick est minime, et les centrales hydroélectriques ne peuvent pas servir pleinement à alimenter la charge de pointe hivernale de façon continue. Le parc hydroélectrique est essentiel pour alimenter les besoins de pointe à court terme et pour offrir une alimentation de relève instantanée dans le cas du l'arrêt subit d'une autre centrale.

5.2 Changements de capacité

En ce moment, aucune nouvelle centrale classique importante n'est prévue au Nouveau-Brunswick. La première centrale éolienne commerciale de la province, un parc éolien de 20 MW à Grand Manan, doit entrer en service à la fin de 2005 ou au début de 2006. Comme l'énergie éolienne est essentiellement intermittente, le crédit de capacité attribuée aux projets éoliens par l'ERNB est réduite à son facteur de capacité moyenne des trois dernières années d'exploitation. Si la centrale est exploitée depuis moins de trois ans, l'ERNB calcule le crédit de capacité selon le facteur de capacité des années disponibles. Or, en raison de la capacité de production existante à Grand Manan, de la basse charge sur l'île et des installations de transport limitées, aucune valeur de capacité n'est associée au projet éolien de Grand Manan.

On prévoit mettre hors service, au cours des 10 prochaines années, 57 MW à Grand Lac en 2009 et 98 MW à Courtenay Bay en 2009. Le remplacement de tuyaux d'alimentation à Point Lepreau doit réduire sa capacité de 6 MW en 2005-2006, d'encore 6 MW en 2006-2007 et d'encore 9 MW en 2007-2008.

La remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui prendrait 18 mois, doit commencer en avril 2008. La perte de la tranche nucléaire de Point Lepreau diminue la capacité du parc de 573 MW pendant la remise à neuf. Le projet doit s'achever en novembre 2009. La capacité nette de la centrale remise à neuf serait de 635 MW. Ce projet attend l'approbation du gouvernement du Nouveau-Brunswick, et l'ERNB ne connaît aucun arrangement pris pour obtenir une capacité de remplacement pendant la remise à neuf. Le tableau 3 résume l'évolution de la capacité de production de janvier 2005 à décembre 2009.

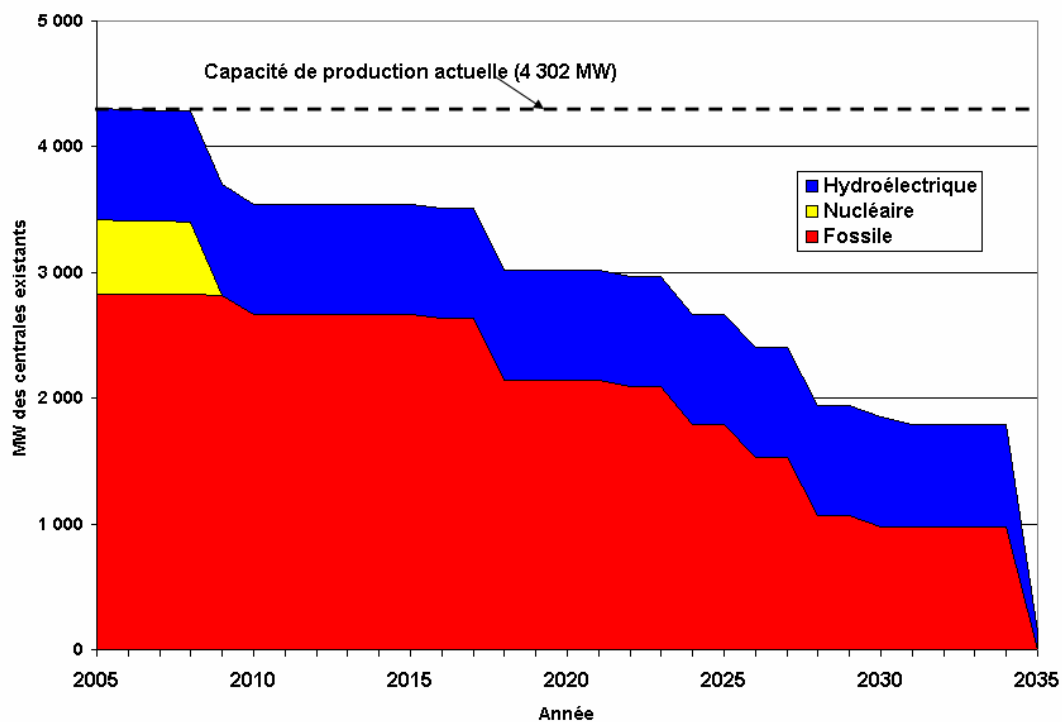
Tableau 3
Résumé des changements à la production au Nouveau-Brunswick

An	Capacité en janvier MW	Capacité en décembre MW	Changement de capacité MW	Explication
2005	4302	4296	-6	Projet éolien de Grand Manan (+0 MW capacité équiv.), réduction à Point Lepreau (-6 MW)
2006	4296	4290	-6	Réduction à Point Lepreau (-6 MW)
2007	4290	4281	-9	Réduction à Point Lepreau (-9 MW)
2008	4281	3708	-573	Remise à neuf de Point Lepreau à partir d'avril 2008 (-573 MW)
2009	3708	4188	+480	Remise à neuf de Point Lepreau finie en octobre 2009 (+635 MW), Grand Lac hors service (-57 MW), Courtenay Bay 4 hors service (-98 MW)

5.3 Le besoin de nouvelles ressources

Avec le temps, les centrales actuelles néo-brunswickoises vieilliront et il faudra soit procurer de nouvelles ressources de production, soit remettre à neuf les ressources existantes. La figure 5 illustre la vie utile restante prévue des centrales existantes au Nouveau-Brunswick sur les 30 prochaines années. Il est à noter que puisqu'il n'y a pas encore d'engagement ferme au sujet de la remise à neuf de Point Lepreau, la figure n'en tient pas compte.

Figure 5
Vie utile restante prévue des centrales du Nouveau-Brunswick



6.0 SUFFISANCE DES RESSOURCES

6.1 Critère de la réserve d'exploitation

L'ERNB doit calculer les besoins en capacité du réseau électrique intégré et assurer que les participants au marché se procurent et fournissent une capacité suffisante à ces besoins. La capacité requise par le réseau est la somme des prévisions de l'ERNB relatives à la charge, à la réserve requise et aux ventes de capacité ferme. La capacité disponible au réseau est la somme de la capacité installée, les achats de capacité ferme et la charge interruptible, moins toute capacité réduite ou indisponible en raison de l'entretien prévu.

L'ERNB évalue régulièrement la suffisance des ressources d'exploitation de chaque période de capacité et pour les 18 prochains mois (trimestriellement). Le principal critère d'exploitation vise une capacité de réserve suffisante à alimenter 100 % de la plus grande défaillance plus 50 % de la défaillance qui se place au deuxième rang. Les évaluations aux 18 mois par l'ERNB de la capacité et de la suffisance du réseau électrique intégré sont publiées tous les trois mois à l'adresse <http://www.nbso.ca> sous la rubrique *Rapports et évaluations*.

L'évaluation de la période de capacité se fait six mois avant le début de chaque deux périodes de capacité. Celle de l'hiver va du 1^{er} novembre au 31 mars. Celle de l'été commence le 1^{er} avril et prend fin le 31 octobre. L'ERNB prévoit les besoins en capacité de tout le réseau pour chaque période de capacité respective et les répartit entre tous les participants au marché qui desservent une charge selon leurs appels de puissance de pointe non coïncidents. Ensuite, les participants au marché qui desservent une charge doivent démontrer à la satisfaction de l'ERNB qu'ils ont obtenu une capacité égale à leurs obligations de capacité individuelles, ou dépassant ce niveau, au moins quatre mois avant le début de la période de capacité.

6.2 Critère de la réserve de planification

L'ERNB évalue la suffisance à long terme des ressources de production selon un critère de capacité de réserve égal à la plus grande défaillance ou à 20 % de la charge ferme, en prenant le chiffre le plus élevé.

En tant que membre du Northeast Power Coordinating Council (NPCC), l'ERNB doit aussi faire rapport de la suffisance de ses ressources afin de respecter le critère suivant de fiabilité de la production du NPCC :

La probabilité moyenne (ou le risque moyen) dans chaque zone due débranchement d'une charge ferme à cause d'un manque de ressources ne doit être de plus d'une fois en dix ans. La conformité au présent critère doit être évaluée de façon probabiliste, de manière à ce que la perte de la charge prévue moyenne ne doit pas dépasser 0,1 jour par an. Cette évaluation doit tenir compte

de l'incertitude de l'appel de puissance, des pannes et des réductions prévues ou forcées, de l'aide fournie au moyen des interconnexions aux zones et aux régions voisines, des capacités de transfert de transport et des apports à la capacité et/ou à la charge relatifs aux procédures d'exploitation.

L'ERNB doit soumettre une étude compréhensive de la suffisance des ressources au NPCC tous les trois ans, ainsi que des études intérimaires dans les années après l'étude compréhensive. La dernière étude compréhensive, *2004 Maritimes Area Triennial Review of Resource Adequacy* [1], a démontré que le critère de réserve de planification de 20 % utilisé par la zone des Maritimes combiné aux 50 MW de capacité supplémentaire en raison des interconnexions suffit au critère du NPCC pour le réseau en place et a confirmé que le critère de l'ERNB basé sur la capacité est acceptable au NPCC.

6.3 Étude de la charge et des ressources

L'étude de la charge et des ressources stipule si la somme des ressources de production et des clients de la charge industrielle non ferme suffit à alimenter la somme des besoins prévus de charge de pointe, des contrats fermes relatifs aux interconnexions et de la réserve de planification. Un surplus indique que les ressources planifiées suffisent, un déficit indique le contraire.

Le tableau 4 résume la prévision de la charge et des ressources de 2005-2006 à 2014-2015. Il démontre que le réseau du Nouveau-Brunswick manquera 356 MW de capacité en 2008-2009 à cause de la remise à neuf prévue de Point Lepreau. Après la période de remise à neuf, on prévoit des déficits de capacité de 2 MW dans l'exercice 2010. L'échéance d'un contrat d'exportation ferme de 200 MW donne un surplus de 135 MW en 2011. Ensuite, on prévoit des déficits de capacité de 2 MW en 2013 et de 66 MW en 2014. On prévoit la croissance des déficits après 2014.

Tableau 4
Étude de la charge et des ressources au Nouveau-Brunswick de 2005-2006 à 2014-2015

		Exercice commençant en									
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A	Prévision de la charge	3198	3276	3323	3352	3388	3432	3485	3544	3599	3652
B	Industriel non ferme	142	142	149	149	149	149	149	149	149	149
C	Réserve requis $C = 20 \% * (A - B)$	611	627	636	641	648	657	667	679	690	701
D	Contrats d'interconnexion (+Export/-Import)	280	247	247	220	250	250	50	50	50	50
E	Total des ressources d'approvisionnement	4296	4290	4281	3708	4188	4188	4188	4188	4188	4188
F	(+Surplus/-Déficit) $F = E + B - D - C - A$	349	282	224	-356	51	-2	135	64	-2	-66

À part l'obligation de Distribution et Service à la clientèle Énergie NB d'offrir un niveau de service normalisé, les règles du marché n'exigent pas qu'un participant au marché en particulier compense un déficit relevé dans l'étude à long terme. L'étude de la charge et des ressources sur 10 ans doit informer les participants au marché actuels et potentiels de tout manquement prévu. Par exemple, le besoin futur de remplacer la capacité de Point Lepreau pendant la remise à neuf prévue pour répondre au critère de planification figure dans l'étude de la charge et des ressources, mais les règles du marché ne prescrivent aucune action par un participant au marché spécifique dans ce délai. De même, les résultats des évaluations au 18 mois n'exigent aucune action par participant au marché spécifique et ne déclenchent aucune sanction, mais ils offrent à l'ERNB et au marché d'importants renseignements sur les déficits en vue.

Comme il a été dit à la section 6.1, les périodes de capacité d'été et d'hiver sont évaluées. Les règles du marché stipulent qu'un participant au marché au nom d'une charge doit obtenir des ressources de capacité qui sont égales ou supérieures à son obligation quatre mois avant chaque période de capacité. S'il ne le fait pas, il peut être passible de sanctions.

6.4 Forces et faiblesses

La géographie du Nouveau-Brunswick favorise largement le développement d'un marché de l'énergie dynamique. Par exemple, les nouvelles tranches thermiques peuvent se situer à d'excellents sites côtiers ayant accès à de l'eau de refroidissement à basse température. De plus, il existe des interconnexions robustes entre le Nouveau-Brunswick et les réseaux voisins au Québec, en Nouvelle-Angleterre, en Nouvelle-Écosse, à l'Î.-P.-É, et au nord du Maine et il en découle de bonnes occasions pour les participants au marché dans la province d'acheter et de vendre de l'électricité. Ces occasions sont encore plus diversifiées parce que l'appel de pointe a lieu en hiver au Nouveau-Brunswick, en été en Nouvelle-Angleterre.

Le coût de l'alimentation en électricité du Nouveau-Brunswick est stabilisé par la diversité du parc de production (sources hydroélectriques, nucléaire et thermiques). Par contre, le manque de ressources indigènes, comme des réservoirs hydroélectriques et des réserves de charbon peu chères à basse teneur en soufre, constitue une faiblesse. La dépendance envers la production thermique égale une dépendance envers les combustibles thermiques qui peuvent être sujets à l'interruption des approvisionnements, à d'extrêmes variations de prix et aux normes d'émission strictes.

La population du Nouveau-Brunswick est dispersée et peu dense. Il faut alors un réseau complexe et sophistiqué pour relier les centrales aux sous-stations qui distribuent l'électricité aux clients partout dans la province.

7.0 RÉSEAU DE TRANSPORT

7.1 Évolution du réseau

Le réseau de transport existant a évolué au cours du dernier siècle. Pendant la première moitié du 20^e siècle, il s'agissait surtout de lignes à 69 kV reliant de petites centrales aux réseaux de distributions municipaux. Après la deuxième guerre mondiale, avec la croissance des charges et la construction des centrales, le réseau à 138 kV a été prolongé pour faire un «8» autour de la province aux années 1960. Au début des années 1970, on a achevé une ligne à 230 kV du nord-est (Dalhousie-Bathurst-Newcastle) à Keswick à l'ouest et, en passant par Grand Lac, à Salisbury au sud-est. La tension principale du réseau en vrac est passée à 345 kV lors de l'achèvement de l'interconnexion à la Nouvelle-Angleterre et de la centrale de Coleson Cove à la fin des années 1970. Au cours des années 1980 et 1990, le réseau à 345 kV a été prolongé pour encercler la province et atteindre la Nouvelle-Écosse.

Aujourd'hui, le réseau est très robuste et la production est dispersée à de différents endroits avec une capacité qui suffit pour répartir de façon rentable la production pour exportation aussi bien que la charge provinciale. La congestion est donc rare, sauf en cas de défaillance extrême, et l'électricité peut être transférée en grande quantité dans tous les sens.

7.2 Interconnexions aux réseaux externes

Le Nouveau-Brunswick est relié aux réseaux voisins au Québec, en Nouvelle-Angleterre, en Nouvelle-Écosse, à l'Île-du-Prince-Édouard, au nord du Maine et à l'est du Maine. Tout comme le réseau de transport interne, ces interconnexions ont évolué dans le temps. Les premières interconnexions à 69 kV et à 138 kV avec la Maine Public Service Company au nord du Maine et la Nova Scotia Power Inc., datent des années 1950. Les premières interconnexions au Québec, à la Nouvelle-Angleterre et à l'Île-du-Prince-Édouard faisaient partie de l'important élargissement du réseau des années 1970. L'interconnexion à 345 kV à la Nouvelle-Écosse et une deuxième interconnexion au Québec ont été ajoutées pendant les années 1980. On prévoit élargir l'interconnexion à la Nouvelle-Angleterre en 2007 au moyen d'une deuxième ligne de transport à 345 kV.

Les deux interconnexions au Québec sont des postes haute tension courant continu (HTCC). Chacun peut brancher une partie de la charge provinciale radialement directement au réseau du Québec, ce qui augmente la capacité de transfert du Québec au Nouveau-Brunswick. Les autres interconnexions sont des lignes de transport ca synchrones reliant les réseaux des Maritimes dans le cadre du réseau interconnecté de l'est de l'Amérique du Nord.

Le tableau 5 démontre la capacité de transfert le Nouveau-Brunswick et les réseaux voisins.

Tableau 5
Capacité de transfert des interconnexions

Réseau voisin	Capacité de transfert au Nouveau-Brunswick (MW)	Capacité de transfert du Nouveau-Brunswick (MW)
Québec	1185	735
Nouvelle-Angleterre	100 [†]	700
Nouvelle-Écosse	350 ^{††}	300 ^{††}
Île-du-Prince- Édouard	222	222
Nord du Maine	90	100
Est du Maine	15	15

† La capacité de transfert de la Nouvelle-Angleterre varie en fonction de la plus grande défaillance au Nouveau-Brunswick, de la charge au Maine et du statut des centrales près d'Orrington (Maine).

†† La capacité de transfert à la Nouvelle-Écosse et de la Nouvelle-Écosse dépend les limites des importations et des exportations du réseau de la Nouvelle-Écosse.

8.0 PLAN DE TRANSPORT

8.1 Responsabilités de planification du réseau de transport

Le plan de transport représente une analyse du réseau de transport à haute tension en place et des aménagements requis pour alimenter la charge prévue selon les critères de planification de transport établis.

L'ERNB doit assurer que le réseau électrique intégré a toujours la capacité requise pour répondre à tous les critères de fiabilité applicables. Il doit aussi remédier aux questions de congestion ayant un impact sur l'efficacité du marché.

L'ERNB, quand il constate un problème de suffisance du réseau ou de congestion, doit consulter les transporteurs et les participants au marché pour trouver des solutions possibles faisables techniquement. Il doit ensuite les publier à son site Web, avec un avis de son intention de demander des propositions pour résoudre le problème. Les transporteurs et les participants au marché peuvent participer à un processus formel d'Appel de propositions (AP). Le dernier choix d'un projet préféré relève de l'ERNB.

8.2 Critères de planification du réseau de transport

Le réseau de transport en vrac du Nouveau-Brunswick est planifié, conçu et exploité selon des critères de défaillance simple. La qualité globale des approvisionnements, par rapport à la fréquence et à la durée des pannes aux clients et/ou des arrêts de production, à la magnitude et à la forme d'onde de tension, dépend surtout des critères de conception du réseau acceptés à l'annexe A.

L'ERNB se sert des critères de planification du réseau de transport communs aux entreprises nord-américaines, ainsi que les critères de fiabilité du réseau auxquels il doit se conformer en tant que membre du NPCC. Le rôle du NPCC pour surveiller la conformité aux *NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems* [2] se limite aux cas où la non-conformité pourrait entraîner des conséquences négatives pour plus d'une région.

Voici un résumé des critères :

1. Critère de tension

Dans toutes les conditions d'exploitation normales (sans défaillance), que la charge soit lourde ou légère, il devrait y avoir assez de soutien réactif pour que les tensions des barres à 230 kV et à 138 kV demeurent dans une plage de 95 % à 105 % de la valeur nominale. Cette disposition comprend la charge de pointe combinée à la capacité maximale de production hydroélectrique, ainsi que la condition de charge réduite (50 % de la charge variable + 100 % de la charge industrielle) combinée à la capacité minimale de production hydroélectrique.

2. Critère de défaillance simple

Une défaillance simple est un événement qui cause la perte d'au moins un composant du réseau. L'interprétation habituelle présume la perte d'un transformateur, un circuit de transport ou une tranche de production. La perte des deux circuits d'un circuit double constitue une défaillance simple conformément aux tests de stabilité du NPCC.

La charge de chaque zone à 138 kV ne devrait pas subir plus qu'une seule panne attendue de 1,0 heure/an en cas de perte de l'alimentation la plus importante. Pour évaluation sous ce critère, la charge de chaque ligne de transport doit respecter les limites où les dégagements stipulés dans le Code d'ACNOR peuvent être respectés et/ou la température du conducteur ne dépassera pas 100 °C quand la vitesse du vent est de 2 pied/sec.

Dans le cas d'une défaillance simple, on peut charger un transformateur à 119 % de sa capacité à refroidissement forcé à 65 °C en hiver si la température ambiante ne dépasse pas 0 °C.

8.3 Méthodologie de planification du réseau de transport

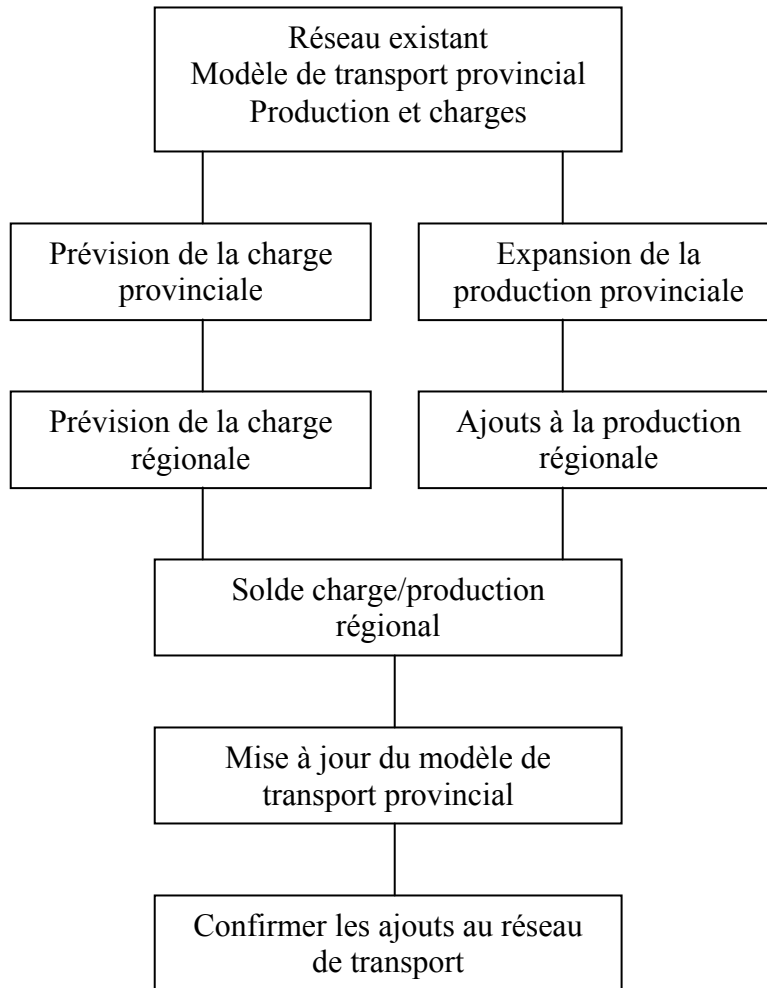
Les critères de conception du réseau, sur lesquels se reposent les recommandations de renforcement du réseau, se trouvent à l'annexe A. Les NPCC Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems, qui forment la base de l'expansion du réseau de transport en vrac à 345 kV, se trouvent à l'adresse <http://www.npcc.org/PublicFiles/Reliability/CriteriaGuidesProcedures/A-02.pdf>.

La planification du réseau de transport principal doit réagir à la croissance prévue de la charge et à l'intégration de nouvelles centrales. La planification de transport a donc deux objectifs : transporter l'électricité des centrales aux centres de charge et assurer l'interconnexion et l'intégration des centrales pour permettre l'utilisation rentable et fiable de la capacité de production offerte au marché.

Donc, l'emplacement géographique des charges et des centrales est aussi important pour la planification de transport que la portée de la charge et la capacité des centrales. La méthodologie de planification doit aussi tenir compte du solde de la charge et de la production dans une région, ainsi que de la dynamique (exemples : défaut, stabilité), pour fournir des approvisionnements fiables aux clients.

La figure 6 illustre le processus de planification du réseau de transport.

Figure 6
Processus de planification du réseau de transport



Le processus de planification du réseau de transport a trois entrants.

1. Un modèle informatique de l'année de base du réseau existant avec la production, les charges, les lignes de transport et les sous-stations. Ce modèle simule la capacité des tranches, les concentrations de la charge, les caractéristiques et les capacités des lignes de transport et des transformateurs. Ce modèle, souvent appelé le modèle de débit de la charge, met à l'épreuve la capacité de transport satisfaisant du réseau.
2. La prévision des charges constitue le deuxième entrant. La prévision des charges provinciale prévoit les charges, année par année, aux sous-stations actuelles et futures jusqu'au niveau de 69 kV. Les données de charge sont ramassées pour la charge de pointe de chaque sous-station, qui n'est pas nécessairement simultanée avec la pointe du réseau. La prévision des ventes

et des achats auprès des entreprises voisines, basée sur les contrats réels et les transactions attendues, constitue un volet important de la prévision.

3. Le troisième entrant est la capacité et l'emplacement des tranches et des centrales actuelles et proposées.

Puisque les principaux besoins de transport sont reliés à le solde des charges et de la production dans une région géographique, il faut d'abord répartir les charges et la production entre les régions. Ces régions, ou zones de planification du transport, se définissent en fonction des concentrations générales de la charge. Voici les régions de la province pour la planification des principaux besoins de transport :

1. Nord Miramichi, Bathurst, Caraquet, Belledune, Eel River et Dalhousie
2. Ouest Edmundston, Iroquois, Saint André, Grand-Sault, Beechwood et Woodstock
3. Centre Keswick, Fredericton, Millville, Grand Lac, Marysville et Mactaquac
4. Sud Saint John, Courtenay Bay, Pennfield, Oak Bay, Coleson Cove, Norton et Point Lepreau
5. Est Salisbury, Moncton, Memramcook et Murray Corner

Les charges et les capacités de production sont réparties parmi ces régions chaque année au cours de la planification et le solde positif ou négatif est une mesure de la capacité de transport vers la région pour alimenter l'appel de puissance ou vers l'extérieur de la région pour transporter la production excédentaire. Ce chiffre est calculé pour l'appel de puissance de pointe horaire annuelle et aussi pour des charges intermédiaires.

Les soldes régionaux indiquent la portée des besoins de transport et donnent un aperçu de la variation à long terme des besoins.

Pour assurer une fiabilité suffisante dans le nord-est du continent et partout en Amérique du Nord, on a établi des critères qui guident les entreprises dans la conception, l'exploitation et l'entretien des réseaux. Les membres du NPCC acceptent de suivre les lignes directrices et les critères établis basés sur l'expérience passée. Ces directives sont à la base de l'exploitation et de l'entretien du réseau en vrac du Nouveau-Brunswick.

L'essentiel, c'est d'assurer la continuité du service aux clients et d'éviter de mettre en jeu la fiabilité des réseaux voisins dans le cas de la perte d'un important composant, ligne ou transformateur de transport, ou d'une tranche de production. On parle normalement du critère de planification à «défaillance simple».

8.4 Calcul des charges régionales pour les études de planification du réseau de transport

Dans le même ordre des choses que la méthodologie globale de planification, la présente section présente les charges de pointe régionales non coïncidentes en 2004-2005. Le tableau 6 indique les charges provinciales fermes des principaux centres de charge du réseau utilisées pour les études de planification du réseau à haute tension. La charge totale du réseau vue par les tranches est la somme des charges régionales et des pertes de transport. Les pertes de pointe du réseau sont d'environ 4 %, avec celles des réseaux à 345 kV, à 230 kV, à 138 kV et à 69 kV. La somme des charges et des pertes représente la charge totale du réseau. Comme les charges de pointe régionales n'ont pas nécessairement lieu en même temps, la charge coïncidente vue par les tranches de production est moindre que la charge totale calculée en additionnant les charges et les pertes non coïncidentes. Le facteur de diversité se calcule en divisant la pointe coïncidente par la somme des charges de pointe non coïncidentes aux sous-stations. En 2004-2005, le facteur de diversité était de 91 %.

Tableau 6
Charges de pointe non coïncidentes par région

Région	Charge de pointe non coïncidente en 2004-2005 (MW)	Pourcentage régional
Nord		
Distribution	381	61 %
Grandes industries	244	39 %
Ouest		
Distribution	269	56 %
Grandes industries	163	34 %
En gros	45	10 %
Centre		
Distribution	557	83 %
Grandes industries	118	17 %
Sud		
Distribution	369	40 %
Grandes industries	314	34 %
En gros	242	26 %
Est		
Distribution	638	99 %
Grandes industries	5	1 %
Total partiel		
	3345	
Pertes de transport 4 %	134	
Total de la pointe non coïncidente	3479	
Total de la pointe coïncidente (jan. 2005)	3154	
Facteur de diversité	91 %	

8.5 Solde charge – ressources régional du réseau de transport

Selon la méthodologie discutée dans la section 8.3, les charges et la production sont réparties entre les régions de transport. C'est en combinant la charge et les ressources attribuées aux régions de transport qu'on calcule le solde ressource-charge régional, qui indique la capacité de transport requise vers la région ou à partir de celle-ci. On calcule le solde dans différentes conditions de charge et de production. Le plus important de ces soldes en ce qui concerne la planification est celui de la charge de pointe et la production quand la plus grande tranche de la région est hors service. Cette approche est conforme aux principes de la planification à «défaillance simple».

Le tableau 7 donne en exemple des soldes des ressources et de la charge dans chaque région de transport à 100 % de l'appel de puissance de pointe annuel. Le tableau 8 est identique, sauf que la plus grande tranche de chaque région est hors service. Il s'agit dans les deux tableaux des charges de pointe non coïncidentes.

Tableau 7
Solde ressources - charge de 2004-2005 par région de transport

Région		MW
Nord	Charge	625
	Production	1258
	Solde	633
Ouest	Charge	477
	Production	255
	Solde	-222
Centre	Charge	675
	Production	729
	Solde	54
Sud	Charge	925
	Production	2060
	Solde	1135
Est	Charge	642
	Production	0
	Solde	-642

Le tableau 7 démontre que la région du Sud a le plus haut solde ressources – charge positif, tandis que la région de l'Est n'a aucune capacité de production installée du tout. Elle est totalement dépendante des ressources de production des autres régions et de la suffisance du réseau de transport en vrac pour alimenter 100 % de sa charge.

Tableau 8
Solde ressources - charge de 2004-2005 sans la plus grande tranche

Région		MW
Nord	Charge	625
	Production	1258
	Plus grande tranche indisponible	458
	Solde sans la plus grande tranche	175
Ouest	Charge	477
	Production	255
	Plus grande tranche indisponible	41
	Solde sans la plus grande tranche	-263
Centre	Charge	675
	Production	729
	Plus grande tranche indisponible	116
	Solde sans la plus grande tranche	-62
Sud	Charge	925
	Production	2060
	Plus grande tranche indisponible	594
	Solde sans la plus grande tranche	541
Est	Charge	642
	Production	0
	Plus grande tranche indisponible	0
	Solde sans la plus grande tranche	-642

Le tableau 8 démontre le solde de le solde ressources – charge dans chaque région quand la plus grande tranche de la région est indisponible. Comme au tableau 7, la région de l’Est a le plus grand solde négatif.

8.6 Aménagements de transport de 2005 à 2015

Ici nous résumons les projets prévus pour le réseau de transport à 345 kV et pour des transformateurs à 345/230 kV et à 345/138 kV ayant un effet sur l'aménagement du réseau de transport à 345 kV. Nous indiquons aussi les projets visant les lignes à 138 kV ou à 69 kV et les ajouts de transformateurs à 138/69 kV reliés aux postes de transport en vrac.

1. Étape 2005-2006

La construction du nouveau poste de Memramcook et de la ligne 1157 à 138 kV est presque achevée et doit prendre fin au début de 2005. Il fallait installer un transformateur à 345/138 kV et renforcer le réseau à 138 kV dans le secteur en raison de la croissance de la charge dans les grands centres de charge de Moncton, Riverview et Dieppe. Le renforcement du réseau à 138 kV accroît la fiabilité à l'Î.-P.-É., car c'est à ce point que les deux lignes à 138 kV qui alimentent l'Î.-P.-É., à partir du N.-B. se joignent.

2. Étape 2005-2007

La construction d'une deuxième interconnexion à 345 kV entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre doit commencer en 2005-2006. Cette nouvelle ligne doit relier Point Lepreau (N.-B.) à Orrington (Maine) et être en service en décembre 2006. Grâce au projet (qui comprend l'ajout de condensateurs en série et shunt au Maine), la capacité de transfert maximale entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre passera de 700 MW à 1000 MW et la capacité d'importation de la Nouvelle-Angleterre au Nouveau-Brunswick passera de 100 MW à 400 MW. Cette deuxième interconnexion rehausse la fiabilité du réseau des Maritimes parce que la perte d'une des deux interconnexions vers la Nouvelle-Angleterre n'occasionnera plus la séparation des Maritimes du réseau interconnecté de la Nouvelle-Angleterre.

3. Étape 2005-2007

On prévoit poser un deuxième transformateur d'interconnexion à 345/138 kV au poste d'Edmundston pour servir de relève dans le cas de la perte du transformateur en place. Il sera aussi plus facile pour Services de transport de mettre le transformateur existant hors service pour l'entretien. En effet, il devient de plus en plus difficile de programmer l'entretien, même à la saison des basses charges.

4. Étape 2005-2007

La construction de la ligne 0150 du poste d'Iroquois à la sous-station d'Edmundston Est doit commencer en 2005-2006. La charge sur la ligne 0070 existante alimentant la sous-station d'Edmundston Est et les sous-stations voisines augmente, et la nouvelle ligne permettra de l'alimenter. Le projet doit s'achever en 2006-2007.

5. Étape 2005-2007

La Maine Public Service Company (MPS) veut construire une ligne de transport à 138 kV de Limestone (Maine) à la frontière canadienne près de Hamlin (Maine) afin d'assurer la fiabilité et l'intégrité du réseau de MPS en cas d'une réduction de la disponibilité des producteurs et d'une croissance de la charge de pointe. La ligne proposée serait reliée à une nouvelle ligne de transport à 138 kV au Nouveau-Brunswick allant de la frontière à une prise sur la ligne 1140 près de Grand-Sault (N.-B.).

Ce projet n'a pas encore reçu l'approbation réglementaire au Maine, et on envisage d'autres options, par exemple, un AP ouvert visant d'autre capacité de production au Maine ou l'ouverture de la ligne 1111 existante au Nouveau-Brunswick et la construction d'une deuxième ligne à 138 kV à Tinker (Maine).

6. Étape 2005-2008

La reconstruction de la ligne 0013 de Six Roads à la ligne 0133 (près de Shippigan) doit commencer en 2005-2006. Il s'agit de restaurer une ligne existante à 69 kV exposée depuis plus de 50 ans aux conditions climatiques les plus sévères de la province. Il faut aussi obtenir de nouvelles emprises pour certaines parties de la ligne. Pour des raisons de sécurité et de fiabilité, nous reconstruirons la ligne selon les normes régissant les lignes à 138 kV, ce qui permettra des dégagements adéquats et protégera les équipes de travail.

7. Étape 2006-2007

Une nouvelle batterie de condensateurs à 10,7 MVAR sera installée sur la barre à 69 kV de Grand Lac pour constituer un soutien de relève à la tension dans le secteur. Lors des pointes, une panne du transformateur d'interconnexion à 138/69 kV à Grand Lac fait diminuer la tension à 69 kV dans la zone sous le niveau unitaire acceptable de 0,9. L'ajout de la nouvelle batterie de condensateurs permettra de corriger le problème de tension relié à la perte du transformateur.

8. Étape 2006-2007

On prévoit un troisième transformateur d'interconnexion à 138/69 kV (83/111/156 MVA) au poste de Bathurst pour servir de relève aux transformateurs existants. La perte de l'un ou l'autre des transformateurs existants surcharge celui qui reste en service. L'ajout du troisième transformateur corrigera la surcharge possible.

9. Étape 2006 à 2012

Une nouvelle ligne de transport à 138 kV de Salisbury à Memramcook doit diminuer la charge sur les lignes 1156 et 1157. Les consultations avec Service à la clientèle pour choisir l'emplacement des sous-stations, le trajet et la conception, et pour tenir compte des exigences en matière d'environnement, prendront des années. On prévoit achever la ligne en six ans.

10. Étape 2007 à 2008

Il faut remplacer le transformateur d'interconnexion à 138/69 kV T1 au poste de Marysville par un appareil plus grand qui peut appuyer la charge de pointe. Le T1, construit en 1957, est trop petit (68 MVA à la pointe à 0 °C). Le changeur de prises en ligne est en mauvais état et il est impossible de trouver des pièces de rechange. Le transformateur plus grand qui remplace le T1 réduira la charge sur le transformateur T4 de Marysville, qui a presque atteint son maximum (134 MVA à la pointe) dans les conditions de pointe normales.

11. Étape 2010 à 2014

Nous aurons besoin d'un transformateur à 345/230 kV, 450 MVA, au poste de Newcastle pour la protection du réseau et la relève en cas de perte du transformateur à 345/138 kV à Bathurst. Le calendrier de construction dépend de la croissance de la charge à Bathurst et à Newcastle, mais on prévoit en avoir besoin vers 2010 à 2014.

8.7 Besoins régionaux

La section suivante résume les questions de suffisance du réseau de transport et les options au niveau de transport secondaire (138 kV et moins) pour desservir les charges régionales.

1. Région de l'Ouest

Cette région et celle du Nord ont le plus grand pourcentage de sous-stations de distribution desservies à 69 kV (environ 90 %). Il faudra limiter la croissance de la charge sur certaines lignes de transport à 69 kV pour éliminer le besoin d'ajouter des transformateurs d'interconnexion à 138/69 kV et de construire de nouvelles lignes à 69 kV plus tard.

Il faut convertir les sous-stations à 69 kV actuelles à 138 kV pour prévenir la surcharge de certaines lignes de transport. La ligne 0020 qui dessert Woodstock est très chargée, et la situation s'aggravera avec la construction d'une nouvelle sous-station à 69 kV en 2005-2006 pour alimenter le nouvel hôpital régional très près du poste de Woodstock.

L'idée d'alimenter plus de charges à partir de sous-stations à 138 kV au lieu d'à 69 kV réduirait les pertes de transport dans la région, ainsi que la charge sur les transformateurs d'interconnexion à 138/69 kV.

Transport Énergie NB prévoit bâtir la ligne 0150 pour alimenter la sous-station d'Edmundston Est. La nouvelle ligne sera construite selon les normes de 138 kV pour permettre la conversion future possible de la sous-station à 138 kV.

2. Région du Centre

Secteur de Fredericton – La perte en défaillance simple du transformateur d'interconnexion à 138/69 kV de Grand Lac exigera bientôt le renforcement du réseau de transport secondaire. Le nouveau transformateur d'interconnexion prévu à Marysville et l'ajout de la batterie de condensateurs à Grand Lac contribueront au soutien de la tension et à la fiabilité.

Secteur de Miramichi – Il faudra bientôt convertir certaines sous-stations à 69 kV à 138 kV pour réduire la charge sur les lignes de transport locales à 69 kV. La sous-station de Chatham Est pourrait subir une telle conversion, mais il n'y a pas de projets fermes en ce moment.

3. Région de l'Est (Moncton - Memramcook)

Plusieurs sous-stations à 69 kV dans la région de l'Est ont été converties à 138 kV depuis cinq ans. Ces améliorations servent à prévenir d'importants manquements au réseau à 69 kV. On prévoit élargir la sous-station à 69 kV à Shediac, augmentant ainsi la charge sur les lignes à 69 kV.

On recommande l'aménagement d'une autre ligne de transport à 138 kV de Salisbury à pour réduire la charge sur les lignes 1156 et 1157.

4. Région du Nord (Bathurst - Eel River)

La ligne 1194 à 138 kV à Tracadie et le nouveau poste à 138/69 kV à Tracadie en 2002 ont amélioré la fiabilité dans la région et constituent la relève requise en cas de défaillance simple des transformateurs de Caraquet. Elles ont permis de remettre la transformation à 345/230 kV à Newcastle (requis en tant que relève en cas de perte du transformateur à 345/138 kV de Bathurst causée par une défaillance). Il faut ajouter un troisième transformateur d'interconnexion à 138/69 kV au poste de Bathurst à cause de la lourde charge à 69 kV sur les transformateurs existants.

5. Région du Sud

On ne prévoit aucune amélioration du réseau de transport secondaire dans la région pour l'instant.

8.8 Prolongation de la vie des lignes de transport

Une nouvelle ligne de transport subit inévitablement les effets du temps, de l'environnement, des charges mécaniques et électriques, etc. La fiabilité d'un réseau de transport exige confiance et protection : la continuité de l'alimentation aux clients et, dans le cas de défauts du réseau, le confinement des défauts et la réduction des dommages à long terme. Il est évident qu'un réseau plus vieux offrirait moins de fiabilité et de protection.

Le réseau de transport du Nouveau-Brunswick est exploité à quatre tensions. Plus la tension est élevée, plus la capacité de transport est grande et les pertes sont petites.

1. 345 kV - transport en vrac
2. 230 kV et 138 kV - transport
3. 138 kV – soutien et livraison locale
4. 69 kV - livraison aux réseaux de distribution locaux

Le réseau de transport à 345 kV compte quelque 1266 km de lignes de transport sur pylônes en acier. Il est assez nouveau et doit fournir une capacité qui suffira à assurer la livraison fiable et économique de l'électricité au cours de la période de planification actuelle. On ne prévoit aucun prolongement important du réseau autre que la deuxième interconnexion entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre.

Le réseau de transport à 230 kV compte 540 km de lignes de transport (pylônes en bois), celui à 138 kV quelque 2227 km de lignes (surtout en bois). En général, ces réseaux sont près du milieu de leur vie utile estimée de 45 ans.

Le réseau de transport à 69 kV compte environ 2700 km de lignes de transport et transporte l'électricité à la majorité des charges provinciales. Sa vie utile moyenne est de 38 ans.

En raison de l'âge moyen des installations à 138 kV et à 69 kV, il faut un programme d'entretien complet. Transport Énergie NB en reconnaît le besoin et est à mi-chemin d'un programme de huit ans pour améliorer la fiabilité et prolonger la vie utile des lignes à 69 kV, par exemple, au moyen d'activités d'entretien préventif :

- remplacement des poteaux
- remplacement des traverses et des haubans
- couverture des vieux poteaux et traitement du pied
- méthodologie de pointe pour calculer la vie utile restante

On prévoit un programme semblable pour les lignes de transport à 138 kV et à 230 kV.

Des projets de défaillance sont en place dans le cas de la perte d'un seul élément du réseau de transport en vrac, ce qui exige qu'on garde les réseaux à 230 kV et à 138 kV en excellent état.

Pour souligner le besoin d'un bon programme d'entretien des lignes de transport à 69 kV, à 138 kV et à 230 kV; la charge à source unique alimentée par une ligne radiale des sous-stations au Nouveau-Brunswick se chiffre à environ 83 % de la charge totale du réseau, dont 48 % à 69 kV, 33 % à 138 kV et 2 % à 230 kV.

9.0 RÉSUMÉ DES RÉSULTATS

Prévision des charges

- La prévision des charges sur 10 ans pour le Nouveau-Brunswick prévoit une croissance annuelle moyenne de 1,3 % pour l'énergie nette du réseau, ce qui est équivalent à une augmentation globale de 1 948 MW pour la période de planification.
- La prévision des charges comprend un taux moyen de croissance annuelle de l'appel de puissance de pointe horaire de 1,5 %, ce qui donne une augmentation de 454 MW pour la période de planification.
- La consommation de l'énergie au Nouveau-Brunswick est beaucoup plus élevée en hiver qu'en été à cause du chauffage des locaux. La consommation prévue est à son plus haut niveau en janvier, à 64 % de plus qu'en juillet, le mois avec la plus basse consommation.
- C'est en février que l'appel de puissance de pointe horaire est le plus élevé, en août qu'il connaît son niveau le plus bas (environ 54 % de la pointe de février).

Ressources de production

- Au 1^{er} janvier 2005, la capacité de production totale au Nouveau-Brunswick était de 4 302 MW. En ce moment, on ne planifie ajouter aucune nouvelle source classique importante au parc provincial.
- On prévoit retirer 57 MW de production à Grand Lac en 2009, 98 MW à Courtenay Bay en 2009.
- La première centrale éolienne commerciale au Nouveau-Brunswick, un parc éolien de 20 MW à Grand Manan, doit entrer en service à la fin de 2005 ou au début de 2006. À cause de la capacité de production actuelle sur l'île de Grand Manan, de la petite charge locale et des installations de transport limitées, aucune valeur de capacité n'est associée au projet. Quand la capacité d'un projet éolien n'est sujette à aucune contrainte en provenance d'autre capacité de production et ou d'une capacité de transfert limitée, l'ERNB y attribue une valeur de capacité égale à son facteur de capacité prouvée.
- La remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau, qui prendra 18 mois, doit commencer en avril 2008. Le projet attend l'approbation du gouvernement du Nouveau-Brunswick. L'ERNB ne connaît aucun arrangement pour obtenir la capacité de remplacement pendant la remise à neuf période. Le remplacement prévu de certains tuyaux d'alimentation à

Point Lepreau au cours des prochaines années doit réduire de 6 MW sa capacité de 594 MW en 2005-2006, avec des réductions de 6 MW en 2006-2007 et de 9 MW en 2007-2008. La remise à neuf prendra fin en novembre 2009 et la capacité nette de la centrale remise à neuf sera de 635 MW.

Solde de la charge et des ressources

- L'étude de la charge et des ressources démontre que le réseau du Nouveau-Brunswick manquera de 356 MW de capacité en 2008-2009 à cause de la remise à neuf prévue de Point Lepreau. Après ça, on prévoit un déficit de capacité de 2 MW en 2010. Un contrat d'exportations fermes de 200 MW prend fin, ce qui permet un surplus de 135 MW en 2011. Ensuite, il y aura des déficits de 2 MW en 2013 et de 66 MW en 2014. On prévoit la croissance des déficits après 2014.
- Le solde régional des ressources et de la charge indique un peu la capacité de transport requise vers une région ou sortant de la région. En 2004-2005, la région ayant le solde positif le plus élevé était celle du Sud (Saint John, Courtenay Bay, Pennfield, Oak Bay, Coleson Cove, Norton et Point Lepreau), où la capacité de production a dépassé la charge de pointe non coïncidente par 1137 MW. La région de l'Est (Salisbury, Moncton, Memramcook et Murray Corner), qui n'a aucune capacité installée, avait le solde négatif le plus élevé à 647 MW.

Projets de transport

- Le nouveau poste de Memramcook s'achèvera au début de 2005-2006. Le projet visait l'installation d'un transformateur à 345/138 kV et la construction d'une nouvelle ligne à 138 kV pour soutenir la croissance de la charge locale.
- La construction d'une deuxième interconnexion à 345 kV entre le Nouveau-Brunswick et la Nouvelle-Angleterre doit commencer en 2005-2006 et s'achever en décembre 2006. L'interconnexion reliera Point Lepreau (N.-B.) à Orrington (Maine) et doit augmenter la capacité de transfert dans les deux sens Angleterre d'environ 300 MW.
- La pose d'un deuxième transformateur d'interconnexion à 345/138 kV au poste d'Edmundston doit commencer en 2005-2006 et s'achever en 2006-2007. Il servira de relève en cas de perte du transformateur existant.
- La construction de la ligne 0150 du poste d'Iroquois à la sous-station d'Edmundston Est doit commencer en 2005-2006 et prendre fin en 2006-2007. Ce projet soutiendra la croissance de la charge locale à la sous-station d'Edmundston Est.

- La Maine Public Service Company (MPS) demande l'approbation des instances réglementaires pour un projet de transport augmentant la capacité de transfert entre le nord du Maine et le Nouveau-Brunswick. Le projet prévu vise une nouvelle ligne de transport à 138 kV au Nouveau-Brunswick reliant la ligne 1140 près de Grand-Sault à la frontière américaine près de Hamlin (Maine). Ce projet proposé doit être entamé en 2005-2006 et s'achever en 2006-2007. On étudie aussi, dans le cadre du processus réglementaire, la construction d'une deuxième ligne à 138 kV de la ligne 1111 au Nouveau-Brunswick à Tinker (Maine).
- La ligne 0013 de Six Roads à la ligne 0133 (près de Shippigan) doit être reconstruite quelque temps entre 2005 et 2008. Le projet est requis pour prolonger la vie d'une ligne existante qui a plus de 50 ans.
- Une batterie de condensateurs à 10,7 MVAR sera ajoutée à la barre à 69 kV de Grand Lac en 2006-2007 pour soutenir la tension.
- En 2006-2007, un troisième transformateur d'interconnexion à 138/69kV est prévu au poste de Bathurst pour servir de relève aux transformateurs existants.
- Une nouvelle ligne de transport à 138 kV est prévue de Salisbury à Memramcook pour diminuer la charge sur les lignes 1156 et 1157. Les consultations sur l'emplacement de la sous-station, la planification et la conception du trajet et l'étude des exigences environnementaux s'étaleront sur des années. Le projet doit commencer en 2006-2007 et s'achever en 2012-2013.
- En 2007-2008, on remplace un transformateur à 138/69 kV au poste de Marysville par un transformateur plus grand pour soutenir la croissance de la charge à Fredericton.
- Un transformateur à 345/230 kV, 450 MVA, est prévu au poste de Newcastle pour protéger le réseau et servir de relève en cas de perte du transformateur à 345/138 kV de Bathurst sur défaillance. Ce projet sera nécessaire seulement si la charge continue sa croissance à Bathurst et à Newcastle. En ce moment, sa réalisation est prévue pour la période 2010 à 2014.

10.0 RÉFÉRENCES

- [1] *2004 Maritimes Area Triennial Study of Resource Adequacy*. Rapport approuvé par le NPCC Reliability Coordinating Council, le 9 mars 2005.
- [2] *Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems*, Northeast Power Coordinating Council Document A-2, le 6 mai 2004

ANNEXE A

CRITÈRES DE CONCEPTION DU RÉSEAU

INTRODUCTION

Le réseau néo-brunswickois interconnecté est divisé en catégories régies par des critères de conception différents.

Les catégories sont les suivantes :

- Réseau de transport en vrac
- Transport
- Transport secondaire
- Transformation

Les définitions suivantes contribueront à la compréhension des critères et de leur application.

DÉFINITIONS

1. Réseau de transport en vrac

Le réseau de transport en vrac comprend les réseaux de transport à 345 kV et à 230 kV et dépend aussi dans une certaine mesure du réseau à 138 kV. Le réseau de transport à 345 kV encercle la province. Le réseau à 230 kV va de Keswick à Salisbury, de Keswick à Newcastle et aussi à Bathurst et à Eel River.

2. Transport

La partie du réseau qui sert surtout à relier la production au réseau de transport secondaire dans les principaux centres de charge.

Cette définition englobe le transport en vrac; mais l'importance moindre du transport par rapport au transport de base permet de relâcher les critères de conception en comparaison à ceux du réseau de base. Cette définition englobe une bonne partie du réseau à 138 kV et certains circuits à 69 kV.

3. **Transport secondaire**

La partie du réseau qui sert surtout de source de transformation aux tensions de distribution. Ces réseaux sont surtout radiaux, mais il existe un réseau de transport secondaire en boucle.

4. **Réseau normal**

Des conditions normales du réseau définies comme suit :

- a) Toute charge – y compris toutes les charges prévues annuellement.
- b) Toutes les installations de transport sont en service – aucun entretien d'une ligne ou d'un transformateur.
- c) Une production programmée et répartie de façon économique qui permet les arrêts d'entretien prévus – la production non ferme ne fait pas partie de la production répartie de façon économique
- d) Toutes les tensions du réseau dans une plage de 0,95 à 1,05 % de la valeur nominale.
- e) Tous les éléments du réseau à l'intérieur des limites thermiques.

5. **Élément du réseau**

Un élément du réseau est une tranche de production, une ligne de transport, un transformateur ou une artère alimentant un transformateur.

6. **Élimination prioritaire**

Le temps pour éliminer un défaut dans la zone. Les temps d'élimination réels sont de 4 à 6 cycles pour les défauts triphasés et ligne-terre au réseau en vrac.

7. **Élimination de relève**

Le temps pour éliminer un défaut qui n'est pas dans la zone. Les temps d'élimination réels sont de 15 à 18 cycles pour les défauts triphasés et ligne-terre au réseau en vrac.

8. **Relève du disjoncteur**

Protection contre un défaut où un disjoncteur local ne déclenche pas pour une raison quelconque. S'applique à tout le réseau de transport en vrac et à la plus grande partie du réseau de transport.

RÉSEAU DE TRANSPORT EN VRAC

Un défaut triphasée ou ligne-terre est éliminée en priorité si elle est éliminée dans de 4 à 6 cycles.

Un défaut triphasée ou ligne-terre est éliminée de relève si elle est éliminée dans de 15 à 18 cycles. Un délai de 20 à 30 cycles sera permis dans certaines circonstances.

Voici les critères de conception :

1. À partir des conditions de réseau normales, le réseau de transport en vrac pourra supporter la perte d'un seul élément du réseau après un défaut triphasé éliminée en priorité.
2. À partir des conditions de réseau normales, le réseau de transport en vrac pourra supporter la perte d'un seul élément du réseau après un défaut ligne-terre éliminée de relève.
3. À partir des conditions de réseau normales, pour la perte d'un seul élément du réseau, tous les éléments du réseau doivent respecter les limites thermiques.
4. À partir des conditions de réseau normales, pour la perte d'un seul élément du réseau, en général aucune tension du réseau de transport en vrac ne doit être inférieure à 90 % après un réglage du réseau en régime permanent et la tension d'une barre ne peut pas varier de plus de 10 % avant et après le défaut.
5. Autant que possible, il ne faut pas laisser de défaut sur le réseau en permanence dans le cas de la défaillance d'un appareil de protection primaire.

RÉSEAU DE TRANSPORT

Un défaut triphasée ou ligne-terre est éliminée en priorité si elle est éliminée dans de 6 à 9 cycles.

Un défaut triphasée ou ligne-terre est éliminée de relève si elle est éliminée dans de 20 à 30 cycles.

Voici les critères de conception :

1. À partir des conditions de réseau normales, le réseau de transport pourra supporter la perte d'un seul élément du réseau après un défaut triphasé éliminée en priorité.
2. À partir des conditions de réseau normales, le réseau de transport pourra supporter la perte d'un seul élément du réseau après un défaut ligne-terre éliminée de relève.

3. À partir des conditions de réseau normales, pour la perte d'un seul élément du réseau, tous les éléments du réseau doivent respecter les limites thermiques.
4. À partir des conditions de réseau normales, pour la perte d'un seul élément du réseau, en général aucune tension du réseau de transport ne doit être inférieure à 90 % après un réglage du réseau en régime permanent et la tension d'une barre ne peut pas varier de plus de 10 % avant et après le défaut.
5. Autant que possible, il ne faut pas laisser de défaut sur le réseau en permanence dans le cas de la défaillance d'un appareil de protection primaire.

SOUSRÉSEAU DE TRANSPORT

Voici les critères de conception :

1. La charge du sousréseau de transport doit respecter les limites thermiques.
2. Les tensions du sousréseau de transport ne doivent pas être inférieures à 95 % ou supérieures à 105 % de la valeur nominale.
3. À partir des conditions de réseau normales, pour la perte d'un seul élément du sousréseau de transport faisant partie d'une section du réseau qui reste branchée, aucune tension de barre du réseau de transport ne doit être inférieure à 92,5 % après un réglage du réseau en régime permanent et la tension d'une barre ne peut pas varier de plus de 10 % avant et après le défaut.
4. Autant que possible, il ne faut pas laisser de défaut sur le réseau en permanence.

L'application de ces critères ne garantit pas la continuité d'approvisionnement dans le cas de n'importe quelle défaillance simple. Dans le cas d'une ligne, on estime qu'une longue panne est très peu probable. Le temps de réparation devrait suffire pour la remise en service. Par contre, les pannes relatives aux transformateurs sont normalement longues. L'utilisation à court terme d'un transformateur mobile convenable, ou l'installation d'un transformateur de rechange et des interconnexions aux sous-stations de distribution adjacentes, sont des possibilités dont il faut tenir compte dans toute décision sur la garantie des approvisionnements de rechange après une panne.

TRANSFORMATEURS

Critère de conception

Le renforcement est requis chaque fois qu'une défaillance simple provoquera des dommages thermiques aux équipements en essayant de continuer à alimenter la charge ou l'incapacité de répondre aux charges quotidiennes, en tout ou en partie, après due considération de ce qui suit :

1. La capacité des interconnexions sous-jacentes aux autres points d'approvisionnement, selon le cas.
2. Production à un coût dépassant les coûts locaux selon le cas.
3. Charger les transformateurs de centrale (ou l'équipement associé) à leur capacité thermique selon la note 4. (En conjonction avec 1 et 2 ci-dessus, selon le cas.)
4. Le plus grand transformateur mobile convenable disponible chargé à sa capacité nominale. (En conjonction avec 1 et 2 ci-dessus, selon le cas.)

Notes :

1. Un renforcement du réseau peut être rentable même si 1, 2 et 3 ou 4 répondent au critère de d'approvisionnement de la charge parce que les coûts dépassant les coûts locaux «attendus» dépassent largement ceux de l'anticipation des dépenses en capital.
2. Le réseau en vrac peut parfois avoir besoin d'autres transformateurs. Les points 1, 2 et 3 ci-dessus peuvent répondre à ce critère, mais il existe plusieurs autres possibilités (lignes de transport, producteurs ou transformateurs) qui auront comme résultat «l'attente» de pannes fréquentes ou prolongées sur une grande partie du réseau.
3. L'application du critère peut ne pas mener à l'installation d'autres transformateurs.
4. Généralement selon les méthodes universellement acceptées, et en particulier en suivant la publication TR98-1964 de NEMA «Guide for Loading Oil Immersed Power Transformers with 65 C Average Winding Rise» et la publication C57-92, 1962 d'USASI «Guide for Loading Oil Immersed Distribution and Power Transformers with 65 C Average Winding Temperature Rise», Énergie NB permet de charger un transformateur au-delà de sa valeur nominale de façon à ne pas régulièrement dépasser les limites thermiques calculées selon ces références.

Dans des circonstances spéciales, par exemple, une défaillance simple où il est possible de réduire la surcharge, un indice de protection thermique basé sur une perte de vie de

2,5 % peut s'appliquer selon ce qui précède et le jugement d'ingénierie. La perte de vie permise est mesurée sur le temps requis pour réduire la charge sur le transformateur, par la commutation des circuits à basse tension ou par un transformateur mobile.

Quand il est impossible de réduire la surcharge, une perte de vie de 0 % est utilisée.