

**TÉMOIGNAGE EN CHEF
DE
DANIEL VAILLANT**

**LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ
D'HYDRO-QUÉBEC :
SES COMPOSANTES ET SA CONCEPTION INTÉGRÉE**

**DIRECTION
PLANIFICATION ET DÉVELOPPEMENT DES ACTIFS
TRANSÉNERGIE**

TABLE DES MATIÈRES

| | page |
|--|------|
| SOMMAIRE | 4 |
| INTRODUCTION | 5 |
| <u>PARTIE 1 : LA DESCRIPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT</u> | |
| 1.1 Sa raison d'être | 6 |
| 1.2 Description des principales composantes du réseau | 7 |
| 1.2.1 Introduction | 7 |
| 1.2.2 Les lignes et les postes | 9 |
| 1.2.3 Les équipements de compensation | 12 |
| 1.2.4 Les équipements d'interconnexions | 14 |
| 1.2.5 Les centres de conduite du réseau et de téléconduite | 17 |
| 1.2.6 Les autres actifs de transport | 18 |
| <u>PARTIE 2.: LES FRONTIÈRES DU RÉSEAU DE TRANSPORT</u> | |
| 2.1 Introduction | 20 |
| 2.2 Du côté Production | 20 |
| 2.3 Du côté Distribution | 22 |
| <u>PARTIE 3.: LA CONCEPTION INTÉGRÉE ET LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT</u> | |
| 3.1 Introduction | 23 |
| 3.2 Le taux d'utilisation du réseau de transport | 24 |
| 3.3 Le contrôle de la congestion | 26 |
| 3.4 La conformité aux critères de conception et de fiabilité | 26 |
| 3.5 L'acceptabilité sur les plans économique et environnemental | 33 |
| 3.6 La flexibilité d'opération | 34 |
| 3.7 L'adaptation au territoire | 36 |
| 3.8 Méthodologie de planification des actifs | 37 |
| CONCLUSION | 39 |

LISTE DES TABLEAUX:

| | |
|--|----|
| <u>TABLEAU 1:</u> Principales composantes du réseau de transport | 9 |
| <u>TABLEAU 2:</u> Taux d'utilisation du réseau durant les pointes 1997-2000 | 25 |
| <u>TABLEAU 3:</u> Taux mensuel d'utilisation du réseau en 1999 | 25 |

LISTE DES FIGURES:

| | |
|---|----|
| <u>FIGURE 1:</u> Réseau de transport très haute tension d'Hydro-Québec | 40 |
| <u>FIGURE 2:</u> Les frontières du réseau de transport | 41 |
| <u>FIGURE 3:</u> Illustration des régions du NERC | 42 |
| <u>FIGURE 4:</u> Zones de contrôle du NPCC | 43 |
| <u>FIGURE 5:</u> Méthodologie sommaire de la planification des actifs | 44 |

ANNEXE:

| | |
|--|--|
| <u>ANNEXE 1:</u> Sommaire de l'utilisation des interconnexions d'Hydro-Québec | |
|--|--|

1 **SOMMAIRE**

2

3 Dans le cadre de la présentation de la première cause tarifaire d'Hydro-
4 Québec devant la Régie de l'Énergie, la division TransÉnergie présente
5 l'ensemble des actifs qui sont associés à la fonction transport chez Hydro-
6 Québec et dont les coûts ont été imputés à sa base de tarification.

7

8 Le présent document décrit ainsi les principaux équipements utiles à
9 l'exploitation du réseau de transport d'électricité et nécessaires à son bon
10 fonctionnement. Il précise par ailleurs les équipements de transport
11 limitrophes situés aux abords des installations de production et de
12 distribution.

13

14 Enfin, nous y expliquons les principes directeurs qui dictent la conception et
15 la planification du réseau, et dont la mise en application est nécessaire afin
16 d'assurer une fiabilité adéquate du service de transport pour l'ensemble de la
17 clientèle.

INTRODUCTION

1
2
3 Le Québec dispose d'un énorme potentiel hydraulique qui lui permet d'avoir
4 recours à une ressource énergétique renouvelable de grande valeur. La
5 majeure partie de ce potentiel est considérablement éloignée des principaux
6 centres de consommation. Cette situation a amené Hydro-Québec, au fil des
7 ans, à concevoir un réseau de transport d'une étendue et d'une complexité
8 peu communes, composé d'un ensemble d'équipements contribuant à la
9 fiabilité de l'alimentation électrique fournie aux clients.

10
11 Dans le cadre de la présentation de la première cause tarifaire d'Hydro-
12 Québec devant la Régie de l'énergie, TransÉnergie démontre, dans le
13 présent document, la contribution essentielle à la fonction transport de
14 l'ensemble des équipements qui lui ont été confiés et qui sont inclus dans sa
15 base de tarification.

16
17 Ce témoignage est d'abord rendu en précisant la composition du réseau de
18 transport de TransÉnergie et l'apport, à la fonction transport, des principaux
19 équipements inclus à la base de tarification du transporteur. On y précise le
20 rôle important que joue le réseau de transport au sein du réseau électrique
21 dans son ensemble, de même que les principes directeurs qui guident sa
22 conception et sa planification et dont l'application assure une fiabilité
23 adéquate.

PARTIE 1 : LA DESCRIPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

1.1 Sa raison d'être

Le réseau de transport d'électricité a pour mission d'acheminer vers les centres de consommation, d'une manière fiable et au meilleur coût possible, l'énergie électrique en provenance des centrales de production d'électricité. Mais le réseau de transport fait aussi bien plus: il permet l'intégration des sources de production aux besoins de consommation. Ceci confère à Hydro-Québec et à l'ensemble de sa clientèle des économies appréciables pour les motifs suivants:

- Par gain sur la diversité de consommation:

En mettant en commun la consommation d'un grand nombre d'utilisateurs du service électrique, il permet de concilier les aléas de leur consommation individuelle;

- Par économie d'échelle au niveau de l'offre:

En intégrant un ensemble de besoins de consommation, il donne l'opportunité de développer des projets d'offre avantageux de plus grande ampleur et de tirer ainsi profit d'une économie d'échelle;

- Par gain sur la réserve d'offre requise:

En mettant en commun un ensemble de moyens d'offre, il permet de réduire la quantité de ressources affectées à la réserve nécessaire pour contrer l'indisponibilité d'un ou plusieurs groupes de production. Cette formule est également gagnante parce qu'elle met à profit des moyens d'offre de réseaux voisins via des liens d'interconnexions; et

- Par complémentarité des moyens d'offre:

La réunion d'un grand nombre de besoins de consommation permet une meilleure compréhension de l'évolution de la demande en électricité, d'où une économie possible par le choix de moyens d'offre complémentaires, plus spécialisés.

Bref, en mettant en relation les moyens d'offre et de demande, le réseau de transport assure la synergie nécessaire entre les activités de production et de

1 distribution en permettant le fonctionnement efficace et optimal de l'ensemble
2 du réseau électrique d'Hydro-Québec.

3 4 **1.2 DESCRIPTION DES PRINCIPALES COMPOSANTES DU RÉSEAU**

5 6 **1.2.1 Introduction**

7
8 TransÉnergie a pour mission de base d'acheminer au meilleur coût possible
9 l'énergie électrique depuis les centres de production jusqu'aux centres de
10 consommation.

11
12 Le principal client de TransÉnergie est le distributeur, c'est-à-dire Hydro-
13 Québec dans ses activités de distribution d'électricité qui dessert la charge
14 locale québécoise. À cet égard, la charge locale bénéficie d'une priorité
15 d'accès au réseau de transport. Les excédents ponctuels de capacité de
16 transport sont ensuite commercialisées (principalement au moyen d'ententes
17 relatives à du service de transport point à point) afin d'optimiser l'utilisation du
18 réseau de transport et partant, de réduire le coût du service de transport pour
19 les clients de la charge locale, c'est-à-dire pour l'ensemble des Québécois.

20
21 Le détail du transit contracté auprès de TransÉnergie est présenté, par type
22 de service, dans le témoignage déposé sous la cote HQT-4, document 1.

23
24 Le Québec bénéficie du parc de production d'Hydro-Québec, constitué en
25 majorité de centrales hydroélectriques. À ces dernières s'ajoutent des
26 centrales nucléaire et thermiques dont la grande majorité sont intégrées au
27 réseau de transport, les autres alimentant de petits réseaux dits autonomes.
28 En raison de l'éloignement des principaux centres de production, l'électricité
29 doit souvent parcourir des distances importantes avant d'atteindre les zones
30 de forte consommation.

1 La clientèle québécoise bénéficie également de l'apport d'autres sources
2 d'électricité, tels l'apport de l'énergie produite par les producteurs privés, les
3 achats ou les échanges via les interconnexions avec des réseaux voisins
4 situés soit au Québec, comme celui d'Alcan, ou à l'extérieur du Québec,
5 comme ceux de Churchill Falls, de l'Ontario et des États-Unis.

6
7 Depuis le 1^{er} mai 1997, le réseau de transport d'Hydro-Québec est ouvert au
8 transit de gros, conformément aux nouvelles règles du marché de l'industrie
9 électrique nord-américaine. À ce titre, TransÉnergie est appelée à desservir,
10 outre le distributeur, d'autres clients tels des producteurs et des réseaux
11 voisins et éventuellement, plusieurs réseaux municipaux ou coopérative.

12
13 Le réseau de transport est constitué de postes et de lignes à haute et à très
14 haute tension. Son épine dorsale est composée de douze lignes à très haute
15 tension qui transportent, vers le sud du Québec, l'électricité en provenance
16 du complexe Manic-Outardes, de la centrale Churchill Falls au Labrador et du
17 complexe La Grande, à la Baie James. Outre l'interconnexion avec Churchill
18 Falls, divers liens d'interconnexions avec les réseaux voisins font aussi partie
19 intégrante du réseau de transport.

20
21 Le réseau de transport s'étend ensuite sur le territoire pour répartir
22 l'électricité afin de rejoindre les nombreuses zones de charge à alimenter. Il
23 s'agit là du réseau de transport dont la tension des lignes et des postes varie
24 de 315 kV à 44 kV.

25
26 Le Tableau 1 suivant présente les principales composantes du réseau de
27 transport d'Hydro-Québec, dont l'exploitation a été confiée à la division
28 TransÉnergie.

**TABLEAU 1: PRINCIPALES COMPOSANTES DU RÉSEAU DE
TRANSPORT**
(au 31/12/1999)

| Tensions | Postes | Lignes (km) |
|--------------------------|---------------|--------------------|
| 735 et 765 kV | 37 | 11 280 |
| 450 kV (courant continu) | 2 | 1 218 |
| 315 kV | 59 | 4 940 |
| 230 kV | 48 | 3 081 |
| 161 kV | 39 | 1 788 |
| 120 kV | 221 | 6 581 |
| 69 kV et moins | 106 | 3 339 |
| Total | 512 | 32 227 |

Le détail de ces actifs et de leur coût est présenté à la pièce HQT-7, documents 3 et 3.1 du présent dossier.

1.2.2 Les lignes et les postes

Le réseau de transport d'Hydro-Québec, dont les équipements à très haute tension sont par ailleurs illustrés à la Figure 1, sert à acheminer des quantités massives d'électricité sur de longues distances. Il peut absorber simultanément la puissance maximale susceptible d'être produite par toutes les centrales d'Hydro-Québec aux moments de forte demande, particulièrement en période de pointe. Le réseau de transport est conçu afin de répondre à cette pointe d'hiver annuelle, conformément aux principes détaillés à la Partie 3 du présent témoignage.

Parmi les principaux éléments qui composent le réseau de TransÉnergie, signalons les 12 lignes à très haute tension qui s'étendent sur plus de 12 000 km et qui assurent la liaison entre les centres majeurs de production et les grandes zones de consommation. Des postes de manœuvre et de transformation ont été installés sur le parcours de ces lignes afin de

1 permettre leur maillage, ce qui assure la sécurité d'alimentation du réseau
2 dans son ensemble et permet de faire face aux aléas locaux ou conjoncturels
3 qui peuvent en affecter l'exploitation (indisponibilités d'appareils lors
4 d'entretien ou de bris, aléas de la consommation, etc...).

5
6 Les postes ont un rôle essentiel dans l'exploitation du réseau de transport eu
7 égard aux trois fonctions suivantes:

- 8 • *une fonction de connexion*, puisqu'ils sont, en quelque sorte,
9 les aiguillages du réseau et qu'on y retrouve les dispositifs de
10 coupures et de connexions qui permettent la répartition de
11 l'énergie sur chacune des lignes;
12
- 13 • *une fonction de transformation*, où la tension de l'énergie
14 électrique y est soit élevée ou abaissée par l'intermédiaire
15 des transformateurs de puissance; et
16
- 17 • *une fonction de contrôle*, puisqu'ils sont les centres nerveux
18 qui assurent localement le contrôle de variables électriques
19 et la protection des équipements; on y retrouve à cet effet les
20 appareils de mesure, de contrôle, de commande et les
21 appareils de compensation de l'énergie réactive
22 (compensateurs synchrones et statiques, inductances,
23 condensateurs shunt et série) requis pour fournir un soutien
24 adéquat de la tension et pour assurer la stabilité du réseau
25 lors de défauts et lors de la perte d'éléments qui le
26 composent.
27

28 Tous ces équipements, postes et lignes, sont reliés entre eux et participent
29 de concert au bon fonctionnement du réseau, sous la supervision du centre
30 de conduite du réseau, des centres d'exploitation régionaux et des centres de
31 téléconduite. La mission de ces centres est décrite à la section 1.2.5
32 suivante.

33
34 À la sortie des grandes centrales, il est nécessaire d'élever la tension de
35 l'énergie générée afin d'en assurer économiquement le transport, impliquant
36 de ce fait l'installation de postes de transformation élévateurs de tension.

1 L'utilité de ces postes pour l'exploitation du réseau de transport est exposée
2 à la section 2.2 du présent document.

3
4 Par ailleurs, plus près des centres de charge, d'autres postes du réseau sont
5 utilisés pour abaisser la tension de transport à des tensions plus accessibles
6 et utilisables pour la répartition de l'énergie sur le territoire, soit à des
7 tensions de transport de 315 kV et moins.

8
9 À ces niveaux de tension, les lignes pénètrent les différents territoires habités
10 afin de transporter l'énergie électrique jusqu'aux centres de consommation.
11 À destination, dans ou près de la zone de charge visée, on procède alors à
12 l'implantation d'un poste de transformation à caractère régional afin
13 d'alimenter un réseau de tension inférieure, souvent à 120, 69 ou 44 kV, qui
14 rayonne alors plus localement et permet de rejoindre la clientèle du
15 transporteur. Ces postes sont composés principalement de disjoncteurs, de
16 transformateurs et de condensateurs. Ces équipements sont appelés à
17 remplir les fonctions auxquelles tout poste de transport est destiné, soit celles
18 de connexion, de transformation et de contrôle décrites plus avant dans le
19 présent témoignage. L'utilité de ces autres postes est exposée à la section
20 2.3 du présent document.

21
22 De plus, les réseaux de tension moins élevée (315 kV et moins) permettent
23 de fournir un support supplémentaire lors d'indisponibilités de circuits
24 électriques de tensions supérieures. Ce support est d'autant favorisé que les
25 réseaux à plus basse tension opèrent souvent en parallèle avec les réseaux
26 à plus haute tension (à l'instar de l'interaction entre les routes secondaires et
27 les autoroutes d'un réseau routier), particulièrement dans les zones de
28 charge à plus forte densité.

1 Grâce aux nombreux maillages et bouclages qui les caractérisent, les
2 ramifications régionales du réseau de transport augmentent la capacité du
3 réseau à faire face à des aléas de fonctionnement, ce qui sécurise
4 l'alimentation électrique au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. À ce titre,
5 notons l'apport exceptionnel des lignes de transport à caractère régional lors
6 de l'indisponibilité prolongée de plusieurs lignes à 735 kV de la région de
7 Montréal et de la rive sud causée par la tempête de verglas de janvier 1998.

8
9 Le réseau de transport à 315 kV et moins contribue également au
10 renforcement du système électrique puisqu'elle permet l'intégration de la
11 puissance électrique produite par la production locale d'Hydro-Québec, par
12 les réseaux voisins via des liens d'interconnexion ou encore par des
13 producteurs indépendants.

14 15 **1.2.3 Les équipements de compensation**

16
17 La tension en un point donné du réseau de transport est fonction des forces
18 électromotrices des générateurs, de l'ensemble des éléments raccordés au
19 réseau, dont les charges, et des chutes de tension dans les divers éléments
20 du système électrique (transformateurs, lignes, etc.). La tension est ainsi
21 fonction de la topologie globale du réseau et des transits qui s'y effectuent.

22
23 Les transits de puissance peuvent être à l'origine d'importantes chutes de
24 tension sur le réseau de transport selon la longueur de la ligne et la tension
25 d'exploitation. Lors de variations de la charge ou lors de manœuvres
26 d'équipements, les variations de tension peuvent être très importantes si le
27 réseau n'est pas compensé.

28
29 Ce phénomène rendrait très difficile, voire même impossible, le maintien des
30 tensions d'exploitation à l'intérieur des limites permises si une certaine forme

1 de compensation (apport ou absorption de puissance réactive, selon le cas)
2 ne venait pas assister l'exploitant du réseau dans son contrôle. La
3 compensation de puissance réactive est ainsi essentielle pour les longues
4 lignes à très haute tension afin d'assurer une qualité de service adéquate.
5 De plus, elle facilite le réglage du plan de tension, d'où l'avantage d'effectuer
6 cette compensation le plus près possible des zones où elle est requise.

7
8 Plusieurs équipements sont utilisés par TransÉnergie pour assurer le
9 contrôle de la tension. Ce sont, plus particulièrement, les inductances, les
10 compensateurs statiques et synchrones et les condensateurs. La conduite
11 du réseau met aussi à profit les caractéristiques électriques des centrales
12 pour exercer, à la source, un contrôle de la tension.

13
14 Au début de 1989, Hydro-Québec entreprenait un vaste programme
15 d'amélioration du réseau de transport, à un coût d'environ 1,3 milliard de
16 dollars. Les objectifs fondamentaux de ce programme visaient à (i)
17 augmenter la robustesse et la flexibilité d'exploitation du réseau de transport
18 dans son ensemble, (ii) augmenter le transit sur les sections Churchill-Manic-
19 Québec et enfin (iii) réduire substantiellement le nombre et la durée des
20 pannes affectant la clientèle, par exemple lors d'orages magnétiques. Les
21 études techniques de réseau alors effectuées démontrent que la solution la
22 plus intéressante consiste en l'addition de compensation série (dont la
23 technologie était devenue mature et fiable) sur les lignes à 735 kV des
24 réseaux La Grande et Churchill-Manic-Québec, d'inductances shunt dans
25 divers postes de transport et d'automatismes de réseau.

26
27 Le technologie de la compensation série consiste en l'addition de
28 condensateurs installés en série dans les lignes afin de réduire leur
29 impédance et ainsi diminuer l'écart angulaire entre les centres de production
30 et de consommation. En fait, c'est un peu comme si cette forme de

1 compensation rapprochait les centrales de production de la charge en
2 changeant électriquement la longueur réelle des lignes. Ce faisant, elle
3 contribue à diminuer la sensibilité de la tension aux variations de puissance
4 et permet d'augmenter la capacité de transfert de puissance et la stabilité du
5 réseau dans son ensemble.

6 7 **1.2.4 Les équipements d'interconnexions**

8
9 Depuis plusieurs décennies, Hydro-Québec dispose de liens d'interconnexion
10 avec les réseaux électriques qui lui sont voisins, tant au Québec (avec les
11 réseaux d'Alcan et de MacLaren, par exemple) qu'ailleurs au Canada (avec
12 l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et Terre-Neuve) ou aux États-Unis (avec les
13 états de New York et de la Nouvelle-Angleterre).

14
15 Ces liens d'interconnexion sont essentiels pour alimenter et sécuriser les
16 besoins de Québécois. D'une part, par le transit d'importation de puissance
17 et d'énergie fermes notamment de Terre-Neuve, du Nouveau-Brunswick et
18 du réseau d'Alcan. D'autre part, en rendant accessible, sur une base
19 d'appoint ou de secours, l'électricité disponible sur les réseaux voisins. Ces
20 liens permettent également d'acheminer de l'électricité sur les marchés
21 externes, ce qui permet d'en optimiser leur utilisation.

22
23 De fait, les liens d'interconnexion confèrent des avantages importants à
24 Hydro-Québec et à sa clientèle en permettant notamment:

- 25 • de tirer profit de la diversité de la production et des habitudes
26 de consommation entre les réseaux, ce qui entraîne des
27 occasions d'échanges entre ceux-ci;
- 28
29 • de mettre en commun une réserve de production disponible
30 en cas de nécessité, ce qui peut entraîner des économies au
31 chapitre des investissements et accroître la sécurité

1 d'approvisionnement à un coût avantageux pour le Québec;
2 et
3
4 • d'alimenter, dans certains cas, des clients à partir d'un
5 réseau voisin, plutôt que du sien, ce qui peut entraîner des
6 avantages techniques et économiques importants.
7

8 Disposer d'un réseau interconnecté n'est pas propre au Québec. L'ouverture
9 des marchés de l'énergie favorise d'ailleurs le phénomène pour les raisons
10 susmentionnées.
11

12 Les liens d'interconnexion qui relient le réseau de transport d'Hydro-Québec
13 à ses voisins sont soit à courant alternatif, soit à courant continu. Dans un
14 cas comme dans l'autre, les réseaux ne sont pas synchronisés entre eux à
15 cause de la configuration particulière du réseau d'Hydro-Québec (centrales
16 éloignées, sensibilité aux phénomènes de stabilité de réseau) qui n'en n'a
17 pas permis la réalisation à un coût intéressant et avec la sécurité
18 d'alimentation recherchée.
19

20 À courant alternatif, les interconnexions prennent la forme d'installations
21 isolées du réseau d'origine et transférées sur le réseau d'accueil. Ainsi, dans
22 certains cas, des charges d'un réseau sont isolées et rapatriées sur un
23 réseau voisin. Dans d'autres cas, un ou plusieurs groupes de production
24 d'un système électrique permettent notamment d'alimenter la charge d'un
25 réseau voisin.
26

27 À courant continu, la technologie diffère mais permet également que les
28 réseaux ne soient pas synchronisés dans leur exploitation. Cette technologie
29 est d'ailleurs particulièrement appropriée aux interconnexions et c'est la
30 raison pour laquelle Hydro-Québec a choisi d'y recourir. Elle offre un
31 excellent contrôle de la puissance transmise.

1 En situation d'urgence, le nombre et la diversité géographique des
2 interconnexions à courant continu permettent de sécuriser
3 l'approvisionnement en électricité des Québécois. Par ailleurs, ces
4 interconnexions peuvent être mises à contribution pour sécuriser
5 l'alimentation de la charge locale, comme ce fut le cas avec l'interconnexion
6 Bedford-Highgate lors de la tempête de verglas de 1998.

7
8 La liaison Radisson-Nicolet a été planifiée pour répondre aux besoins
9 internes du Québec tout en permettant de tirer profit des occasions d'affaires
10 sur les marchés américains. Elle remplace en effet un projet à 735 kV qui
11 aurait de toute façon été réalisé afin d'intégrer, au réseau de transport, la
12 production de la centrale LG-2-A et de pourvoir aux besoins internes du
13 Québec.

14
15 La nécessité d'utiliser cette ligne pour satisfaire les besoins québécois, plus
16 particulièrement à la pointe d'hiver, a conduit à l'installation, au poste Nicolet,
17 d'équipements de conversion du courant continu au courant alternatif afin de
18 rendre possible, au moment opportun, le rapatriement de l'énergie de la
19 centrale LG-2-A sur notre réseau. La ligne à courant continu injecte alors la
20 puissance électrique requise dans le réseau de transport local et agit, de ce
21 fait, comme toute autre ligne à 735 kV du réseau. Elle est également utilisée
22 en cas de besoin de relève sur le réseau durant la maintenance de certains
23 équipements d'Hydro-Québec, telle la centrale Gentilly.

24
25 Signalons enfin que les installations à courant continu des postes Nicolet et
26 Des Cantons peuvent servir à importer de l'énergie en provenance des
27 réseaux de la Nouvelle-Angleterre, ce qui améliore à la fois la flexibilité
28 d'exploitation du réseau de transport et la sécurité d'approvisionnement en
29 électricité des besoins du Québec.

1 D'autres liens d'interconnexions à courant continu sont aussi établis avec les
2 réseaux voisins du Nouveau-Brunswick et des états du Vermont et de New
3 York.

4
5 L'Annexe 1 décrit, de façon générale, l'utilisation des principales
6 interconnexions d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins.

7 8 **1.2.5 Les centres de conduite du réseau et de téléconduite**

9 10 Le centre de conduite du réseau

11
12 Le centre de conduite du réseau ("CCR") exploité par TransÉnergie a pour
13 mission principale de (i) contrôler, de façon indépendante, les mouvements
14 d'énergie à moindre coût et assurer la gestion des interconnexions avec les
15 réseaux voisins, (ii) maintenir la fréquence et la stabilité du réseau en temps
16 réel selon les critères de sécurité et de fiabilité (décrits à la section 3.1.1) et
17 (iii), d'assurer le rôle de coordonnateur de la sécurité de la zone de contrôle
18 Hydro-Québec. Il assure également, en temps réel, l'équilibre entre l'offre et
19 la demande de transit et exécute les transactions commerciales à court terme
20 bénéficiant à l'ensemble de la clientèle.

21
22 En plus d'exercer la surveillance générale du réseau 24 heures sur 24, 7
23 jours sur 7, le coordonnateur de la sécurité veille à l'application des
24 procédures visant à assurer la sécurité de l'exploitation du réseau et des
25 interconnexions selon les critères suivants:

- 26 • planifier l'exploitation du réseau pour le lendemain, incluant les
27 analyses de sécurité, et identifier les modes et tactiques
28 d'exploitation particuliers qui pourraient être requis;
- 29 • assurer, en temps réel, l'équilibre offre - demande du transit et gérer
30 les écarts; et
31

- 1 • gérer les contraintes de transport affectant le réseau de transport et
2 les interconnexions.
3

4 L'exécution des décisions prises par le CCR est faite par les centres de
5 téléconduite ("CT") et par les opérateurs dans les installations des territoires.
6 Les répartiteurs sont aux commandes du CCR et les équipements à leur
7 disposition leur permettent d'avoir une vue complète du réseau de transport
8 en temps réel.
9

10 Dans l'exécution de leurs tâches, les répartiteurs disposent d'un plan (bilan
11 intégré) pour prévoir les interventions journalières qu'ils auront à exécuter.
12 Ce bilan intégré est produit par un groupe de spécialistes qui élaborent des
13 scénarios et des stratégies d'exploitation pour supporter les répartiteurs.
14

15 Les centres de téléconduite

16
17 Les décisions du CCR sont exécutées par les sept centres régionaux de
18 téléconduite et par les opérateurs dans les installations des territoires. Ces
19 derniers effectuent les manœuvres qui concernent la production, le transport
20 et les interconnexions et s'occupent de la conduite des réseaux régionaux.
21

22 **1.2.6 Les autres actifs de transport**

23
24 Outre les équipements de transport déjà décrits, d'autres types d'actifs font
25 partie de la base de tarification de TransÉnergie puisqu'ils servent à la
26 planification, aux opérations et à la maintenance des activités de transport
27 d'électricité. Il s'agit principalement des actifs suivants:

- 28 • les outils et instruments de travail;
29 • les équipements de laboratoire et de vérification;
30 • les équipements informatiques;
31 • les équipements mobiles de communication;

- 1 • les études environnementales;
2 • le matériel de transport (véhicules);
3 • les laboratoires haute tension, grande puissance et de simulation; et
4 • les propriétés immobilières.
5

6 Le détail de ces autres actifs de transport et de leurs coûts est présenté à la
7 pièce HQT-7, documents 3 et 3.1.

PARTIE 2 : LES FRONTIÈRES DU RÉSEAU DE TRANSPORT

2.1 Introduction

Pour remplir au mieux ses rôles de transporteur et d'intégrateur, le réseau de transport s'étend depuis la sortie des unités de production, d'une part, jusqu'aux centres de consommation, d'autre part. Ceci permet d'optimiser le choix (type, tension et capacité) des équipements faisant partie du réseau de transport et d'intervenir concrètement sur les composantes de production et de distribution au besoin, à l'aide des automatismes de contrôle appropriés, pour assurer son bon fonctionnement et la stabilité de son comportement.

Les frontières du réseau de transport sont représentées schématiquement à la Figure 3 et sont conformes aux dispositions contenues dans la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

2.2 Du côté production

Du côté production, la limite du réseau de transport est fixée à la borne basse tension du premier niveau de transformation requis pour élever, à la tension de transport, la tension de la puissance électrique générée par les groupes alternateurs. Cette limite inclut les unités de transformation qui procèdent à l'intégration de ces groupes puisque leurs besoins et leurs caractéristiques sont justifiés par la fonction Transport.

Globalement, ces postes de départ servent à élever la tension afin de minimiser le nombre de lignes de transport et les pertes le long de celles-ci. Leur raison d'être est étroitement liée à l'efficacité et la performance du réseau de transport dans son ensemble en ce qu'ils permettent de réduire le coût global de transport au Québec.

1 Plus particulièrement, la configuration du poste et/ou du réseau collecteur
2 dans laquelle sont implantées les unités de transformation, de même que les
3 caractéristiques électriques des équipements qui les composent, sont
4 déterminées par TransÉnergie en fonction des problématiques de transport
5 auxquelles elle est confrontée. Le choix de ces unités de transformation fait
6 d'ailleurs partie intégrante des études techniques (capacité et fiabilité de
7 l'équipement) et économiques (coût de l'appareillage et des pertes de
8 transformation) relatives à l'exploitation et au développement du réseau de
9 transport.

10

11 Fixer la limite du réseau de transport au premier stade de transformation près
12 des centrales donne à TransÉnergie la latitude nécessaire pour concevoir
13 une structure de poste collecteur qui soit conforme aux critères de conception
14 nécessaires pour assurer la fiabilité du réseau. Entre autres exemples et
15 suivant les critères de conception décrits à la partie 3 suivante, la structure
16 de poste doit faire en sorte que l'indisponibilité d'un appareil ou d'une section
17 de barre ne puisse placer le réseau de transport en situation de perdre
18 plusieurs éléments lors d'une défaillance simple, sauf s'il est démontré que le
19 réseau peut supporter une telle éventualité en toutes circonstances.

20

21 Par ailleurs, le rapprochement des activités de transport aux abords des
22 unités de production permet le contrôle nécessaire, par les automatismes
23 appropriés, de la puissance électrique fournie par les centrales afin d'assurer
24 un comportement adéquat du réseau de transport. Certains appareils de
25 contrôle requis par la fonction Transport (tels les systèmes d'excitation
26 statique avec stabilisateur installés aux génératrices) sont même installés du
27 côté production afin que la puissance électrique générée aux centrales
28 puisse être ajustée rapidement et adéquatement aux variations des besoins
29 en puissance du réseau de transport. Ces systèmes sont vitaux pour

1 préserver la stabilité du réseau lors d'événements perturbant son
2 fonctionnement.

3 4 **2.3 Du côté distribution**

5
6 Du côté distribution, la limite du réseau de transport est fixée au départ
7 d'artères des postes de transport à caractère régional. Cette frontière
8 représente le point de livraison de l'électricité au distributeur, selon ses
9 besoins et ses exigences. De là partent ensuite les circuits de distribution
10 pour innover les zones de charge à desservir.

11
12 Ces postes de livraison de l'électricité au client sont conçus conformément
13 aux critères de planification du réseau de transport, dans une approche
14 globale de planification intégrée visant la recherche d'une solution optimale
15 des points de vue technique, économique et environnemental. La tension
16 primaire et même la localisation de ces postes sont fonction des contraintes
17 et des caractéristiques du réseau de transport. Par ailleurs, les critères de
18 planification permettent de statuer sur le nombre de circuits d'alimentation
19 alors nécessaires pour rencontrer les objectifs de continuité de service,
20 influençant ainsi directement l'arrangement de la barre haute tension et la
21 conception des systèmes de protection du poste.

22
23 D'autres éléments de ces postes sont également mis en relations étroites
24 avec le réseau de transport puisqu'ils interagissent d'une manière soutenue
25 avec le réseau afin de permettre à TransÉnergie de fournir une bonne
26 stabilité de tension à ses clients et partant, une qualité de service accrue.

PARTIE 3: LA CONCEPTION INTÉGRÉE ET LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

3.1 Introduction

En plus d'être en harmonie avec son environnement, le réseau de transport doit répondre aux besoins de la clientèle de façon économique et fiable pour remplir efficacement ses rôles de transporteur et d'intégrateur. TransÉnergie assure un niveau de fiabilité adéquat de son réseau en se conformant à des critères de conception qui encadrent la réalisation des études de réseaux qu'elle conduit.

Ces critères, qui sont résumés aux sections 3.4 à 3.8 suivantes, permettent d'assurer que le réseau de transport dispose de suffisamment de souplesse et de robustesse dans sa conception pour être en mesure de satisfaire les besoins en toute sécurité malgré l'avènement de variations dans les conditions de fonctionnement et en dépit des défauts et des indisponibilités d'équipement possibles.

Quant à sa fiabilité, le réseau de transport doit satisfaire à l'ensemble des besoins en électricité de la clientèle qui fluctuent constamment au fil des ans, des saisons et des jours.

Au Québec, ces besoins sont les plus élevés durant les périodes froides de l'hiver, en raison notamment du chauffage des locaux. Le réseau doit alors disposer des équipements de transport suffisants pour répondre à cet appel maximal de puissance électrique. TransÉnergie réalise donc les études nécessaires afin de s'assurer que le réseau de transport puisse permettre, année après année, l'adéquation entre l'offre et la demande, particulièrement durant la période critique d'hiver où la demande est la plus élevée. D'ailleurs,

1 le taux d'utilisation du réseau, présenté à la section suivante, est à son
2 maximum durant cette période.

3
4 En 1999, l'appel de puissance de la charge locale était de l'ordre de 31 995
5 MW à la pointe d'hiver, ce qui constitue la plus forte demande enregistrée à
6 ce jour. En comparaison, l'appel de puissance fut de quelque 12 000 MW le
7 24 juin 1999. Cet écart d'appel de puissance illustre une des particularités du
8 système québécois.

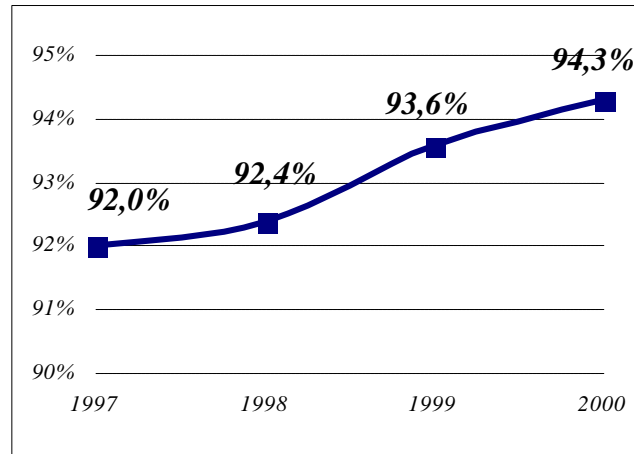
10 **3.2 Le taux d'utilisation du réseau de transport**

11
12 Le tableau 2 suivant illustre le taux d'utilisation très élevé du réseau de
13 transport à très haute tension au moment de la pointe des dernières années
14 (puissance en pointe transitée sur le réseau à 735 kV). On y constate que
15 d'une part, les équipements de transport mis en place sont suffisants pour
16 rencontrer la demande et que d'autre part, seuls les investissements
17 nécessaires ont été faits au fil des ans pour assurer cette desserte. Cette
18 dernière conclusion peut être tirée du taux d'utilisation de plus de 93 % atteint
19 lors de la pointe de 1999. Ce taux est d'ailleurs en progression depuis 1997.

20
21 Par ailleurs, tel qu'il appert de la section 3.3 suivante, TransÉnergie ne
22 prévoit pas de congestion sur son réseau de transport à court terme. Tous
23 les investissements ou modes d'exploitation du réseau nécessaires au
24 contrôle de cette congestion sont déjà planifiés.

1
2
3
4
5

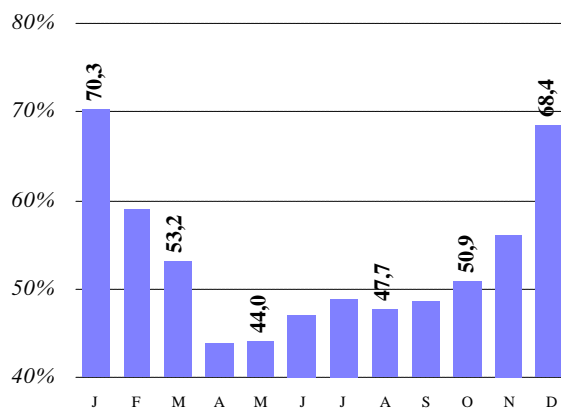
TABLEAU 2
TAUX D'UTILISATION DU RÉSEAU DURANT
LES POINTES 1997-2000

6
7

8 Le taux d'utilisation mensuel du réseau pour répondre à la demande
9 québécoise d'énergie fluctue en fonction des différentes saisons de l'année.
10 Le Tableau 3 illustre ces fluctuations (moyenne des puissances horaires
11 transitées sur le réseau à 735 kV):

12
13
14
15
16

TABLEAU 3
TAUX MENSUEL D'UTILISATION DU RÉSEAU
EN 1999



17

3.3 Le contrôle de la congestion

TransÉnergie ne prévoit pas de congestion sur la capacité de transformation des postes de transport situés sur le territoire qu'elle dessert. La demande de pointe de chaque poste de transport pour l'année témoin projetée ainsi que l'identification des équipements qui, dans leur état actuel, pourraient faire l'objet de congestion, l'illustrent bien. Ces données sont présentées à la pièce HQT-3, document 2.

Cette pièce démontre que la très grande majorité des équipements sont en place afin d'assurer la desserte de la pointe annuelle. Seuls certains postes (identifiés en ombragé) pourraient faire l'objet d'une congestion mais des moyens correctifs, tels des investissements ou des stratégies d'exploitation, sont prévus pour y pallier.

La planification du réseau de transport, qui conduit parfois à l'ajout d'équipements, tient compte de l'application de certains principes directeurs, soit:

- la conformité aux critères de conception;
- l'acceptabilité sur les plans financier et environnemental;
- la flexibilité d'opération; et
- l'adaptation au territoire.

Voyons en quoi consiste chacun de ces principes.

3.4 La conformité aux critères de conception et de fiabilité

Le premier de ces principes, et sans doute le plus important puisqu'il a trait à sa mission de base, est que le réseau de transport doit respecter les critères de conception qui ont été élaborés en vue de lui assurer la fiabilité nécessaire pour offrir à la clientèle une qualité de service optimale.

1 Les critères de conception de réseau servent de base au jugement que le
2 planificateur doit porter sur les besoins de renforcement du réseau et sur les
3 solutions qu'il propose pour satisfaire à ces besoins.

4
5 Le respect de normes de fiabilité fait partie intégrante des critères de
6 conception appliqués dans la planification du réseau de transport. Ces
7 normes encadrent la performance que doit fournir le réseau lors de
8 conditions normales d'opération de même que sous des conditions
9 transitoires, c'est-à-dire lorsque surviennent des perturbations affectant le
10 fonctionnement du réseau. Ils sont appliqués selon une méthodologie
11 déterministe qui prévoit intrinsèquement une réserve de base en terme
12 d'équipement.

13
14 Plus particulièrement, les critères de conception de réseau exposent les
15 paramètres électriques que le planificateur doit analyser pour corriger les
16 problèmes pouvant se manifester sur le réseau, compte tenu de l'évolution
17 de la charge ou de tout autre changement à survenir dans le réseau. Ils
18 abordent tant la performance des équipements que le comportement du
19 réseau, dans des conditions de régime établi ou transitoire. Les aspects
20 traités concernent tant la stabilité du réseau que la capacité des appareils, la
21 continuité d'alimentation (rendue possible, par exemple, par la redondance
22 de certains équipements ou par le bouclage du réseau), la capacité
23 d'exploiter et le maintien des installations, la qualité de l'onde et le choix des
24 équipements.

25
26 Ces critères visent ainsi à contrer deux types de perturbations possibles sur
27 le réseaux: les événements normaux et les événements exceptionnels.

28
29 Les événements normaux sont ceux que le réseau est appelé à rencontrer le
30 plus souvent et auxquels il doit parer, lorsqu'ils se produisent, sans encourir

1 de perte de charge. Les critères qui concernent ces événements normaux
2 fixent le degré de robustesse à donner au réseau afin de satisfaire les
3 besoins en électricité en toute sécurité, selon le niveau de qualité de service
4 recherché. Ils mènent à l'ajout d'équipement enchâssés dans la structure
5 même du réseau.

6
7 Les événements exceptionnels, plus sévères et moins probables que les
8 événements normaux, ne sauraient être couverts en tout temps sans encourir
9 d'investissements considérables pour accroître sensiblement la robustesse
10 du réseau. On permet donc dans ce cas, lors de telles situations, de recourir
11 à des automatismes tels le rejet de production et le délestage de charge pour
12 limiter la dégradation du réseau.

13
14 Les critères relatifs au comportement du réseau de transport d'Hydro-Québec
15 sont contenus dans deux documents à caractère très technique: *Les critères*
16 *de conception du réseau de transport principal* et *Guide d'application des*
17 *critères de planification du réseau de répartition*.

18
19 *Les critères de conception du réseau de transport principal*

20
21 Ce document s'adresse principalement au volet lié au comportement du
22 réseau, compte tenu des implications majeures possibles d'une instabilité du
23 réseau principal sur l'ensemble de la clientèle, y compris les réseaux voisins.

24
25 Dans un premier temps, on y retrouve les exigences fondamentales à
26 rencontrer pour que la robustesse et la souplesse du réseau permettent de
27 supporter en toute sécurité, sans interruption de service, des événements de
28 bonne sévérité que le réseau peut être appelé à rencontrer dans ses
29 conditions normales de fonctionnement et en dépit des indisponibilités

1 d'équipement avec lesquels il doit composer, le cas échéant. Ces exigences
2 servent d'assise au développement du réseau de transport principal.

3
4 Dans un deuxième temps, ce document présente les critères permettant
5 d'évaluer la performance du réseau lors d'événements exceptionnels de
6 grande sévérité.

7
8 Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition

9
10 Ce guide met plutôt l'accent sur la performance des équipements de
11 transport à caractère plus régional et sur la continuité du service électrique
12 fourni au client.

13
14 Alors que les critères relatifs au comportement du réseau ont pour
15 préoccupation première la stabilité du réseau de transport et mettent
16 principalement en cause les installations du réseau très haute tension, ceux
17 relatifs à la performance des équipements sont axés davantage sur la notion
18 de capacité des installations de transport à fournir la qualité et la continuité
19 d'alimentation recherchée, dont notamment une qualité de l'onde adéquate.

20
21 D'autres aspects, tels la capacité d'exploiter et le maintien des équipements,
22 se greffent ensuite pour orienter le choix des équipements les plus
23 appropriés.

1 Les critères du North American Electric Reliability Council et du Northeast
2 Power Coordinating Council

3
4 Au cours des dernières années, Hydro-Québec a renforcé ses critères de
5 conception afin d'assurer une meilleure qualité de service à l'ensemble de sa
6 clientèle, les fixant notamment à un niveau reconnu par l'industrie.

7
8 Ces critères sont regroupés sous l'égide du North American Electric
9 Reliability Council (le "NERC") et du Northeast Power Coordinating Council
10 (le "NPCC")¹.

11
12 Le NERC et le NPCC sont, rappelons-le, des organismes volontaires qui se
13 sont donnés comme mandat de promouvoir la fiabilité et l'efficacité du
14 service électrique fourni par les réseaux de transport. Ils ont également pour
15 rôle d'établir des politiques et des encadrements concernant la planification,
16 l'exploitation et la maintenance des réseaux électriques.

17
18 Le NERC (10 régions) agit pour l'ensemble des Etats-Unis et du Canada,
19 alors que le NPCC est responsable pour la partie Nord-Est de l'Amérique
20 (une des 10 régions du NERC). Les dix régions du NERC ainsi que les
21 zones de contrôle du NPCC sont illustrées respectivement aux Figures 3 et 4.

22
23 Les normes édictées par le NERC et le NPCC sont partagées par toute
24 l'industrie électrique dans le nord-est américain. Elles visent l'application des
25 critères suivants:

- 26
- 27 • Critères de révisions et approbations des documents;
 - 28 • Critères de base pour la conception et l'exploitation des réseaux interconnectés;

¹ Notons que les critères du NPCC présentement en force dans le Nord-est de l'Amérique sont eux-mêmes adaptés à ceux du North American Electric Reliability Council ; ces derniers régissent, à un niveau supérieur, l'ensemble du réseau électrique de l'Amérique du Nord.

- 1 • Critères d'exploitation d'urgence;
2 • Critères d'entretien minimum pour les systèmes de protection;
3 • Critères de conception des protections du réseau principal de
4 transport; et
5 • Critères des réserves d'exploitation.
6

7 En harmonisant ses critères de conception à ceux du *NERC* et du *NPCC*,
8 Hydro-Québec s'est dotée d'un encadrement adéquat pour la planification de
9 ses futurs projets.
10

11 Le niveau de fiabilité du réseau de transport, tributaire en grande partie de la
12 mise en place de cet encadrement, fait aussi l'objet d'un suivi à
13 TransÉnergie. À cet effet, des indicateurs de performance mesurant la
14 fiabilité, tel l'indice de continuité (IC), ont été implantés afin d'assurer un tel
15 suivi. Ces indicateurs font, entre autres, l'objet du témoignage déposé sous
16 la cote HQT-3, document 3 du présent dossier.
17

18 Conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, Hydro-
19 Québec déposera, pour fins d'approbation dans une cause ultérieure, les
20 normes de fiabilité appliquées par TransÉnergie, soit celles contenues dans
21 les documents *Les critères de conception du réseau de transport principal* et
22 *Guide d'application des critères de planification du réseau de répartition* et
23 celles établies par le *NERC* et le *NPCC*.
24

25 *La sécurisation du réseau*

26

27 La tempête de verglas qui a frappé le Sud du Québec du 5 au 9 janvier 1998
28 a causé de nombreux dommages aux équipements de transport de
29 TransÉnergie, privant d'électricité environ 40 % des clients d'Hydro-Québec
30 et compromettant la sécurité publique et l'activité économique du Québec
31 pendant plusieurs jours.

1 Cet événement climatique a permis d'éprouver la nouvelle robustesse du
2 réseau de transport due, notamment, à l'implantation des systèmes décrits
3 précédemment. Il a fourni l'occasion à TransÉnergie de revoir l'approche
4 conceptuelle de son réseau, non vis-à-vis de la performance électrique des
5 équipements, laquelle s'est avérée conforme aux plus récents critères de
6 conception élaborés et implantés, mais plutôt de leur adaptation aux aléas
7 climatiques du territoire.

8
9 Cette nouvelle approche est davantage axée sur la topologie même des
10 infrastructures du réseau. Ainsi, afin d'améliorer la sécurité d'alimentation de
11 façon durable dans les régions touchées, nous avons retenu deux grandes
12 orientations: (i) diversifier les sources d'alimentation en électricité et (ii) utiliser
13 des corridors géographiquement distincts pour éviter qu'un même phénomène
14 climatique affecte toutes les lignes.

15
16 Au nombre des mesures adoptées par TransÉnergie suite au verglas de 1998
17 et aux recommandations du comité Warren, nous avons entrepris la
18 construction de lignes pour boucler le réseau de transport dans les régions
19 touchées par le verglas. Les régions visées étaient plus particulièrement les
20 régions de Montréal, de la Rive-Sud, de la Montérégie et de l'Outaouais. Le
21 bouclage permet en effet de maintenir l'alimentation en électricité dans une
22 région donnée, même dans l'éventualité de la perte d'une ligne (voir
23 démonstration à la section 3.6 suivante).

1 Une autre mesure identifiée permet d'améliorer la sécurité d'alimentation de la
2 clientèle de TransÉnergie. Il s'agit de la diversification des sources
3 d'alimentation via l'augmentation de la capacité d'échange avec les réseaux
4 voisins. À cet égard, la construction d'une nouvelle interconnexion avec
5 l'Ontario permettra d'accroître sensiblement les possibilités d'assistance
6 mutuelle entre les systèmes électriques québécois et ontarien. À terme, une
7 capacité de l'ordre de 1250 MW pourra y transiter de façon bidirectionnelle.

8

9 Au niveau de la robustesse des lignes, des critères de conception mécanique
10 plus élevés ont été appliqués aux nouvelles lignes afin qu'elles puissent
11 supporter une plus grande charge de glace.

12

13 Enfin, Hydro-Québec ne s'est pas limitée aux régions touchées par le verglas
14 dans son diagnostic du réseau de transport. L'ensemble du réseau de
15 transport, où existent des zones à risque de verglas, a été revu et différentes
16 solutions sont envisagées, et dans certains cas déjà appliquées, pour assurer
17 une meilleure intégrité des axes stratégiques du réseau. Il s'agit de
18 différentes techniques de déglçage, du renforcement des lignes existantes,
19 ou encore d'une combinaison de ces deux solutions. Certaines méthodes de
20 déglçages sont d'ailleurs déjà en usage sur des lignes à basse tension et
21 d'autres techniques pourraient être adoptées prochainement sur différents
22 types de lignes. À cet effet, TransÉnergie est constamment à la recherche de
23 concepts mécanique et électrique novateurs et consacre les efforts
24 nécessaires en recherche et développement de concert avec ses partenaires
25 (IREQ et autres).

26

27 **3.5 L'acceptabilité sur les plans économique et environnemental**

28

29 Un autre principe directeur exige du planificateur du réseau de transport de
30 voir à ce que les solutions de réseau qu'il recommande soient toujours

1 acceptables sur les plans économique et environnemental. Ces deux
2 aspects, qui exigent une vision éclairée des perspectives d'avenir afin
3 d'orienter les choix, sont d'une très grande importance et peuvent remettre
4 en cause la réalisation d'un projet.

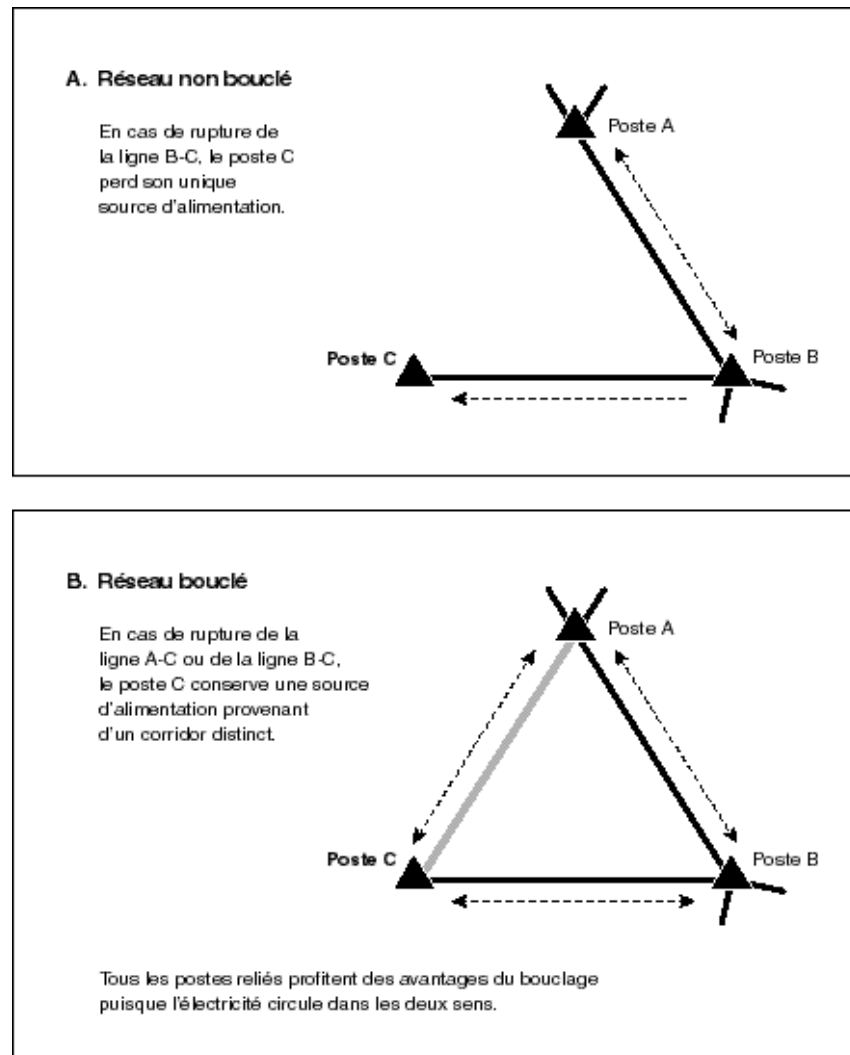
5
6 Le planificateur d'aujourd'hui doit ainsi être sensible à tous les aspects d'un
7 problème. Les solutions de réseau retenues doivent toujours représenter le
8 meilleur choix des points de vue technique, économique et environnemental
9 à la fois. En d'autres termes, la faisabilité technique, économique et
10 environnementale doit être établie avant que TransÉnergie n'aille de l'avant
11 avec un projet.

12 13 **3.6 La flexibilité d'opération**

14
15 Les choix du planificateur exigent aussi que le réseau de transport puisse
16 disposer d'une bonne flexibilité dans son opération. Cette exigence vise à ce
17 que le réseau soit facilement exploitable malgré l'accroissement de la
18 complexité inhérente à son expansion.

19
20 Pour favoriser une telle exploitabilité, on a recours au développement d'une
21 structure intégrée des équipements. À cette fin, le maillage et le bouclage
22 des lignes de transport, lorsque possible, de même que leur parallélisme à
23 différents paliers de tension dans les centres de consommation, deviennent
24 des moyens privilégiés et très efficaces pour augmenter la capacité de transit
25 et fournir un support en cas de défaillance d'un équipement de ligne.

26
27 Les schémas simplifiés suivants illustrent bien comment un réseau bouclé
28 améliore la sécurité de l'alimentation électrique:

1
2

3

4

5

6

7

8

9

10

11

12

Dans ces schémas, les postes A, B et C représentent des centres de consommation, des villes ou des villages. L'électricité en provenance du reste du réseau parvient au poste A par le biais de deux lignes distinctes et elle est dirigée vers les postes B et C par les lignes électriques représentées par les traits qui relient ces points.

Que se passe-t-il si une ligne tombe en panne, par exemple entre les postes B et C? Dans un tel cas, le poste C est privé d'électricité, tel qu'illustré au schéma A.

1 Le schéma B permet de voir comment une ligne électrique, entre le postes A
2 et C, améliore la sécurité d'alimentation en formant une boucle. En cas de
3 panne, peu importe où elle se produit, les trois postes continueront d'être
4 alimentés, puisque l'électricité peut circuler dans un sens ou dans l'autre. La
5 ligne qui vient fermer la boucle agit un peu comme une roue de secours.

6
7 Il s'agit d'une solution technique universelle qui permet d'améliorer la sécurité
8 de l'alimentation, peu importe les causes de la défaillance. Évidemment,
9 pour être efficace, une boucle doit être formée par des lignes électriques
10 utilisant des corridors distincts. On réduit ainsi le risque qu'elles soient toutes
11 affectées en même temps par un phénomène naturel localisé.

12
13 Par ailleurs et tel qu'expliqué précédemment, les lignes d'interconnexion
14 ajoutent aussi à la flexibilité du réseau électrique en permettant un apport
15 extérieur d'énergie électrique en cas de défaillance d'un équipement de
16 production ou de transport. Ceci permet le soutien de tension et le
17 soulagement du transit sur des liens de transport problématiques. L'utilité
18 des interconnexions pour la clientèle du Québec, en pareilles circonstances,
19 est exposée en annexe 1.

20 21 **3.7 L'adaptation au territoire**

22
23 Enfin, un dernier principe directeur commande que le réseau de transport soit
24 bien adapté physiquement à la situation géographique du territoire sur lequel
25 il est implanté.

26
27 Ce principe est particulièrement important sur un territoire comme celui du
28 Québec où le développement de ressources hydrauliques en régions
29 éloignées impose la construction de lignes sur des distances nord-sud
30 pouvant atteindre 1000 km. Ceci oblige l'entreprise à faire face à des

1 contraintes multiples, qu'on pense aux zones climatiques variées souvent
2 difficiles et à la structuration du territoire souvent complexe, surtout en milieu
3 habité.

4
5 Il est donc particulièrement important que l'emplacement des équipements
6 de même que leur conception mécanique permettent au réseau de transport
7 de s'adapter au mieux à l'ensemble des situations auxquelles il pourra être
8 éventuellement confronté (zones de sensibilité aux tornades, au verglas ou
9 aux tremblements de terre; zones urbaines, à vocation agricole ou de
10 villégiature; etc.).

11 12 **3.8 Méthodologie de planification des actifs**

13
14 Afin d'appuyer sa mission, TransÉnergie a élaboré, pour fins de planification,
15 une méthodologie visant à assurer la disponibilité, la fiabilité et le maintien
16 des actifs du réseau de transport d'électricité (postes, lignes, automatismes,
17 conduite du réseau et autres).

18
19 Cette méthodologie fournit une vision à long terme de l'évolution du réseau et
20 accroît la cohérence des activités de maintenance et de planification. De fait,
21 les données recueillies auprès des unités opérationnelles, de support et de
22 planification de TransÉnergie servent à évaluer l'état du réseau de transport
23 et à déterminer les investissements nécessaires pour en assurer la pérennité
24 et la croissance des besoins. Cette méthodologie permet également
25 d'assurer le maintien des équipements nécessaires à l'alimentation de la
26 pointe, année après année, et elle sert d'intrant à TransÉnergie pour
27 l'analyse de l'impact des investissements majeurs sur les tarifs prévus en
28 matière de transport.

1 Le schéma reproduit à la Figure 6 représente sommairement la méthodologie
2 utilisée par TransÉnergie pour la planification de ses actifs.

3

4 Par ailleurs, pour permettre à la Régie d'exécuter son mandat, Hydro-Québec
5 entend lui soumettre, lors de la cause tarifaire annuelle, son budget
6 d'immobilisations pour l'année témoin en cause. Hydro-Québec y précisera
7 la nature des projets, leur valeur globale ainsi que les sommes allouées pour
8 l'année en cours. Les projets dont la réalisation dépassera le cadre de
9 l'année témoin y seront également inclus dans la mesure où ils auront un
10 impact sur l'année témoin en cause. À défaut d'une cause tarifaire annuelle,
11 Hydro-Québec soumettra quant même l'information sur une base annuelle à
12 la Régie.

13

14 Quant aux projets majeurs, Hydro-Québec soumettra aussi, pour autorisation
15 spécifique par la Régie, les projets dont la valeur globale dépassera les
16 limites et conditions fixées par règlement, conformément aux dispositions de
17 *la Loi sur la Régie de l'énergie*.

18

19 Pour les fins de la présente cause tarifaire, TransÉnergie présente les
20 additions à ses immobilisations pour l'année témoin projetée à la pièce HQT-
21 7, document 4.

CONCLUSION

1
2
3 L'ensemble des installations et des équipements présentés dans ce
4 document sont utiles au transport d'électricité. Ils forment un tout intégré
5 dont les interactions sont nécessaires à l'exploitation et au bon
6 fonctionnement du réseau de transport d'Hydro-Québec. Ils permettent
7 notamment l'optimisation des moyens de l'offre et de la demande d'électricité
8 au Québec. Ces installations sont par ailleurs contenues à l'intérieur des
9 frontières du réseau de transport, tel que définies par la *Loi sur le Régie de*
10 *l'énergie*.

11
12 Il est également établi que la conception du réseau de transport d'Hydro-
13 Québec est intégrée et que sa planification est conforme aux critères
14 largement reconnus et appliqués dans l'industrie.

15
16 Par conséquent, TransÉnergie a inclus dans sa base de tarification le coût de
17 l'ensemble des investissements qui contribuent à la réalisation de sa mission
18 de base: acheminer de manière fiable, et au meilleur coût possible, l'énergie
19 produite aux centrales de production d'électricité jusqu'aux centres de
20 consommation.

1
2

Figure 1: Le réseau de transport à très haute tension



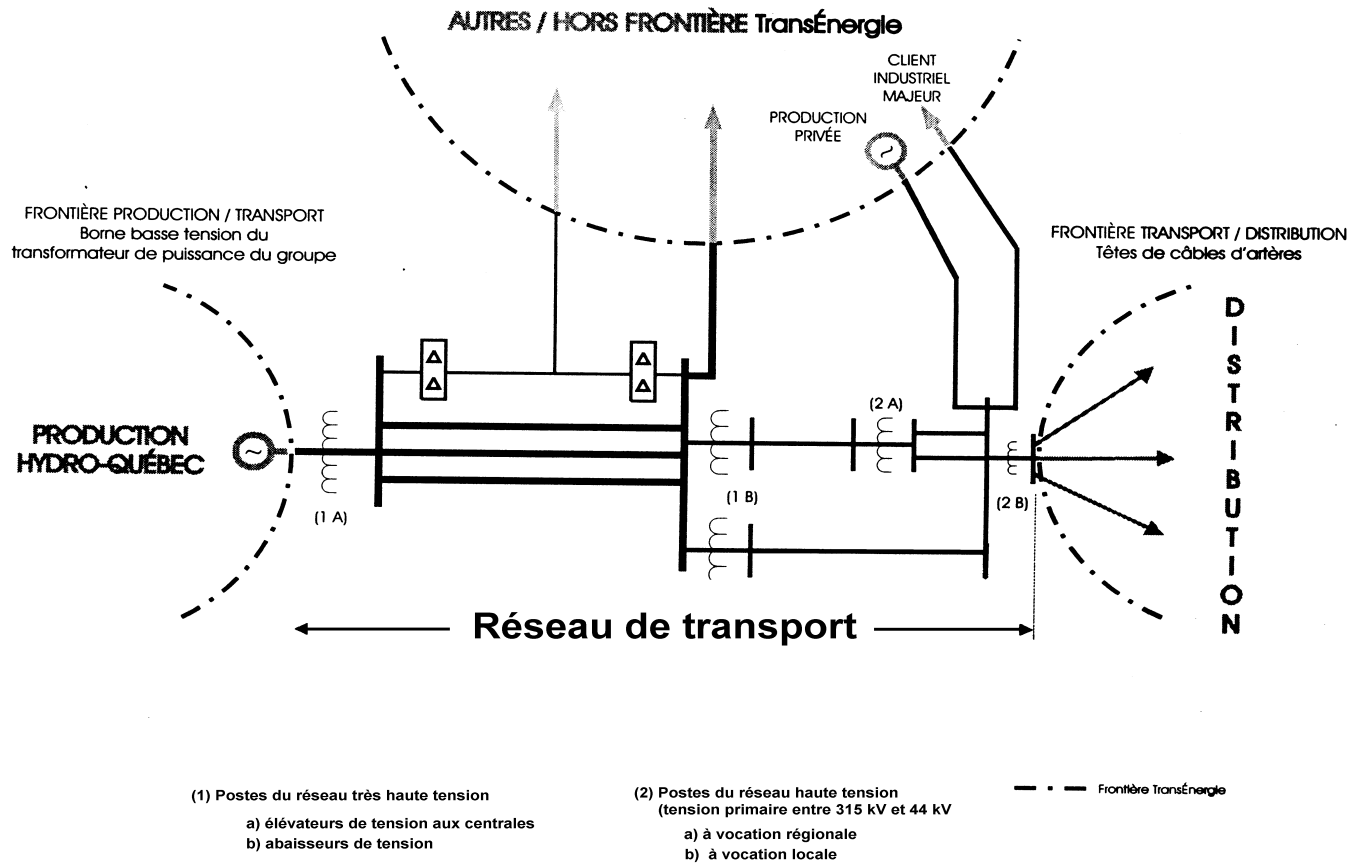


Figure 2 : Les frontières du réseau de transport d'Hydro-Québec

Figure 3: Les dix régions du NERC

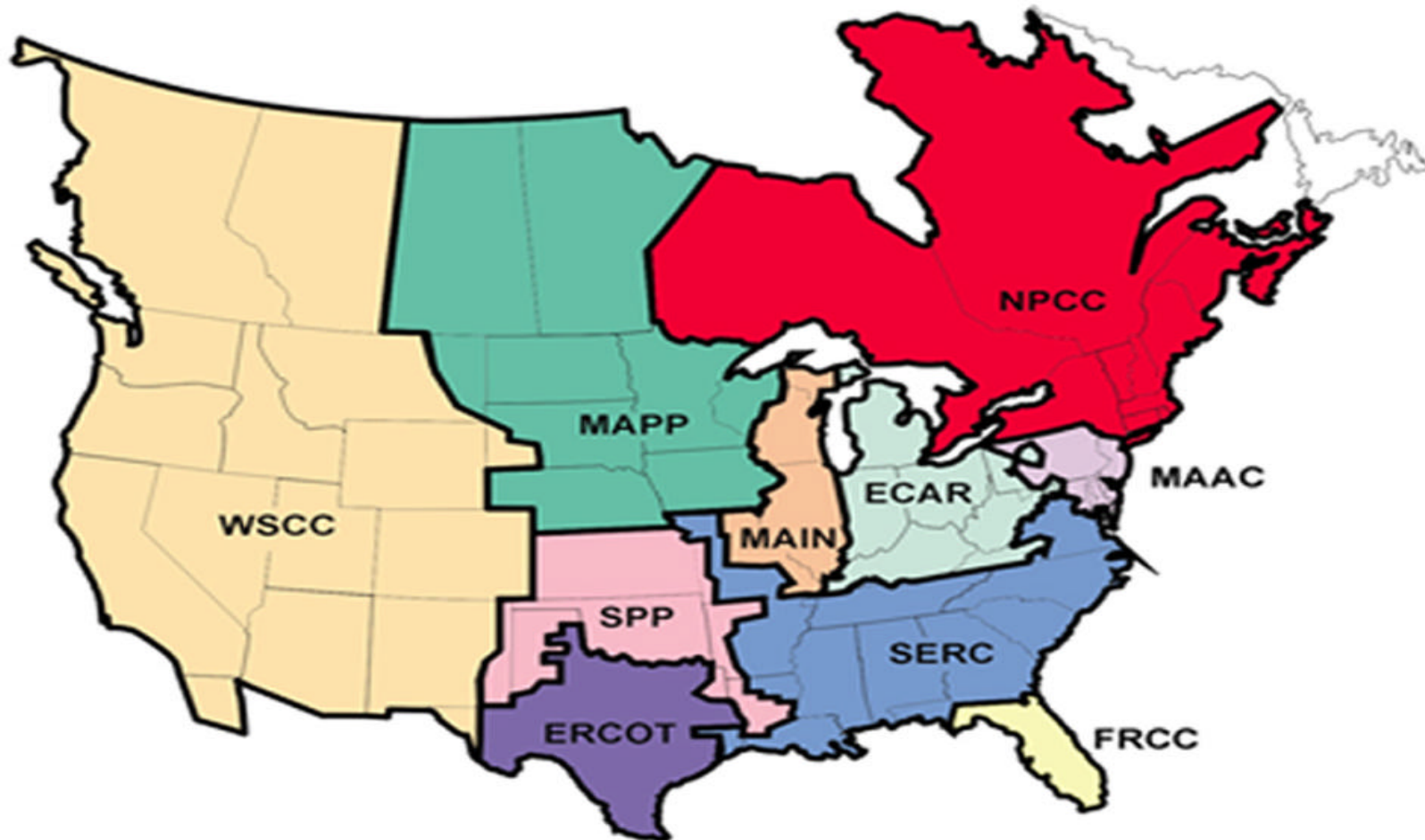
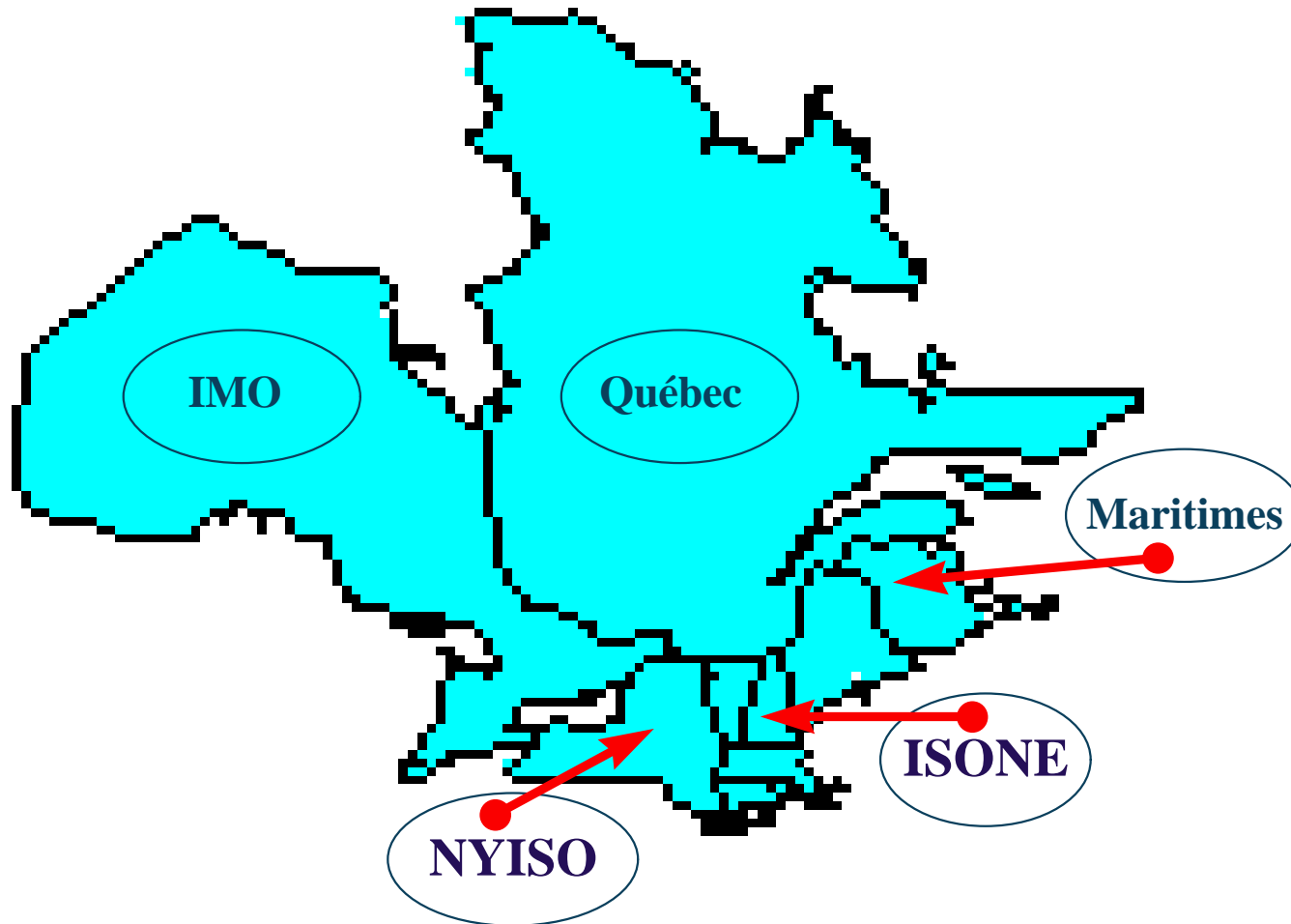


Figure 4: Les zones de contrôle du NPCC



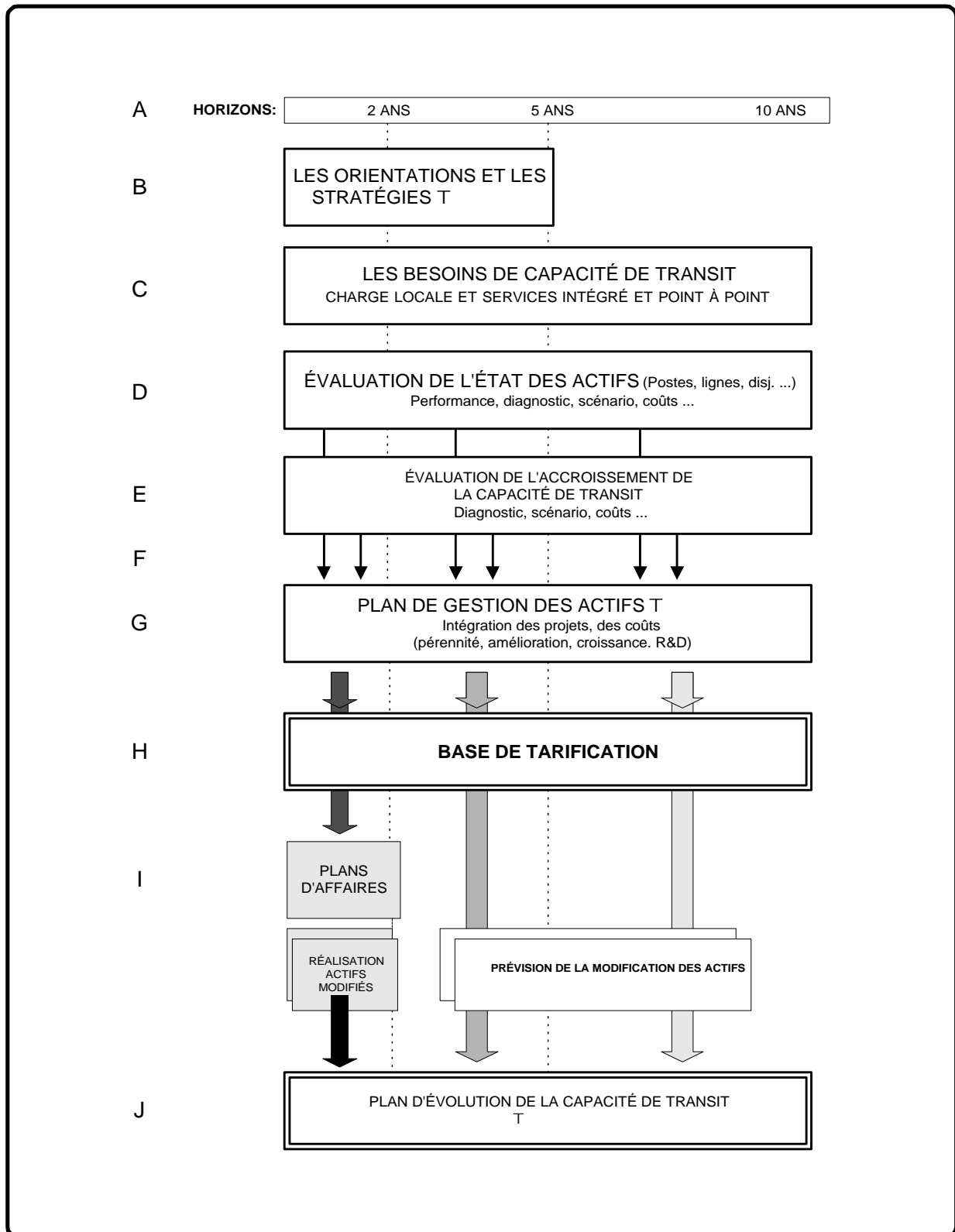


Figure 5: Méthodologie de planification du réseau de transport

1
2

ANNEXE 1

**SOMMAIRE DE L'UTILISATION DES INTERCONNEXIONS
D'HYDRO-QUÉBEC**

INTRODUCTION

L'Annexe 1 vise à décrire sommairement l'utilisation des principales interconnexions d'Hydro-Québec avec les réseaux voisins.

I- ALCAN

Le réseau Alcan fonctionne en permanence en synchronisme avec celui de TransÉnergie au moyen de deux principales lignes d'interconnexion. Ces lignes permettent des échanges de puissance entre les deux réseaux.

D'une part, la ligne 3095 est exploitée à 345 kV tandis que la ligne 2325 l'est à 230 kV. Tous les échanges de puissance s'effectuent par ces lignes et doivent respecter les stratégies d'exploitation déployées par Alcan et TransÉnergie. Ces stratégies définissent essentiellement les transits maximums d'importation et d'exportation.

Au mois de décembre 2000, une nouvelle interconnexion synchrone sera mise en service entre les réseaux de TransÉnergie et d'Alcan. Il s'agit d'une ligne biterne exploitée à 161 kV. Les capacités de transfert (TTC) avec la future interconnexion en service ne sont pas encore déterminées avec précision.

TTC EN IMPORT ET EXPORT À 0 °C ET 30 °C

| Ligne (s) | Import (MW) | | Export (MW) | |
|------------|-------------|-----|-------------|-----|
| | 30°C | 0°C | 30°C | 0°C |
| L3095/2325 | ~400 | 725 | ~150 | 335 |

II- NOUVEAU-BRUNSWICK

1 Les différents liens d'interconnexion entre les réseaux d'Hydro-Québec
2 et du Nouveau-Brunswick sont constitués d'un poste convertisseur au
3 Nouveau-Brunswick (Eel River) et au Québec (Madawaska) et de deux
4 liens permettant d'alimenter des charges situées au Nouveau-
5 Brunswick. Les capacités maximales d'exportation et d'importation
6 sont respectivement de 1200 MW et de 785 MW.
7

8
9
10 Ces liens d'interconnexion permettent d'utiliser plusieurs configurations
11 utiles aux usagers du Québec, plus particulièrement ceux situés dans
12 la région de la Gaspésie. Ainsi, si une panne majeure survient au
13 Québec, TransÉnergie est en mesure d'importer jusqu'à 600 MW du
14 réseau du Nouveau-Brunswick via les interconnexions à courant
15 alternatif de Eel River et de Madawaska, soit 300 MW pour chacune
16 d'elle.
17

18 De plus, en cas d'insuffisance de production ou de réserve sur le
19 réseau d'Hydro-Québec, TransÉnergie dispose d'équipements
20 permettant d'alimenter les usagers du Québec via les interconnexions
21 à courant alternatif aux postes Eel River et Madawaska en inversant la
22 puissance des convertisseurs des deux interconnexions à courant
23 continu et ce, simultanément ou une seule à la fois. Une puissance de
24 785 MW peut ainsi être importée du Nouveau-Brunswick afin
25 d'alimenter la clientèle d'Hydro-Québec. Divers autres types de
26 configurations peuvent aussi bénéficier aux usagers du Québec.

TTC EN IMPORT ET EXPORT À 0°C ET 30°C1
2

| | IMPORT ⁽¹⁾ (MW) | | EXPORT (MW) | |
|--------------------------|----------------------------|-----------------|-------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| Eel River HTcc (2 ponts) | 350(2) | 350(2) | 350(2) | 350(2) |
| Eel River C.A. | 0 | 0 | 150(1) | 200(1) |
| Sous-total | 350(2) | 350(2,3) | 500 | 550 |
| Madawaska HTcc | 380(2) | 435(2) | 380(2) | 435(2,3) |
| Madawaska C.A. | 0 | 0 | 175 | 215 |
| Sous-total | 380(2) | 435(2) | 525 | 650 |
| Chemin NB - HQT | 730 | 785 | | |
| Chemin HQT - NB | | | 1025 | 1200 |

3
4
5

- (1) La charge varie selon la température.(charge isolée)
(2) Si le convertisseur est indisponible, aucune puissance ne peut être transitée.
(3) 435 MW prend effet à partir d'une température extérieure de -10°C.

III- NEPOOL - PHASE I (DES CANTONS - COMERFORD)

L'interconnexion Des Cantons-Comerford est une attache à courant continu d'une capacité de 690 MW.

Les avantages de cette interconnexion pour le marché du Québec sont principalement de deux ordres. D'une part, la Phase I peut être utilisée en relève à la Phase II en import ou en exportation lorsque cette dernière est indisponible. D'autre part, la Phase I peut être exploitée simultanément à la Phase II. Cette configuration permet d'accroître la production disponible sur le réseau de TransÉnergie en assurant (i) le transport de 1800 MW de puissance en provenance de la Baie-James (Radisson-Nicolet) lorsque Radisson est synchrone et (ii) l'import en même temps de 690 MW en provenance de NEPOOL (Comerford-Des Cantons).

TTC EN IMPORT ET EXPORT À 0 °C ET 30 °C

| Ligne (s) | Import (MW) | | Export (MW) | |
|-----------------------|-------------|------------|-------------|------------|
| | 30°C | 0°C | 30°C | 0°C |
| Des Cantons-Comerford | 690 | 690 | 690 | 690 |

IV- NEPOOL - PHASE II (RADISSON - NICOLET - SANDY POND)

La ligne à courant continu Radisson-Nicolet-Sandy Pond, aussi connue sous le nom *Réseau Multiterminal à Courant Continu* (le "RMCC"), remplit 3 fonctions, dont 2 qui assurent et sécurisent l'alimentation de la charge du Québec. Ces trois fonctions permettent:

- de transporter de la puissance de la Baie-James vers le poste Nicolet au moment de la pointe de charge sur le réseau d'Hydro-Québec ou lors de l'entretien de certains équipements. Cette fonction est essentielle afin qu'Hydro-Québec alimente la charge interne en période de pointe;
- d'assurer une importante source d'approvisionnement d'urgence pour les besoins du Québec en provenance de la NEPOOL; et
- d'exporter de l'énergie de la Baie-James vers le poste Sandy Pond (NEPOOL) durant les autres périodes de l'année.

Le RMCC est composé de 3 poste de conversion à Radisson, Nicolet et Sandy Pond et d'une ligne bipolaire exploitées à $\pm 450\text{kV}$.

TTC EN IMPORT ET EXPORT À 0 °C ET 30 °C

| Ligne (s) | Import (MW) | | Export (MW) | |
|-----------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | 30°C | 0°C | 30°C | 0°C |
| RMCC | 700 ⁽¹⁾ | 1500 ⁽¹⁾ | 2000 ⁽²⁾ | 2000 ⁽²⁾ |

(1)La limite varie en fonction de la production totale plus la réserve synchronisée et les limites de stabilité du réseau.

(2)La limite varie selon les configuration synchrone ou "ilotée", monopolaire ou hybride et autres facteurs.

V- VELCO

L'interconnexion de Highgate, dont le poste convertisseur est installé au Vermont, est alimentée par le réseau 120 kV à partir du poste Bedford, lui-même alimenté par le poste 230/120 kV de St-Césaire.

En exploitation d'urgence ou en période d'importation vers le réseau d'Hydro-Québec, l'utilité de cette interconnexion n'est plus à démontrer. Par exemple, lors de la tempête de verglas de 1998, cette interconnexion s'est avérée essentielle afin d'alimenter une bonne partie des clients dont la desserte est assurée par les postes St-Sébastien, Iberville, Farnham et Bedford. De plus, elle rend possible l'importation de 170 MW de puissance simplement en inversant la puissance dans le poste convertisseur. Cette limite maximale d'importation provient du réseau américain.

TTC EN IMPORT ET EXPORT

| | Import (MW) | | Export (MW) | |
|---------|--------------------|--|-------------|--|
| Bedford | 170 ⁽¹⁾ | | 222 | |

(1) En mode import, le TTC est de 170 MW maximum selon la capacité de production et la charge du côté du Vermont (VELCO).

VI- CITIZENS UTILITIES

L'interconnexion de Stanstead vers Citizens Utilities est une installation à courant alternatif. Ainsi, c'est une charge locale du réseau voisin qui est "ilotée" sur notre réseau.

TTC EN IMPORT ET EXPORT À 0 °C ET 30 °C

| Ligne (s) | Import (MW) | | Export (MW) | |
|-----------------|-------------|------|-------------|-------|
| | 30°C | 0°C | 30°C | 0°C |
| Stanstead-Derby | 0(1) | 0(1) | 80(2) | 80(2) |

(1) Importation possible de 25 MW en cas d'urgence grâce à des transferts de Citizens Utilities.

(2) Le TTC peut augmenter jusqu'à un maximum de 95 MW si la charge de Stanstead est inférieure à 15 MW.

En période d'urgence, cette interconnexion permet d'importer de VELCO 25 MW, assurant ainsi une relève pour l'alimentation d'une partie de la charge du Québec.

TransÉnergie peut également utiliser cette interconnexion afin d'alimenter une partie de la charge des postes Bedford, Farnham, St-Sébastien et Iberville via la ligne 115 kV Newport-Highgate. Cette option sert ainsi d'alimentation de relève pour ces postes dans l'éventualité d'une perte d'alimentation du réseau de transport d'Hydro-Québec. Selon le type de raccordement des charges du côté de Citizens Utilities, cette interconnexion permettrait de transiter entre 70 et 95 MW vers ces quatre postes. Ce mode d'alimentation requiert certaines modifications au réseau et manoeuvres particulières.

1 Enfin, la mise en charge d'un convertisseur permet aussi de hausser la
2 limite de transit vers le centre de consommation d'Hydro-Québec du
3 coté Highgate. Des considérations propres à VELCO font en sorte
4 que le transit dans le convertisseur pourrait fournir entre 20MW et 60
5 MW selon les disponibilités. La limite maximale de transit vers
6 Bedford, incluant la mise en charge du convertisseur et l'utilisation de
7 l'interconnexion Standtead-Derby, est fixée à 140 MW.

VII- NYPA - L7040

L'attache avec NYPA est constituée d'une ligne à 765 kV reliant les postes Châteauguay, au Québec et Massena, dans l'état de New York. Le poste Châteauguay, composé de deux groupes convertisseurs d'une capacité de 500 MW chacun, permet d'aiguiller au besoin des groupes de Beauharnois vers NYPA.

La limite maximum en exportation de 1 800 MW est déterminée par le maximum d'équipements qui peuvent être raccordés sur NYPA sans causer un dépassement du niveau de court-circuit aux postes Beauharnois et Châteauguay.

La limite en importation de 1000 MW est imposée par la capacité des convertisseurs de Châteauguay qui constituent le seul chemin d'accès pour l'importation.

TTC EN IMPORT ET EXPORT

| | IMPORT (MW) | | EXPORT (MW) | |
|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| MASS - HQT | 1000 | 1000 | | |
| HQT - MASS | | | 1800 | 1800 |

VIII- HYDRO ONE**i) Réseau de l'Abitibi**

En Abitibi, deux lignes d'interconnexion à 120 kV permettent des échanges avec Hydro One.

TTC IMPORTATION

| | (MW) | |
|----------------------------------|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| Otto Holden-Kipawa (LH4Z) | 80 | 80 |

TTC EXPORTATION

| | (MW) | |
|--|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| Rapides des Iles- Dymond (LD4Z) | 65 | 65 |

ii) Réseau de l'Outaouais

Les interconnexions en Outaouais avec Hydro One permettent également des échanges avec l'Ontario.

L'ajout d'une interconnexion temporaire d'environ 400 MW en importation ou en exportation, est complété depuis décembre 1998. Il s'agit d'une interconnexion à 230 kV permettant, en situation d'urgence, le transfert d'une partie de la charge de l'Outaouais (répartie sur quelques postes) vers le réseau d'Hydro One.

1 Également, une charge de l'Ontario pourra être raccordée à Hydro-
2 Québec en cas d'urgence.

3 Des études d'avant-projet sont complétées ou en voie de l'être pour la
4 construction d'une attache à courant continu de type dos-à-dos de
5 1250 MW qui viendrait s'intégrer à la phase finale du nouveau poste
6 des Outaouais. Cette interconnexion remplacerait l'interconnexion
7 d'urgence décrite ci-haut et permettra de sécuriser davantage
8 l'approvisionnement électrique du Québec.

10 TTC IMPORTATION

| | (MW) | |
|--------------------------------------|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| Chats Falls-Vignan (LQ4C) | 30 | 50 |

13 TTC EXPORTATION

| | (MW) | |
|---|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| HQT-Chats Falls (LP33C+centrale) | 290 | 290 |
| HQT-Chenaux (LX2Y) | 40 | 40 |

17 iii) Réseau Beauharnois

18
19 Deux lignes d'interconnexions à 230 kV avec Hydro One proviennent
20 du poste Beauharnois 230 kV. Ces deux lignes peuvent être utilisées
21 pour exporter vers l'Ontario à partir de groupes "ilotes" de la centrale
22 de Beauharnois ou pour importer vers le Québec à partir de groupes
23 de la centrale Saunders isolés du réseau ontarien et raccordés à celui
24 d'Hydro-Québec.

1
2
3
4
5
6

La nouvelle configuration du poste Châteauguay permet dorénavant d'importer simultanément 420 MW de l'Ontario et 1000 MW de NYPA.

TTC IMPORTATION

| | (MW) | |
|--|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| St-Lawrence-Beauharnois (LB31L) | 420 | 420 |

7
8
9**TTC EXPORTATION**

| | (MW) | |
|---|------------|-------------|
| | ÉTÉ (30°C) | HIVER (0°C) |
| Beauharnois -St-Lawrence- (LB5D + LB31L) | 800 | 800 |

IX- COMPLEXE BEAUHARNOIS-CHÂTEAUGUAY-LES CÈDRES

Le complexe Beauharnois-Châteauguay-Les Cèdres (le "complexe BCC"), d'où sont alimentés des liens d'interconnexion vers le réseau d'Hydro-Québec et trois réseaux voisins (NYPA, Hydro One et CRT), est un véritable carrefour de lignes procurant à TransÉnergie une flexibilité opérationnelle exceptionnelle. La capacité maximale du BCC est de 2700 MW.

Répartition de la puissance dans le complexe BCC

Il y a 36 groupes turbine-alternateur à Beauharnois: 22 à Beauharnois Est et 14 à Beauharnois Ouest. La production totale installée est d'environ 1600 MW.

En hiver comme en été, il est possible d'aiguiller l'entière production de Beauharnois sur les lignes qui alimentent des postes d'Hydro-Québec. La production de Beauharnois qui est acheminée à Châteauguay peut de cet endroit s'écouler vers les réseaux de NYPA ou d'Hydro-Québec.

Les groupes de Beauharnois Est peuvent être tous aiguillés sur Hydro-Québec et sur NYPA. La capacité des lignes vers Châteauguay est suffisante pour transiter la totalité de la production de Beauharnois Est.

Les groupes de Beauharnois Ouest ont tous la caractéristique de pouvoir être synchronisés à NYPA, Hydro Ontario et CRT en plus d'Hydro-Québec évidemment.

1 Les futurs postes Beauharnois Est et Ouest, dont la construction a
2 débuté en 1999, permettront à peu près la même répartition de la
3 puissance mais avec un peu plus de flexibilité et moins de contraintes
4 thermiques. Également, certaines modifications du réseau à 120 kV à
5 proximité de Beauharnois visent à permettre l'importation de 400 MW
6 d'Hydro-Ontario sans passer par Châteauguay.

7
8 **CAPACITÉ DE TRANSFERT (TTC/ATC SIMULTANÉS DU**
9 **COMPLEXE BEAUHARNOIS-CHÂTEAUGUAY-LES CÈDRES)**

10
11 Il y a régulièrement des échanges avec plus d'un réseau qui se
12 déroulent en même temps au complexe BCC. L'interdépendance des
13 chemins, qui se partagent en partie les mêmes équipements et la
14 même production, implique qu'il y a un effet direct sur les autres
15 chemins lorsqu'une importation ou une exportation est réalisée sur un
16 chemin quelconque.

17
18 Ainsi, le calcul des TTC/ATC des interconnexions vers NYPA, Hydro
19 One et CRT doit tenir compte de la simultanéité des échanges
20 possibles avec ces réseaux pour être représentatif de la réalité et
21 surtout pour éviter de montrer des échanges qui ne sont pas possibles
22 physiquement. Aussi, comme il est impossible de prévoir toutes les
23 configurations d'importation et d'exportation, avec les nombreuses
24 contraintes physiques toujours présentes et l'incertitude reliée à la
25 production aux centrales, le calcul des TTC/ATC du complexe BCC
26 n'est pas entièrement automatisé.

X- CRT ET NIAGARA MOHAWK (CD1 - CD2)

L'interconnexion CRT est constituée de deux lignes biternes 120 kV reliant Hydro-Québec à Cornwall Electric et Niagara Mohawk ("NMPC"). Au Québec, les départs de lignes sont situés au poste Les Cèdres tandis qu'à NMPC les départs sont au poste Denisson dans l'état de New York. En Ontario, cinq postes appartenant à Cornwall Electric sont raccordés le long des lignes. Il existe un point de raccordement entre Ontario Hydro et Cornwall Electric au poste Rosemount. Celui-ci est ouvert et ne peut-être fermé qu'exceptionnellement.

Suite à la tempête de verglas de janvier 1998, une dérivation temporaire a été construite entre la ligne CD22 et le poste St-Polycarpe. Cette dérivation pourrait à nouveau servir à alimenter le poste St-Polycarpe au besoin.

TTC EN IMPORT ET EN EXPORT À 0 °C ET 30 °C

| | IMPORT (MW) | | EXPORT (MW) | |
|-------------------------------|-------------|--------------|--------------------------|--------------------------|
| | ÉTÉ (30 °C) | HIVER (0 °C) | ÉTÉ (30 °C) | HIVER (0 °C) |
| CRT - HQT (CD11, CD22) | 0 | 0 | | |
| HQT - CRT | | | 325⁽¹⁾ | 325⁽²⁾ |

(1) Capacité thermique de l'interconnexion.

(2) Limite déterminée par la stabilité dynamique

XI- RÉSEAU MACLAREN

Une ligne d'interconnexion à 120 kV relie de manière synchrone le réseau de MacLaren à celui d'Hydro-Québec et sert donc à l'importation aussi bien qu'à l'exportation.

Une seconde ligne à 120 kV sert aussi d'interconnexion avec le réseau MacLaren. Elle sert normalement seulement à l'importation par de groupes séparés de la centrale High Falls de MacLaren et raccordés de façon radiale à la ligne. C'est d'ailleurs une pratique courante en hiver de synchroniser deux groupes sur cette ligne pour aider à soutenir la tension au poste Mont-Laurier.

TTC EN IMPORT ET EXPORT

| | IMPORT (MW) | | EXPORT (MW) | |
|---------------------------------|-------------|-------|-------------|-------|
| | 30 °C | 0 °C | 30 °C | 0 °C |
| MacLaren-Montréal (L1101-L1104) | 250 | » 250 | » 235 | » 250 |
| MacLaren-Mont-Laurier (L1123) | 42 | 60 | 0 | 0 |

XII- CHURCHILL FALLS

1
2
3 La centrale Churchill Falls est constituée de 11 groupes pour une puissance
4 totale de l'ordre de 5600 MW. Elle est interconnectée de façon synchrone au
5 réseau de transport d'Hydro-Québec par trois lignes à courant alternatif à
6 735 kV.

7
8 Cette centrale fait partie de la zone de réglage d'Hydro-Québec. Elle est
9 gérée de la même façon que les centrales d'Hydro-Québec qui décide des
10 programmes de livraisons de leur production. Hydro-Québec est le seul
11 acheteur de cette production.

CAPACITÉ DE TRANSFERT

12
13
14
15 La capacité de transfert en provenance de la centrale, à la frontière, est de
16 5200 MW maximum.

17
18 Les échanges réels peuvent varier sans dépasser les capacités de transfert
19 applicables. Hydro-Québec accepte en principe toute la production de la
20 centrale qui n'est pas requise par CFLCo (pour leur charge locale) de
21 manière à éviter tout déversement