

Montréal, le 7 décembre 2000

Hydro-Québec  
Direction principale Projets et  
construction  
855, rue Sainte-Catherine est,  
16<sup>e</sup> étage  
Montréal (Québec) H2P 2L5

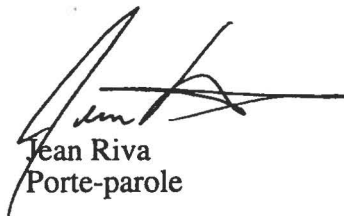
Madame Anne-Lyne Boutin  
Bureau d'audiences publiques en environnement  
Édifice Lomer-Gouin  
575, rue Saint-Amable, 2<sup>e</sup> étage  
Québec (Québec) G1R 6A6

**Objet:           Projet de ligne à 315 kV Grand-Brûlé—Vignan  
Réponses aux questions complémentaires des 23 et 30 novembre 2000**

Madame,

Nous désirons vous transmettre par la présente les réponses à plusieurs des questions complémentaires de votre Commission reçues les 23 et 30 novembre derniers. Les réponses aux questions 1, 6, 9 et 11 vous parviendront incessamment.

Nous espérons le tout à votre satisfaction et vous prions de recevoir, Madame, nos salutations distinguées.



Jean Riva  
Porte-parole

c.c. M. Normand Bell

**Projet de ligne à 315 kV Grand-Brûlé-Vignan  
par Hydro-Québec**

**Réponses aux questions du 23 et du 30 novembre 2000**

---

**Question 2**

Quels ont été les centrales, lignes et postes (incluant les interconnexions entre les réseaux d'Hydro-Québec, d'Hydro-Ontario et de McLaren) utilisés pour répondre à la demande en électricité de l'Outaouais pendant la tempête de verglas de 1998, c'est-à-dire durant l'indisponibilité des circuits 3052 et 3053 de la ligne à 315 kV Chénier-Vignan ? Quelle a été la répartition de la puissance rendue disponible par ces différents liens ?

Réponse:

Du 8 au 22 janvier 1998, le réseau de l'Outaouais est synchronisé au réseau de l'Ontario par les liens existants dans la région de Quyon (lignes P33C et Q4C). Cette situation durera en fait jusqu'au retour d'un des deux circuits de la ligne à 315 kV Chénier-Vignan.

Le débit de la rivière Gatineau est haussé au maximum pour augmenter l'énergie disponible des centrales. Toutes les centrales de l'Outaouais sont sollicitées ainsi que celles de la compagnie Maclaren. L'énergie provient aussi des liaisons avec l'Ontario dans la région de Quyon. Cette puissance totale est de l'ordre de 730 MW. Maclaren a réduit ses charges internes et l'apport maximal de ce réseau est de quelque 150 MW.

L'apport de ces centrales doit être diminué en période hors pointe pour rétablir les niveaux d'eau. Il est ainsi possible avec cette modulation de production d'alimenter une charge variant de 590 à 730 MW.

Le détail des échanges entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux canadiens se retrouvent dans le rapport de la Commission scientifique et technique chargée d'analyser les événements relatifs à la tempête de verglas de janvier 1998. En effet, au volume 3, les pages 312 et 313 (voir à l'annexe 1) brossent un portrait détaillé des échanges avec les réseaux voisins en précisant les valeurs maximales et minimales entre le 5 janvier et 6 février 1998. Les échanges entre le réseau de l'Outaouais et les réseaux de Maclaren et de l'Ontario sont clairement détaillés.

### Question 3

À la suite du verglas de 1998, est-ce que des lignes à 120 kV ont été identifiées comme des liens stratégiques dans la région de l'Outaouais ? Hydro-Québec projette-t-elle renforcer certaines de ces lignes, comme par exemple celles reliées au réseau de centrales locales ou encore celles reliées aux principaux centres de charge de la région ?

#### Réponse:

Les lignes à 120 kV de la région de l'Outaouais n'ont pas été identifiées comme liens stratégiques contrairement à la ligne projetée Grand-Brûlé - Vignan.

Plusieurs de ces lignes à 120 kV ont été construites dans les années 1920. Dans un premier temps, au cours des prochaines années, un travail de réfection sera effectué sur ces lignes (travail échelonné sur quelques années) afin de prolonger leur vie utile d'une quinzaine d'années. Dans un deuxième temps, elles devront être remplacées ou reconstruites.

Que ce soit dans le cas de réfection et encore davantage, dans le cas de reconstruction, les nouvelles normes en terme de charge climatique seront appliquées. Or, celles-ci sont supérieures à celles qui prévalaient au début du vingtième siècle.

### Question 4

Pour chacune des centrales d'Hydro-Québec dans la région de l'Outaouais de même que pour Carillon, Les Cèdres et Beauharnois, quelle partie de la puissance installée est dédiée à des besoins spécifiques (production dédiée ou charge dédiée) au Québec, en Ontario ou aux États-Unis et comment ces contraintes évolueront à court, moyen ou long terme ?

#### Réponse:

Les centrales de l'Outaouais sont toutes normalement dédiées au réseau d'Hydro-Québec, pour un total de quelque 600 MW. La plupart des centrales ont aussi la particularité de pouvoir être reliées, en tout ou en partie, au réseau de l'Ontario pour saisir des opportunités d'affaires. Normalement, il n'y a pas de besoin ou de contrainte spécifique qui justifie une exploitation particulière à l'une ou l'autre de ces centrales, ni maintenant, ni dans le futur.

La centrale Carillon est toujours reliée au réseau de TransÉnergie car il n'y a pas de lien existant vers un réseau voisin dans ses installations. Aucun changement n'est anticipé.

La centrale Les Cèdres est parfois raccordée en tout ou en partie au réseau Cedars Rapid Transmission (CRT) pour livrer de l'énergie à Cornwall Electric ou à Niagara Mohawk. Autrement, son énergie est acheminée sur le réseau de TransÉnergie sans contrainte particulière.

La centrale Beauharnois peut être configurée de manière à écouler sa production sur un ou plusieurs réseaux à la fois (TransÉnergie, Ontario, CRT, New York Power Authority). Selon les conditions du réseau, il peut y avoir une partie de la production de la centrale devant demeurer raccordée au réseau de TransÉnergie. Dans ce cas, les groupes de la centrale concernés ne sont pas disponibles pour des transactions avec un autre réseau. Tout nouveau projet de transport, ou encore client d'importance, peut influencer la gestion des groupes du complexe Beauharnois.

Pour ce qui est de l'évolution des contraintes, il est très difficile d'anticiper. L'ouverture éventuelle des marchés de gros et de détail en Ontario amènera sûrement des changements. Plusieurs entités de production voudront sans doute participer à ce nouveau marché ce qui affectera les capacités de transport dans divers endroits des réseaux.

Quant aux états américains limitrophes au Québec, l'ouverture au marché de détail ne semble pas envisagée. Mais comme en Ontario ou dans les réseaux électriques en général, l'installation de nouveau complexe de production peut modifier les capacités de transport.

### **Question 5**

Quelles seraient les modifications requises au réseau de lignes à 120 kV partant de la centrale de Carillon pour réaliser une connexion d'urgence avec le poste Petite-Nation ? Quelle puissance pourrait être transitée par une telle connexion?

#### Réponse:

La ligne n° 1118 relie les postes Calumet et Lafontaine. Le poste Calumet est toutefois alimenté du poste de la Petite-Nation par la ligne n° 1111. La ligne n° 1118 passe à proximité du poste Lachute, lui-même raccordé à la centrale Carillon par la ligne n° 1126. Une bretelle d'urgence (départ de ligne, sectionneurs, etc.) à 120 kV devrait être ajoutée au poste Lachute pour permettre un raccordement de la ligne n° 1118, et ainsi créer la liaison entre la centrale Carillon et le poste de la Petite-Nation.

Il n'y a toutefois pas d'intérêt à créer une telle modification. En effet, cette liaison existe par le biais du poste Lafontaine. De plus, il n'y a pas nécessairement d'intérêt à relier la centrale Carillon étant donné la présence dans ce secteur de plusieurs postes de transport aptes à fournir une grande quantité d'énergie.

La ligne n° 1118 longe la ligne à 315 kV Chénier - Vignan: elle est dans un même axe géographique. Cette ligne à 120 kV est mécaniquement très faible: elle est montée entre autres sur poteaux de bois uniques. Elle s'apparente en quelque sorte à une ligne de distribution. Avant de renforcer, de reconstruire, de doubler la ligne n° 1118 et éventuellement la ligne n° 1111, pour rejoindre le poste de la Petite-Nation, Hydro-Québec aurait choisi d'effectuer de telles modifications sur la ligne Chénier - Vignan. Cette approche aurait pu, par le fait même, rejoindre le poste Vignan, et ainsi, la grande agglomération de Gatineau - Hull.

Or, Hydro-Québec privilégie le bouclage du réseau à 315 kV de l'Outaouais. Ce bouclage repose sur des exigences de sources distinctes, d'axes géographiquement distincts et naturellement, Hydro-Québec doit être en mesure de gérer les éléments de la boucle.

La capacité thermique à 0°C de la ligne n° 1118 est de 75 MVA et 150 MVA pour les lignes n° 1111 et n° 1126. La capacité pratique se situe en deçà de ces valeurs limites.

### Question 7

Quel est l'écoulement de puissance en conditions hors pointe et de pointe dans les postes reliés à la ligne à 315 kV existante (postes Vignan et Petite-Nation) et dans les principaux postes à 120 kV de la région par exemple ceux de l'axe Quyon-Lucerne-Touraine, ceux de l'axe Paugan-Wakefield-Chelsea-Rapides-Farmers et ceux de l'axe Vignan-Gatineau-Templeton-McLaren-Buckingham-Petite-Nation ?

#### Réponse:

Vous trouverez ci-joints (voir annexe 2) les deux scénarios de répartition des puissances demandés. Les scénarios présentés peuvent varier en fonction du contexte commercial sur des bases horaire, journalière, etc.

Les scénarios représentent une image du réseau, à un instant donné. Le scénario de pointe correspond à une image prise lors de la pointe du réseau provincial.

Sur chacune des lignes, deux nombres apparaissent en général à chacune des extrémités. Ces deux nombres représentent la puissance active (MW) et la puissance réactive (Mvar).

### Question 8

Quelle est la puissance de transit maximale des lignes à 120 kV entre les postes Grand-Brûlé, Mont-Laurier et Maniwaki ? Ces lignes ont-elle été utilisées pour alimenter une partie de la charge en Outaouais durant le verglas ? Est-ce que la puissance transitée par ces lignes pourrait être augmentée en changeant par exemple les conducteurs, en augmentant le nombre de phases, etc. ?

#### Réponse:

Actuellement, la capacité de transport maximale des lignes à 120 kV entre les postes Grand - Brûlé, Mont - Laurier et Maniwaki est de quelque 80 MW. Cette puissance sera entièrement requise par le poste Maniwaki en 2005. Étant donné la distance significative (175 km) séparant les postes Grand-Brûlé et Maniwaki, le réseau à 120 kV est fortement sollicité et des problèmes de régulation de tension apparaissent.

En 2005, il faudra ajouter des équipements au poste Maniwaki afin de rehausser la tension et ainsi pouvoir assurer le transit des 8 MW additionnels prévus pour le réseau de Maniwaki entre 2005 et 2015.

Ce réseau à 120 kV est déjà fortement sollicité et on constate que des ajouts d'équipements n'augmentent guère la capacité de transport. Pour combler des besoins beaucoup plus grands, de centaines de mégawatts, tels ceux de l'Outaouais, il faudrait avoir recours à un autre niveau de tension. Un réseau à 120 kV n'est pas apte à alimenter d'importants centres de charges sur de longues distances. De plus, un ajout de conducteurs ou encore de phases entraînerait des charges mécaniques additionnelles substantielles, nécessitant la reconstruction de cette ligne.

Durant le verglas de 1998, le poste du Grand-Brûlé n'a pas alimenté la région de l'Outaouais via la ligne à 120 kV passant par les postes Mont-Laurier et Maniwaki. Cette ligne étant d'une capacité de transport limitée, il était alors préférable de synchroniser le réseau de l'Outaouais avec celui de l'Ontario dans la région de Quyon.

### **Question 10**

Au cours des séances publiques de la deuxième partie, des intervenants ont souligné qu'une puissance minimale de 10 % serait requise pour faire fonctionner le poste de conversion de l'Outaouais. La commission souhaite que vous éclairciez cet aspect. Expliquer la différence entre la tension de référence et la puissance minimale requise pour maintenir le poste de conversion de l'Outaouais en opération ?

#### **Réponse:**

Un poste de conversion est exploité de manière générale dans une plage comprise entre 10% et 100% de sa puissance nominale. Autrement dit, il ne serait pas exploité à 5% de sa puissance nominale, des contraintes techniques de fonctionnement étant alors omniprésentes. Le poste de l'Outaouais est composé de deux unités de conversion de 625 MW. Chacune de celles-ci pourra être exploitée dans une plage comprise entre 62,5 MW et 625 MW.

Par ailleurs, un poste de conversion muni d'équipements à commutation naturelle, comme dans le cas du poste de l'Outaouais, nécessite que le réseau récepteur ait une tension de référence robuste, de bonne qualité. En effet, le passage du courant continu au courant alternatif nécessite une onde de tension de qualité, particulièrement dans le réseau récepteur, afin d'éviter des courts-circuits entre les phases (ratés de commutation) sur le réseau à courant alternatif.

La qualité de la tension de référence s'évalue notamment par l'amplitude du courant de court-circuit en un point électrique du réseau. L'amplitude du courant de court-circuit étant elle-même dictée par l'impédance du réseau. Le produit du courant de court-circuit par la tension du réseau est appelé niveau de court-circuit ou encore, puissance de court-circuit. Seules les machines

tournantes contribuent au niveau de court-circuit. Elles fournissent en quelque sorte une inertie de tension.

Ainsi, même lorsque que le poste de conversion est exploité à faible puissance (par ex., à 10% de sa puissance nominale), il a besoin d'une tension de référence de bonne qualité de façon à assurer un fonctionnement fiable et sécuritaire.

Comme nous l'indiquions, l'ajout de machines tournantes dans la région de l'Outaouais contribuerait à raffermir le niveau de court-circuit, ou la puissance de court-circuit. Par contre, pour équivaloir à la contribution que procure la ligne Chénier-Vignan à ce même niveau de court-circuit, il faudrait bien au-delà de 600 MW de production. Or, en ayant ces 600 MW, les besoins en puissance seraient déjà entièrement comblés localement par cette production additionnelle.

### Question 12

Quel est l'état d'avancement des projets d'Hydro-Québec dans la région de l'Outaouais qui sont décrits dans les schémas d'aménagement de la CUO, de la MRC des Collines-de-l'Outaouais et de la MRC de Papineau ? Ces projets concernent l'agrandissement, la réfection ou la reconstruction de postes à 120 kV (document déposé DB31, section 7.1.1), la construction, la relocalisation, le démantèlement et la reconstruction de lignes à 120 kV (documents déposés DB47, p. 127 et DB41, p. 11-3), ainsi que la réhabilitation des centrales Chelsea et Rapides-Farmers (document déposé DB47, p. 127).

### Réponse:

MRC	Projet	Commentaires
MRC Papineau	Remplacement de la ligne 120 kV Petite-Nation-Masson	Projet complété
	Projet 14 <sup>e</sup> ligne	Projet annulé
MRC Les-Collines-de-l'Outaouais	Remplacement de la ligne à 120 kV Lucerne-Quyon	Projet complété au printemps 1998
	Démantèlement de la ligne monoterne entre la centrale Paugan et le poste Quyon	Projet à venir
	Réhabilitation des centrales de Chelsea et de Rapides-Farmers	Poste intégrateur (Chelsea et Rapides-Farmers 1997)  Réhabilitation de la centrale des Rapides-Farmers, à raison d'un groupe par année, débuté en 1997, fin prévue en 2001.
CUO	Agrandissements des postes Touraine et Buckingham	Complétés
	Poste des Rapides-Farmers	Poste intégrateur (Chelsea et Rapides-Farmers 1997)
	Reconstruction du poste Gatineau	Reportée
	Remplacement de la ligne à 120 kV Lucerne-Quyon	Projet complété (1998)

**ANNEXE 1**

Tableau 7

## Les échanges avec les réseaux canadiens voisins

Date	Réseaux canadiens voisins											
	Alcan		Énergie Nouveau-Brunswick		McLaren		Ontario Hydro Beauharnois		Ontario Hydro Laurentides		Ontario Hydro Akikibi	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
	MW											
98-01-05	-154	72	120	1 029	-3	52	-168	498	-46	3	-42	32
98-01-06	-185	37	129	855	-26	45	-170	4	-59	1	-43	-4
98-01-07	-55	69	13	892	-4	56	-168	5	-46	13	-57	19
98-01-08	-197	3	90	705	-108	51	-6	-	-133	40	-13	36
98-01-09	-162	33	46	749	-83	3	-6	-	-152	-25	-8	38
98-01-10	-96	31	34	737	-78	-24	-6	-	-153	-8	-38	-21
98-01-11	-79	4	34	606	-104	-39	-6	-	-195	31	-38	-
98-01-12	-44	25	47	753	-124	-	-6	-	-209	62	-48	-22
98-01-13	-200	56	52	942	-130	-15	-6	-	-125	10	-44	-22
98-01-14	-90	55	45	1 079	-129	-75	-6	-	-184	-38	-45	6
98-01-15	-32	57	281	1 047	-120	-53	-6	-	-189	-120	-64	-37
98-01-16	-233	48	218	1 005	-94	-50	-6	-	-183	-14	-61	-23
98-01-17	-87	11	139	569	-67	-30	-6	-	-173	12	-61	-20
98-01-18	-90	1	28	547	-59	-28	-6	-	-167	-50	-63	-35
98-01-19	-143	24	81	781	-73	-7	-6	-	-139	-10	-65	-20
98-01-20	-89	-17	44	595	-82	8	-6	-	-143	-11	-48	-
98-01-21	-122	10	22	723	-78	-11	-6	-	-151	-44	-46	-19
98-01-22	-70	53	161	1 048	-102	-17	-6	-	-132	-12	-62	-24
98-01-23	-237	68	125	1 017	-24	6	-6	-	-36	1	-44	-
98-01-24	-102	4	96	768	44	81	-6	-	-35	1	-45	-6
98-01-25	-100	27	29	679	41	81	-6	-	-45	2	-48	-7

Tableau 7

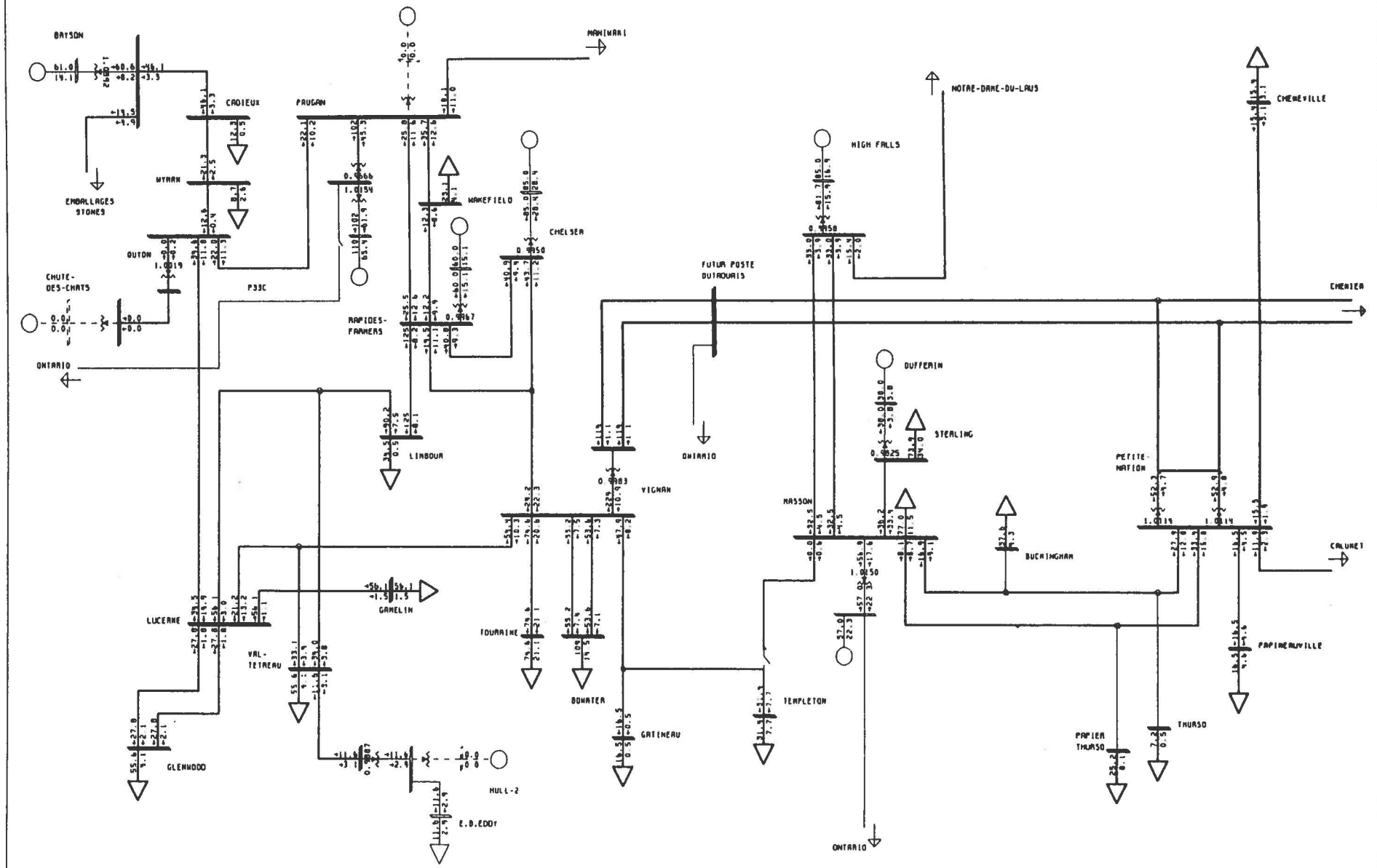
Les échanges avec les réseaux canadiens voisins (suite)												
Date	Réseaux canadiens voisins											
	Alcan		Énergie Nouveau-Brunswick		McLaren		Ontario Hydro Beauharnois		Ontario Hydro Laurentides		Ontario Hydro Abitibi	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
MW												
98-01-26	-251	38	34	961	47	76	-6	-	-45	4	-64	12
98-01-27	-424	31	362	934	47	77	-6	-	-35	90	-59	19
98-01-28	-259	53	183	910	59	83	-6	-	-35	14	-51	7
98-01-29	-220	9	129	864	40	66	-6	-	-58	2	-54	-15
98-01-30	-151	3	44	883	46	66	-6	-	-35	3	-56	-23
98-01-31	-56	9	34	580	46	56	-6	-	-36	2	-28	2
98-02-01	-90	47	278	773	44	56	-6	-	-36	-	-36	4
98-02-02	-152	-3	264	936	38	54	-6	-	-35	92	-42	12
98-02-03	-143	10	180	768	21	57	-6	-	-35	5	-62	17
98-02-04	-125	39	174	784	-8	66	-6	-	-36	13	-42	19
98-02-05	-91	79	168	880	30	80	-6	-	-43	91	-42	20
98-02-06	-135	52	121	852	36	65	-6	-	-44	90	-40	28

Notes:

- a) Le signe - indique une importation d'électricité
- b) L'interconnexion avec le réseau privé de la compagnie Alcan situé dans la région Saguenay-Lac-Saint-Jean se fait par l'intermédiaire de la ligne n° 3096 à 345 kV à partir du poste Dehale et de la ligne n° 2325 à 240 kV à partir du poste Île Malgoue
- c) L'interconnexion avec la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick se fait à partir du poste Madawaska par les lignes n° 3114 à 345 kV et n° 3113 à 315 kV et à partir du poste Matapédia par les circuits 2101 et 2102 à 230 kV
- d) L'interconnexion avec le réseau privé de la compagnie McLaren se fait à partir des lignes 1101 et 1123 à 120 kV
- e) L'interconnexion avec Ontario Hydro à partir de la centrale de Beauharnois se fait par les circuits BSD et B31L à 230 kV
- f) L'interconnexion avec Ontario Hydro au niveau des Laurentides se fait par les lignes P33C, O4C et X2Y à 120 kV
- g) L'interconnexion avec Ontario Hydro au niveau de l'Abitibi se fait à partir des lignes H4Z et O4Z à 120 kV

Source: TransÉnergie, *Bilan des échanges nets sur les interconnexions*, 5 janvier au 6 février 1998, 20 juillet 1998, TransÉnergie, *Schéma d'exploitation - Réseau de transport et réseaux de répartition*, mise à jour 1<sup>er</sup> décembre 1997, et A. Wyatt, *Electric Power Challenges and Choices*, 1988

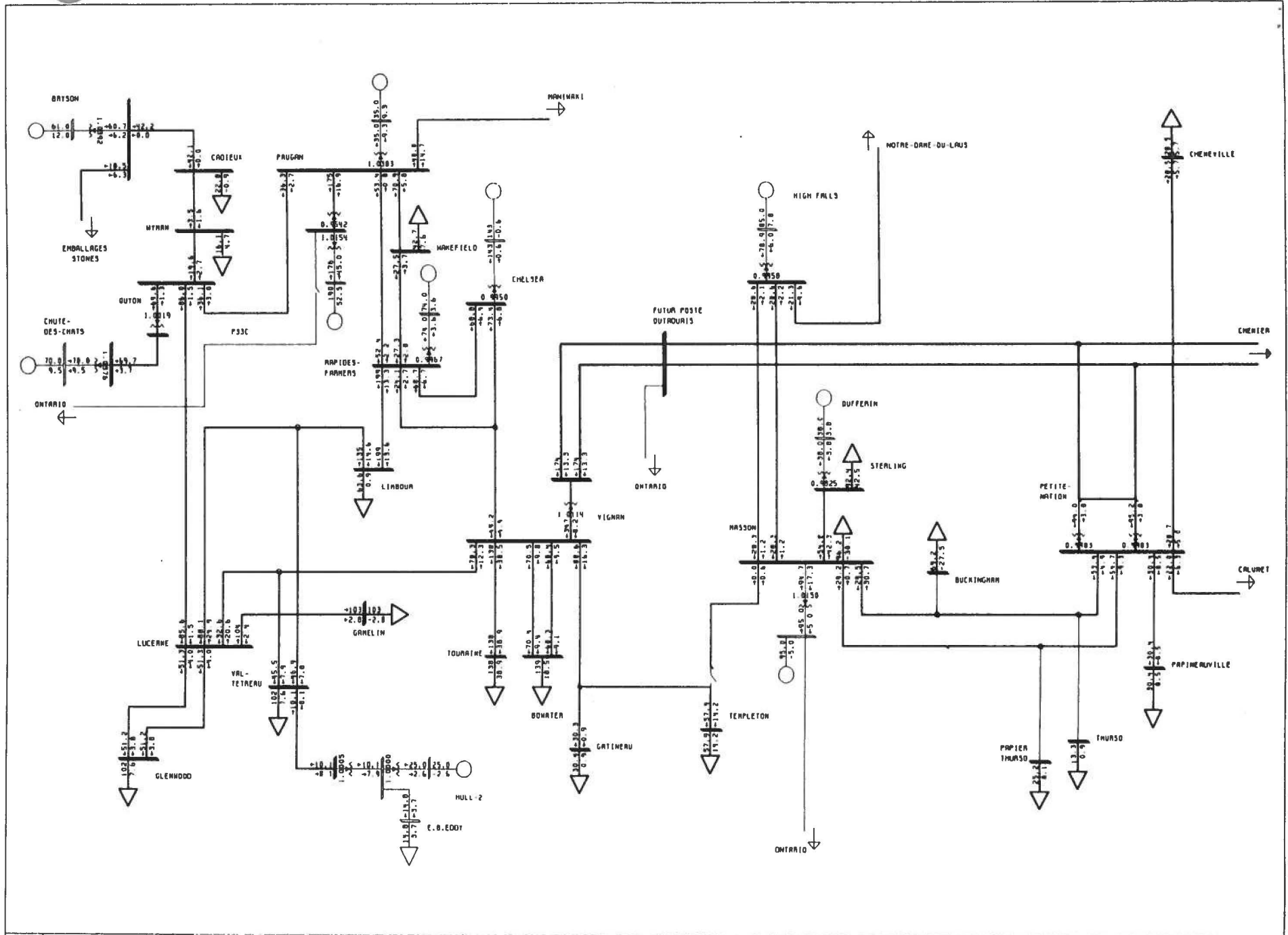
**ANNEXE 2**



REBEAU HORS POINTE  
 TUE, DEC 05 2000 15:20

115% RATED  
 0.7500V 110.00V  
 1.00 1.00  
 1.00 1.00  
 1.00 1.00

BUS - VOLTAGE (KV)  
 M/MIN M/MAX  
 L/U/I/P/L/N/T M/M/MV/M



RESEAU POINTE  
 TUE, DEC 05 2000 15:23

0.0000  
 0.0000  
 0.0000

REP. VAN DER BRV  
 EQUIPEMENT MM/MVHH