

T

D

Appel d'offres du Distributeur

Rapport technique

Évaluation des coûts génériques relatifs au réseau de transport principal

Préparé par : Programme et Stratégies du réseau principal
 Direction Planification et Développement des actifs
 TransÉnergie

Le 20 décembre 2001

Table des matières

	PAGE
1. INTRODUCTION.....	1
2. LE PROCESSUS ET LES ZONES D'INTÉGRATION	2
3. RÉSEAU DE BASE ET HYPOTHÈSES	4
3.1 Réseau de base.....	4
3.2 Description du réseau de base.....	5
3.3 Le critère de conception du réseau de transport.....	6
4. ÉTUDES TECHNIQUES DES SCÉNARIOS D'INTÉGRATION	7
4.1 Caractéristiques des installations de compensation série	7
4.2 Intégration de 1000 MW aux postes Chissibi, Némiscau, Chibougamau et La Vérendrye	8
4.3 Intégration de 1000 MW aux postes Montagnais, Arnaud	11
et Micoua	
4.4 Intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane.....	14
4.5 Intégration de 1000 MW au poste Chénier.....	15
4.6 Intégration de 1000 MW au poste Lévis.....	16
4.7 Particularités associées au comportement du complexe Churchill.....	17
4.8 Sommaire des coûts génériques pour l'intégration de 1000 MW au réseau de transport.....	18
5. DÉTERMINATION DES COÛTS GÉNÉRIQUES DE TRANSPORT	20

ANNEXE 1 : BILAN OFFRE DEMANDE

ANNEXE 2 : ÉCOULEMENT DE PUISSANCE ET CARACTÉRISTIQUES DES
INSTALLATIONS DE COMPENSATION SÉRIE

LISTE DES FIGURES

- Figure 1Zones d'étude pour l'addition de nouvelles ressources
- Figure 2Réseau de base – Réseau de pointe 2005-2006
- Figure 3Intégration de 1000 MW au poste Chissibi
- Figure 4Intégration de 1000 MW au poste Némiscau
- Figure 5Intégration de 1000 MW au poste Chibougamau
- Figure 6Intégration de 1000 MW au poste La Vérendrye
- Figure 7Intégration de 1000 MW au poste Montagnais
- Figure 8Intégration de 1000 MW au poste Arnaud
- Figure 9Intégration de 1000 MW au poste Micoua
- Figure 10Intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane
- Figure 11Intégration de 1000 MW au poste Chénier

LISTE DES TABLEAUX

- Tableau 1 Modifications aux installations de compensation série
- Tableau 2 Équipements additionnels requis pour l'intégration de 1000 MW aux postes Montagnais, Arnaud et Micoua
- Tableau 3 Modifications aux installations de compensation série
- Tableau 4 Coûts génériques pour chaque poste d'intégration relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1000 MW sur le réseau principal (en dollars 2001)
- Tableau 5 Coûts génériques relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1000 MW sur le réseau principal (en dollars 2007)

1. Introduction

Le Distributeur, responsable de l'approvisionnement en électricité pour la clientèle québécoise, compte lancer prochainement un appel d'offres dans le but d'assurer la fourniture d'environ 1000 MW de nouvelle production pour satisfaire les besoins réguliers du Québec à l'horizon 2007.

À la demande de la direction Approvisionnement en électricité et conformément à la méthode convenue entre le Distributeur et TransÉnergie, TransÉnergie a évalué la sensibilité du réseau de transport principal à l'implantation de ces nouvelles sources de production et produit des coûts génériques relatifs aux modifications requises au réseau principal de TransÉnergie. Les résultats de cette étude seront joints à l'appel d'offres du Distributeur à titre d'information de base pour les soumissionnaires et utilisés ultérieurement pour la classification préliminaire des propositions reçues.

Le but du présent rapport est de consigner les différentes hypothèses et résultats de l'étude technique ayant permis d'établir les coûts génériques présentés au Distributeur.

Dans un premier temps, le rapport présente les dix (10) scénarios d'intégration analysés et décrit brièvement le processus d'étude entamé entre le Distributeur et TransÉnergie. Par la suite, il énonce les principales hypothèses de l'étude concernant la répartition de la charge, de la production et de la réserve telle que requise pour l'établissement du réseau de base.

La quatrième section du rapport résume les études techniques pour chacun des scénarios d'intégration et décrit les modifications à apporter au réseau afin de respecter les exigences de fiabilité en vigueur. Une estimation des coûts de ces nouveaux équipements est ensuite présentée. Le comportement particulier du complexe Churchill, commun à tous les scénarios, est traité à la fin de cette section.

Un sommaire présentant l'ensemble des coûts d'intégration se retrouve à la dernière section du rapport.

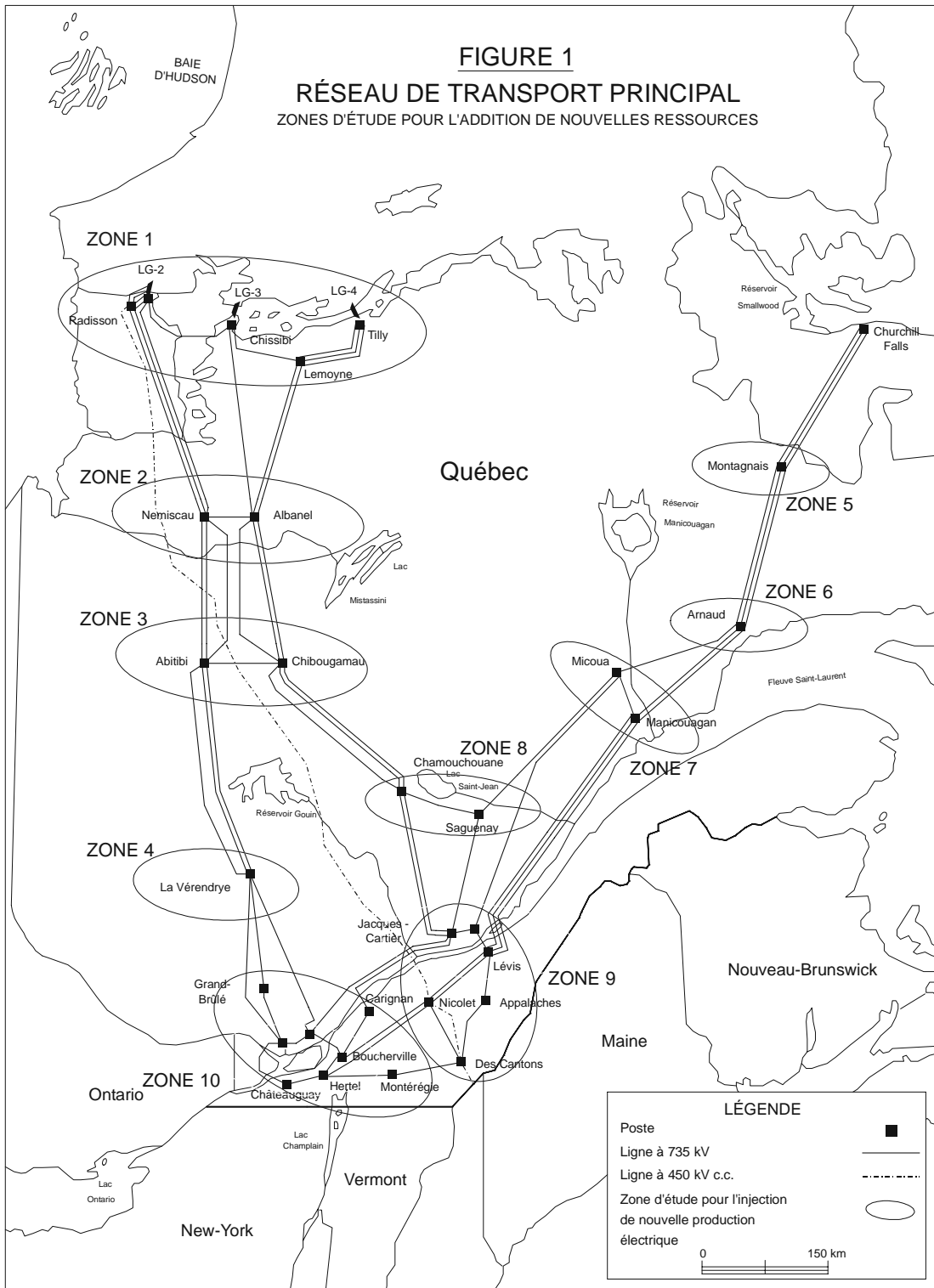
2. Le processus et les zones d'intégration

Les coûts génériques relatifs à l'évaluation des renforcements et modifications requises au réseau principal visent à traduire le degré de sensibilité du réseau face à l'intégration de nouvelles sources de production. Il a été convenu avec le Distributeur que ces coûts, fournis avant le lancement de l'appel d'offres du Distributeur, feront partis de cet appel d'offres et seront utilisés dans le processus de sélection préliminaire des offres reçues pour la composante coût de transport principal.

Ne connaissant ni la localisation ni le volume de puissance des ressources futures, le Distributeur et TransÉnergie ont convenu de l'approche suivante :

- Le Distributeur informe le Transporteur des besoins de puissance anticipés pour l'alimentation de la charge locale.
- Le Transporteur considère que tous les nouveaux besoins seront comblés par une seule et même source fictive de production.
- Cette source unique est déplacée à différents points stratégiques du réseau et le Transporteur évalue les modifications et les besoins de renforcement requis au réseau afin de permettre d'acheminer la puissance additionnelle vers la charge tout en respectant les exigences de fiabilité en vigueur.
- La figure 1 présente le réseau de transport principal et les zones d'intégration de la source fictive. Dix zones stratégiques ont été identifiées et un poste d'intégration a été retenu pour chacune de ces zones. Dans le cadre de cet appel d'offres, la production de la nouvelle source a été fixée à 1000 MW par le Distributeur.
- L'ensemble des modifications et des besoins de renforcement est traduit en coûts génériques. Dans le processus d'appel d'offres, ces coûts seront appliqués proportionnellement à tout volume de production proposé à un point d'intégration donné, que ce volume soit égal ou inférieur à celui de la source fictive. Ces coûts représenteront donc soit les besoins de renforcement nécessaires dans le cas où les limites de capacité de transport actuelles seraient dépassées par l'addition de nouvelles ressources injectant en ce point soit, dans le cas contraire, la perte de marge sur cette capacité.

Cette approche permet d'obtenir un coût générique pour le réseau de transport principal. Les propositions retenues devront faire l'objet d'une analyse individuelle pour préciser les coûts d'intégration locaux (notamment au niveau des réseaux régionaux et si il y lieu au niveau des réseaux de distribution) de même que les coûts associés aux pertes ainsi que les coûts évités s'il y a lieu.



3. Réseau de base et hypothèses

Une étude visant à déterminer les coûts génériques reliés à l'intégration de 1000 MW en 10 endroits différents du réseau de transport requiert que certains paramètres soient fixés à l'étape initiale et ne soient pas modifiés en cours d'étude si on veut s'assurer que les solutions soient comparables entre elles. Ces principaux paramètres sont :

- le réseau de base, auquel on ajoutera la production de 1000 MW, en incluant les scénarios de l'offre et de la demande ;
- le critère de conception du réseau de transport, fixant le niveau de fiabilité exigé et à partir duquel on détermine si des additions ou des modifications sont requises aux équipements du réseau principal ;
- les hypothèses, les données et les façons de faire sur lesquelles se basent les simulations et les études techniques.

Au cours de cette étude, une grande attention a été portée à cet ensemble de paramètres afin d'en assurer une application uniforme et équitable dans tous les scénarios d'intégration de production étudiés. La figure 2 illustre les 10 postes sélectionnés pour l'intégration de la nouvelle production de 1000 MW.

3.1 Réseau de base

Le réseau de base est le réseau de référence à partir duquel vient se greffer la production additionnelle de 1000 MW à étudier. Le réseau de base utilisé pour cette étude est le réseau prévu à la pointe de charge 2005-2006 et est dérivé du dernier réseau annuel disponible à l'automne 2001. L'ensemble des données (lignes, transformateurs, machines synchrones, compensateurs) est conforme à la base de données officielle de TransÉnergie.

Les besoins globaux à satisfaire pour la pointe de charge 2005-2006 sont de 34 846 MW et sont composés des besoins en puissance (34 474 MW) associés au volume d'énergie patrimoniale de 165 TWh tels que fournis par la direction Planification et contrôle d'Hydro-Québec Distribution auxquels on ajoute 372 MW de vente ferme engagée sur les marchés externes. L'annexe 1 détaille les composantes principales de la demande de même que le bilan des échanges avec les réseaux voisins.

Pour faire face à cette demande et aux exigences concernant la réserve d'exploitation (synchrone, 10 et 30 minutes), nous disposons d'une offre globale de 37 682 MW, incluant les achats avec les réseaux voisins (Churchill Falls, Alcan, NB Power). L'annexe 1 présente les principaux moyens d'offres de même le bilan détaillé offre-demande. Signalons finalement, que la puissance interruptible ne fait pas partie de ces moyens d'offre parce qu'elle n'est jamais prise en compte dans la conception du réseau de transport principal.

Le réseau de pointe 2005-2006 a été réalisé en observant les règles suivantes :

- Les besoins globaux sont comblés en utilisant en premier les centrales hydrauliques les plus éloignées de la charge et en terminant, si requis, par les centrales thermiques situées dans la région de Montréal. Cette hypothèse, utilisée dans toutes les études de conception de réseau, nous assure qu'il sera toujours possible de transiter la totalité de la puissance des centrales éloignées sur la plus longue distance possible.
- Le parc de production du réseau de base inclut une réserve synchrone de 1000 MW. Cette réserve est répartie au prorata de la puissance de chaque centrale parmi toutes les centrales hydrauliques d'Hydro-Québec en service (les centrales thermiques et les centrales des réseaux voisins interconnectés (Alcan, Maclaren, CFLCO) ne participent pas à la réserve synchrone).

Finalement, pour chacun des 10 scénarios d'addition de nouvelle source de 1000 MW, l'équilibre production / charge a été maintenue par l'augmentation de la charge associée à de nouveaux besoins réguliers du Québec.

3.2 Description du réseau de base

La figure 2 illustre le réseau de base 2005-2006 qui englobe le parc de production mentionné précédemment et illustre les équipements stratégiques qui en constituent l'ossature principale. On retrouve le :

- **Réseau Nord-Ouest**

Le réseau Nord-Ouest intègre la production du complexe Baie James, soit 15 523 MW. Cet axe de réseau comprend 6 lignes 735 kV compensées série à un taux variant entre 20 % et 40 % de même qu'une ligne courant continu à 450 kV. Ce lien est exploité en mode synchrone et transporte 2200 MW à partir du poste Radisson qui sont injectés directement au poste Nicolet.

- **Réseau Nord-Est**

La mise en service de la centrale Sainte-Marguerite porte à 12 962 MW la production intégrée par le réseau Nord-Est. La production de la centrale Churchill Falls est intégrée sur trois lignes 735 kV jusqu'au niveau Manic - Micoua. Le réseau comprend ensuite cinq lignes à 735 kV jusque dans la région de Québec. La compensation série installée dans cette partie du réseau varie entre 17 % et 40 %.

- **Réseau Québec-Montréal**

Comparativement au réseau actuel, le réseau de base intègre une nouvelle ligne à 735 kV d'environ 145 km entre les postes Des Cantons et Hertel qui s'ajoute aux quatre lignes existantes. Cette ligne, dont la mise en service est planifiée pour 2003, vise à accroître la sécurité d'alimentation dans les régions de Montréal et de la Montérégie.

L'étude d'écoulement de puissance correspondant à ce réseau de base est fournie à l'annexe 2. La figure 2 résume les transits sur les principaux axes du réseau de transport qui sont soumis à des limitations et qui sont supervisés dans l'exploitation continue du réseau.

3.3 Les critères de conception du réseau de transport

Les études de comportement de réseau sont encadrées par les critères de conception du réseau de transport principal. Ces critères, en accord avec les critères de fiabilité en vigueur dans le nord-est de l'Amérique (NPCC), sont décrits dans le document « Les critères de conception du réseau de transport principal, publié par la Direction Planification et Développement des actifs à TransÉnergie ».

Ce document énonce les critères à utiliser pour le développement des installations. Ces critères servent donc à déterminer la quantité d'équipement requis pour atteindre le niveau de fiabilité attendu du réseau. Ce document précise aussi les règles à suivre dans la conception des installations ainsi que les règles relatives aux études de réseaux. Il regroupe donc les hypothèses les plus importantes relatives à la réalisation des études de simulation de réseau (écoulements de puissance et stabilité).

Les prescriptions du critère de conception du réseau de transport ont été intégralement et uniformément appliquées et respectées lors de la réalisation de l'étude de chacun des 10 scénarios d'intégration.

Figure 2

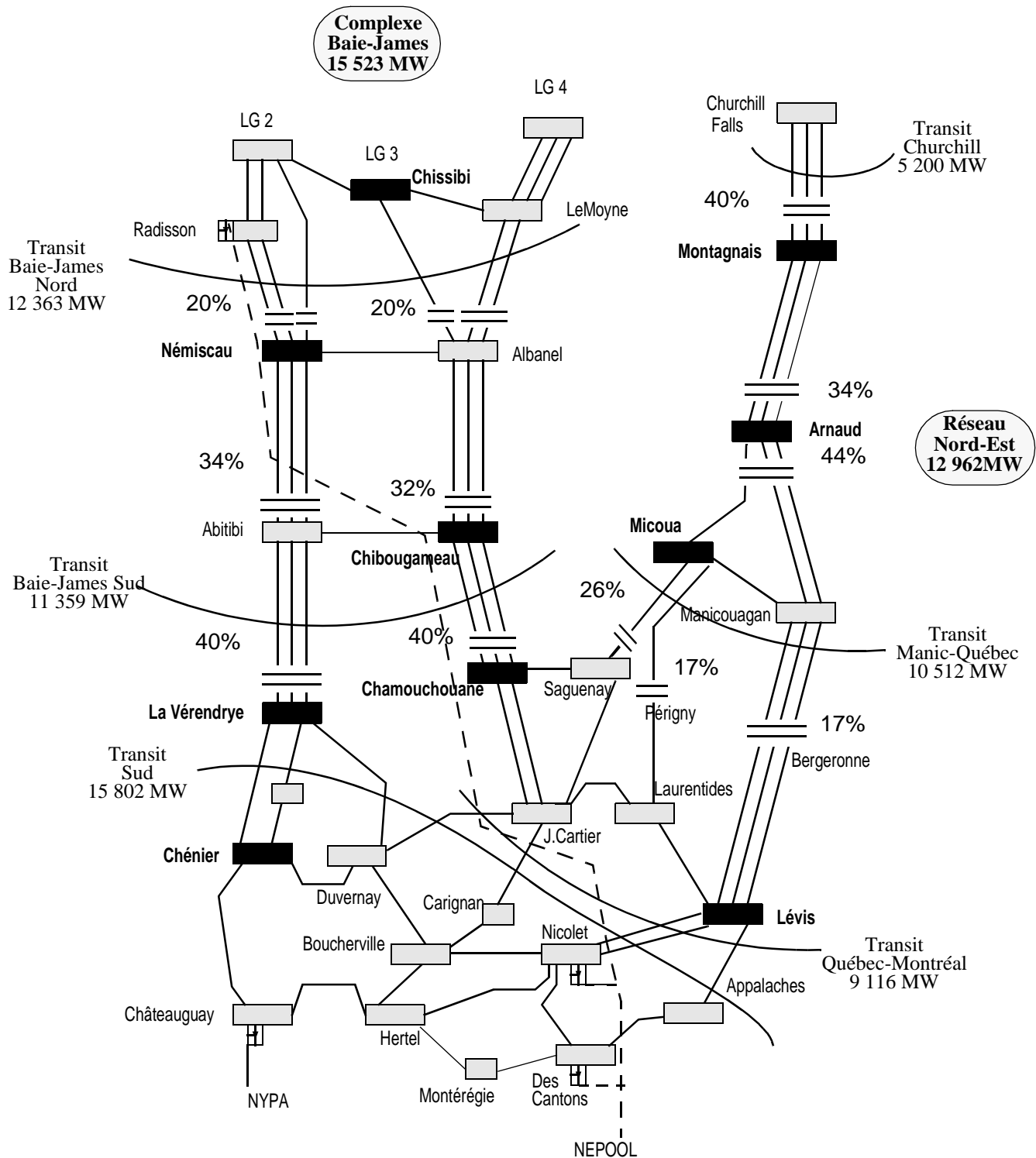
Réseau de pointe 2005-2006

-Réseau de base:

- Besoins globaux correspondant à la charge patrimoniale de 165 TWh ainsi qu'aux ventes engagées (372 MW).
- Moyens patrimoniaux - horizon 2005-2006 (incluant SM-3 et réfection de Grand-Mère)

-Nouvelle production :

- Postes sélectionnés pour l'intégration de 1000 MW indiqués par ■



4. Études techniques des scénarios d'intégration

La présente section résume les principaux résultats des études techniques réalisées pour chacun des 10 scénarios d'intégration présentés à la section 2. Signalons tout d'abord qu'aucune ligne additionnelle n'est requise pour aucun de ces scénarios d'intégration, seul des ajustements à la compensation série et shunt sont nécessaires.

La section 4.1 présente les éléments importants dans l'évaluation de la compensation série. Dans les sections subséquentes, on résume, pour chacun des scénarios, les résultats des études de comportement dynamique du réseau de transport, les modifications requises aux équipements de compensation série ainsi que l'évaluation économique associée aux additions requises au réseau de transport.

Il faut rappeler que, dans chaque scénario d'intégration, la nouvelle production de 1000 MW est intégrée directement au niveau du 735 kV des postes de transport du réseau de TransÉnergie. L'évaluation économique réalisée ici n'inclut donc pas les coûts d'intégration locale ni les coûts reliés aux autres problématiques d'intégration locales telles que l'augmentation du niveau de court-circuit sur ces réseaux et les réseaux régionaux.

Finalement, la section 4.7 décrit certaines particularités liées à la capacité de transport de la section Churchill - Manicouagan du réseau commune à tous les scénarios d'intégration.

4.1 Caractéristiques des installations de compensation série

Les caractéristiques nominales des équipements de compensation série existants peuvent devenir limitatives lorsque de nouvelles sources de production sont intégrées au réseau. La localisation et la quantité de production de ces nouvelles sources sont les principaux facteurs qui influencent les caractéristiques des équipements de compensation série existants, caractéristiques devant être réévaluées lors de l'ajout de production. Les deux principaux aspects à considérer lors de ce type d'étude sont résumés ici.

- **Le courant nominal des batteries de condensateurs série**

L'addition d'une nouvelle centrale modifie l'écoulement de puissance dans le réseau et par le fait même le courant circulant dans les batteries de condensateurs série. Le courant nominal des batteries doit respecter la plus sévères des exigences suivantes:

- Courant nominal dans les conditions normales d'opération pour le réseau à l'état N, Pn (réseau à la pointe, avec tous les équipements en service).

-
- 1,5 fois le courant nominal suite à la perte d'une ligne dans un réseau à l'état N, Pn.
 - Courant nominal dans les conditions normales d'opération pour le réseau à l'état (N-1)-1500 (réseau de pointe, avec un tronçon de ligne hors service et la production totale réduite de 1500 MW).
 - 1,5 fois le courant nominal suite à la perte d'une ligne dans un réseau à l'état (N-1)-1500.
 - 1,5 fois le courant nominal suite à la perte de deux lignes dans un réseau à l'état N, Pn (avec rejet de production autorisé).
 - 1,1 fois le courant nominal dans les conditions normales d'opération pour le réseau à l'état (N-1)-1000 (réseau de pointe, avec un tronçon de ligne hors service et la production totale réduite de 1000 MW).

- **La capacité énergétique des parafoudres**

L'ajout d'une nouvelle centrale dans le réseau, en plus de modifier le courant circulant dans les batteries de condensateurs série, vient augmenter le niveau de court-circuit du réseau et modifie la quantité d'énergie que les parafoudres peuvent avoir à dissiper lors de défauts internes et externes à l'installation de compensation série.

La capacité énergétique des parafoudres est déterminée par des études spécifiques d'appareillage. Les modifications à ces équipements exigent généralement le remplacement des parafoudres existants si leurs capacités nominales existantes sont dépassées.

4.2 Intégration de 1000 MW aux postes Chissibi, Némiscau, Chibougamau et La Vérendrye

Les résultats des études techniques pour l'intégration de 1000 MW aux postes Chissibi, Némiscau, Chibougamau et La Vérendrye sont présentés simultanément compte tenu de leur similarité.

L'intégration de 1000 MW dans un de ces postes dans le réseau de base porte à 16 523 MW la production à intégrer par le réseau Nord-Ouest et correspondant à une augmentation du transit du réseau Baie James d'environ 8,5 %.

Étude de comportement dynamique

Le comportement dynamique de ces réseaux, sans addition préalable d'équipement, a été évalué en suivant les prescriptions du critère de conception du réseau de transport. Pour tous ces scénarios d'intégration, les études réalisées démontrent que le réseau de base est instable en tension lors d'un défaut triphasé au poste La Vérendrye en

condition (N-1)-1500. De manière plus précise, l'événement simulé est un défaut triphasé au poste La Vérendrye suivi de la perte de la ligne La Vérendrye - Duvernay dans un réseau de pointe dont la production a été réduite de 1500 MW pour tenir compte de l'indisponibilité préalable d'une ligne La Vérendrye - Grand-Brûlé.

L'ajout d'une batterie de condensateur shunt de 345 Mvar à chacun des postes Hertel 315 kV et Jacques-Cartier 315 kV permet de respecter toutes les exigences du critère de conception du réseau de transport.

On notera qu'aucun problème de stabilité transitoire n'a été observé lors de l'intégration des ces blocs de production dans le réseau Nord-Ouest, ce qui met en évidence la disponibilité d'une certaine marge en capacité de transport face à ce type de comportement sur cette partie du réseau.

Caractéristiques des équipements de compensation série

L'évaluation détaillée du courant nominal et de la capacité énergétique des parafoudres montre que des modifications sont requises dans plusieurs installations de compensation série. Ces modifications qui varient selon le scénario d'intégration sont précisées au tableau 1.

Tableau 1 Modifications aux installations de compensation série

Scénario d'intégration	Intégration à Chissibi	Intégration à Némiscau	Intégration à Chibougamau	Intégration à La Vérendrye
Modifications requises aux postes :	Albanel Abitibi Chibougamau La Vérendrye Chamouchouane	Abitibi Chibougamau La Vérendrye Chamouchouane	La Vérendrye Chamouchouane	La Vérendrye Chamouchouane

Sommaire des solutions recommandées

Les figures 3 à 6 présentent, pour chacun des scénarios, le sommaire graphique des modifications requises au réseau de transport afin de satisfaire aux exigences du critère de conception. On retrouvera à l'annexe 2, des schémas résumant les études d'écoulement de puissance associées à l'intégration de 1000 MW à chacun des postes Chissibi, Némiscau, Chibougamau et La Vérendrye de même que le détail des modifications requises aux équipements de compensation série pour chacun de ces scénarios.

Évaluation économique

L'évaluation économique suivante tient uniquement compte des additions et modifications aux équipements illustrés aux figures 3 à 6.

Intégration de 1000 MW au poste Chissibi

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- Albanel, Abitibi, Chibougamau, La Vérendrye, Chamouchouane

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 36,0 M\$ 2001

Intégration de 1000 MW au poste Némiscau

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- Abitibi, Chibougamau, La Vérendrye, Chamouchouane

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 38,0 M\$ 2001

Intégration de 1000 MW au poste Chibougamau

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- La Vérendrye, Chamouchouane

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 34,0 M\$ 2001

Intégration de 1000 MW au poste La Vérendrye

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- La Vérendrye, Chamouchouane

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 32,0 M\$ 2001

Figure 3

Intégration de 1000 MW au poste Chissibi

-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Chissibi 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 878 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars

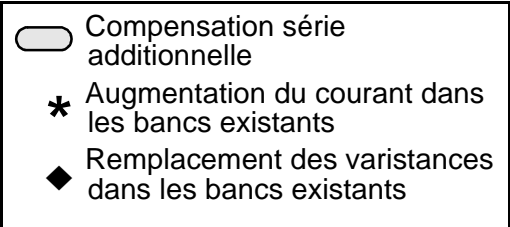
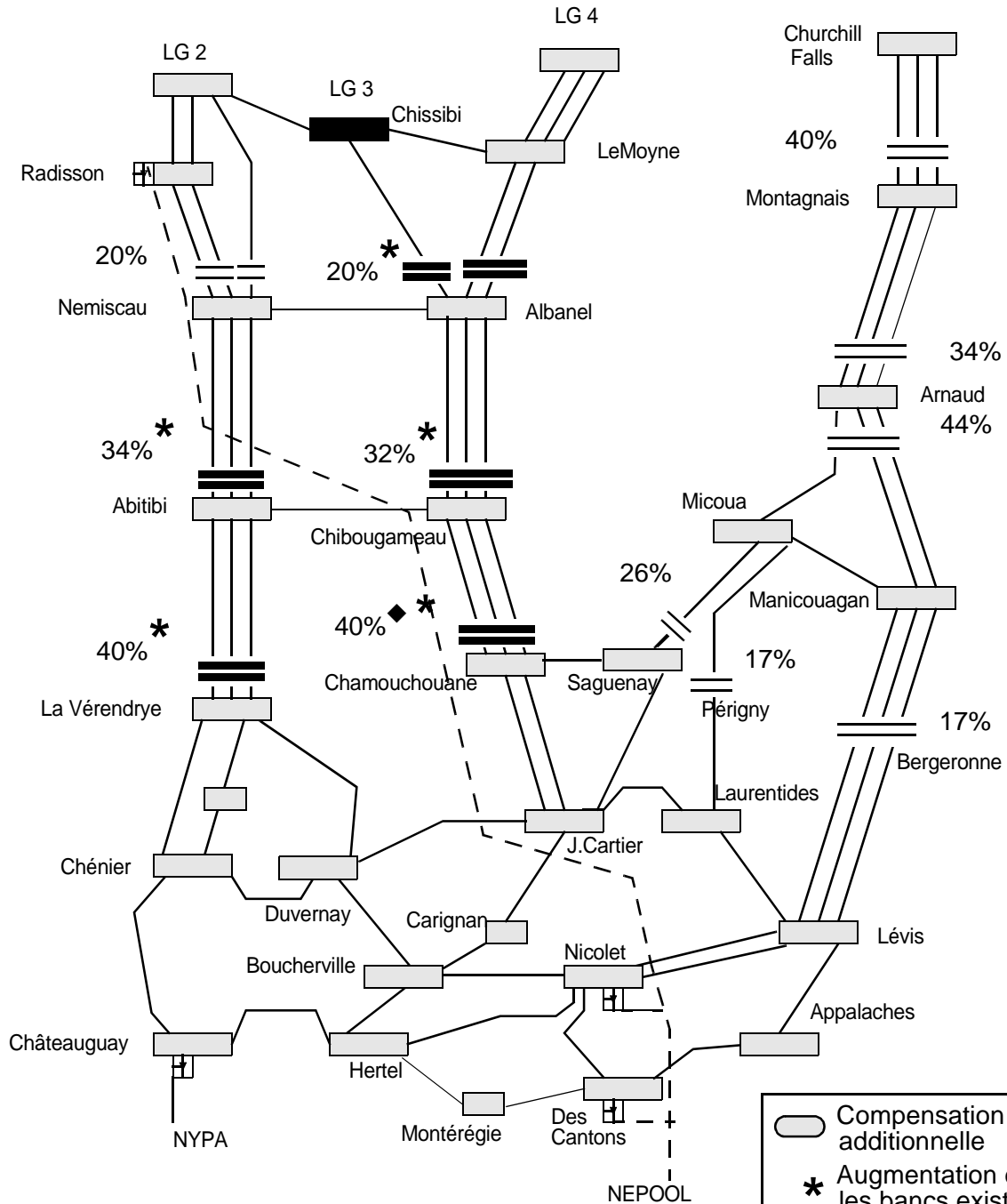


Figure 4

Intégration de 1000 MW au poste Némiscau

-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Némiscau 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 915 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars

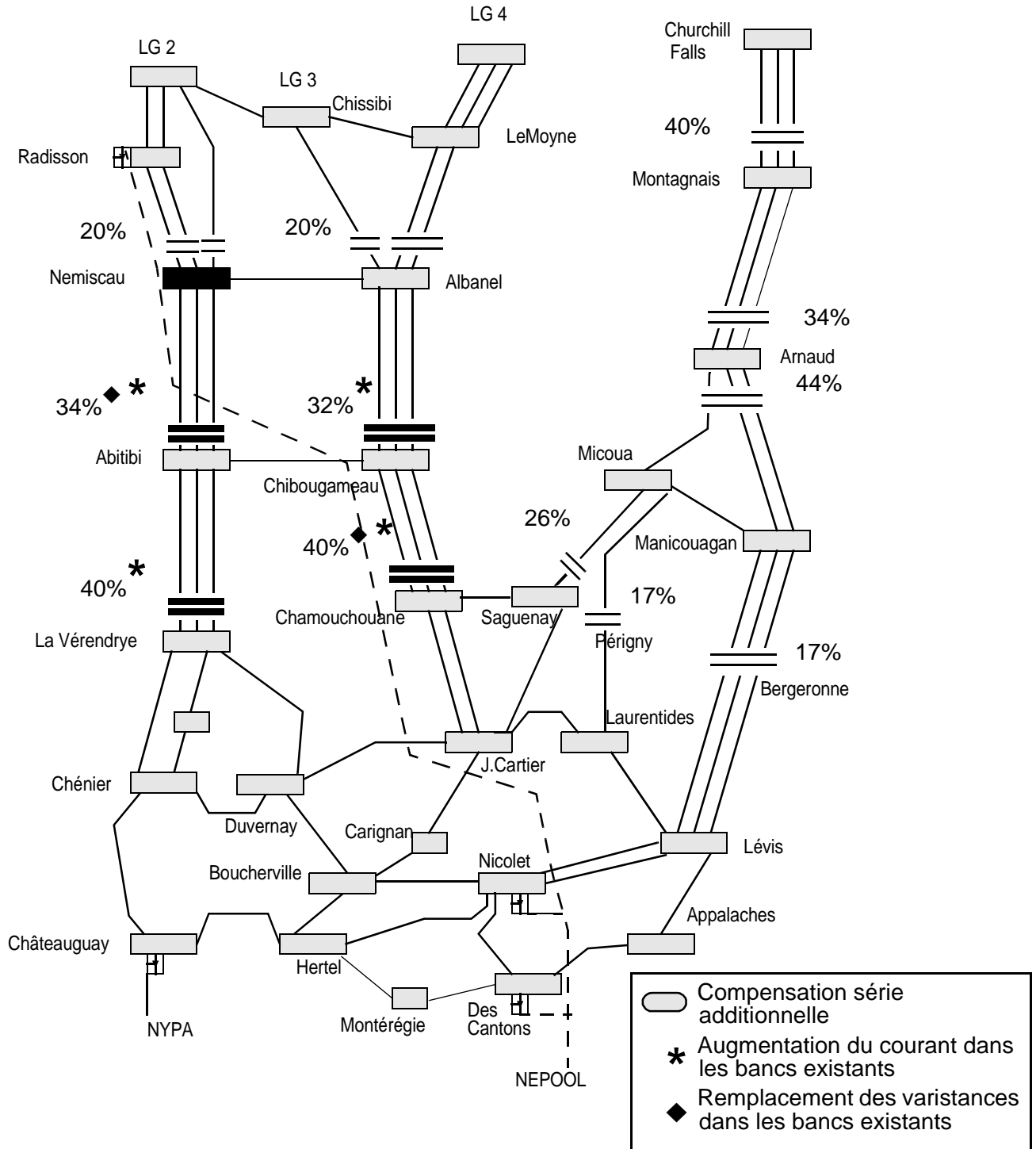


Figure 5

Intégration de 1000 MW au poste Chibougameau

-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Chibougameau 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 612 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars

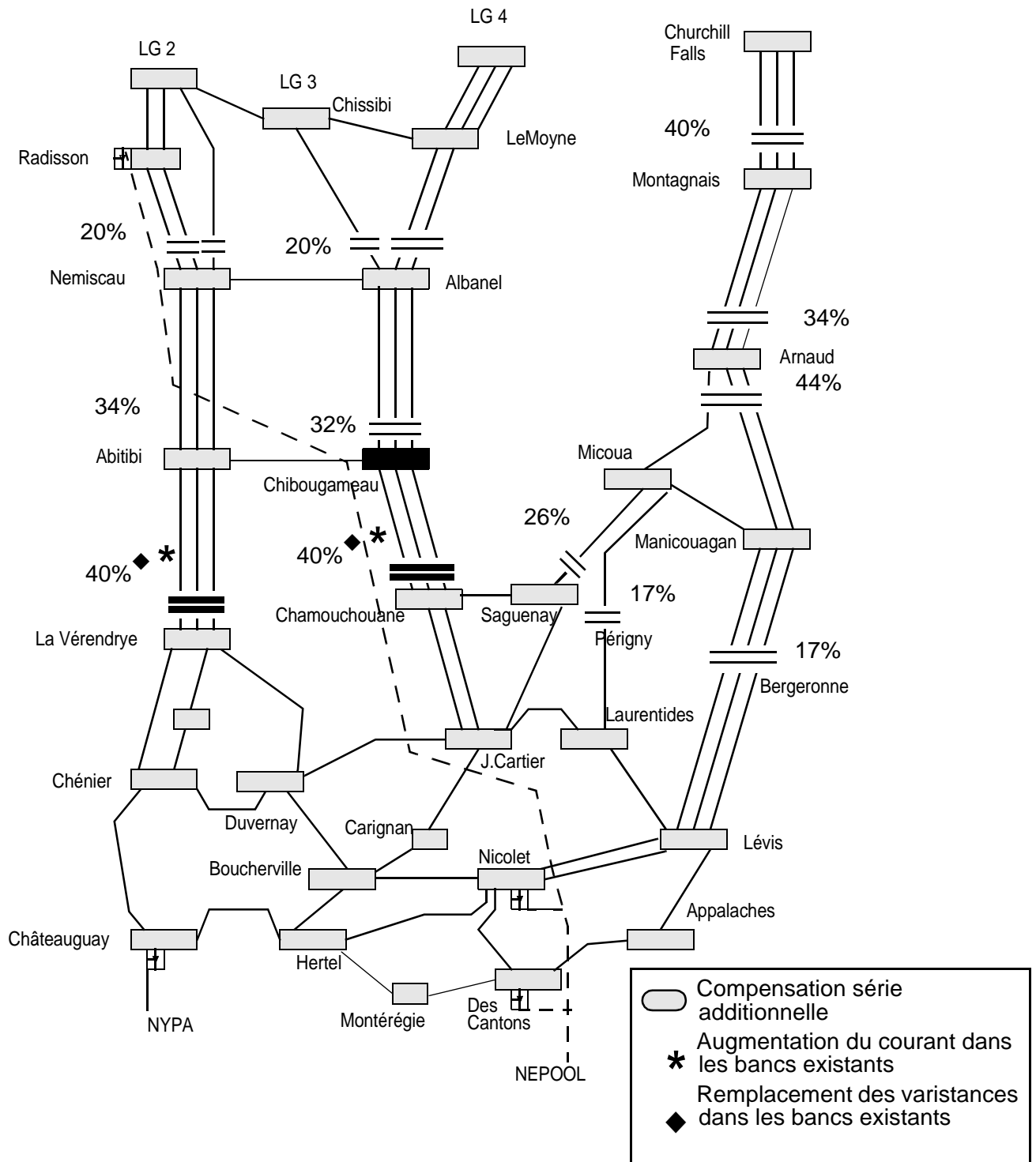


Figure 6

Intégration de 1000 MW au poste La Vérendrye

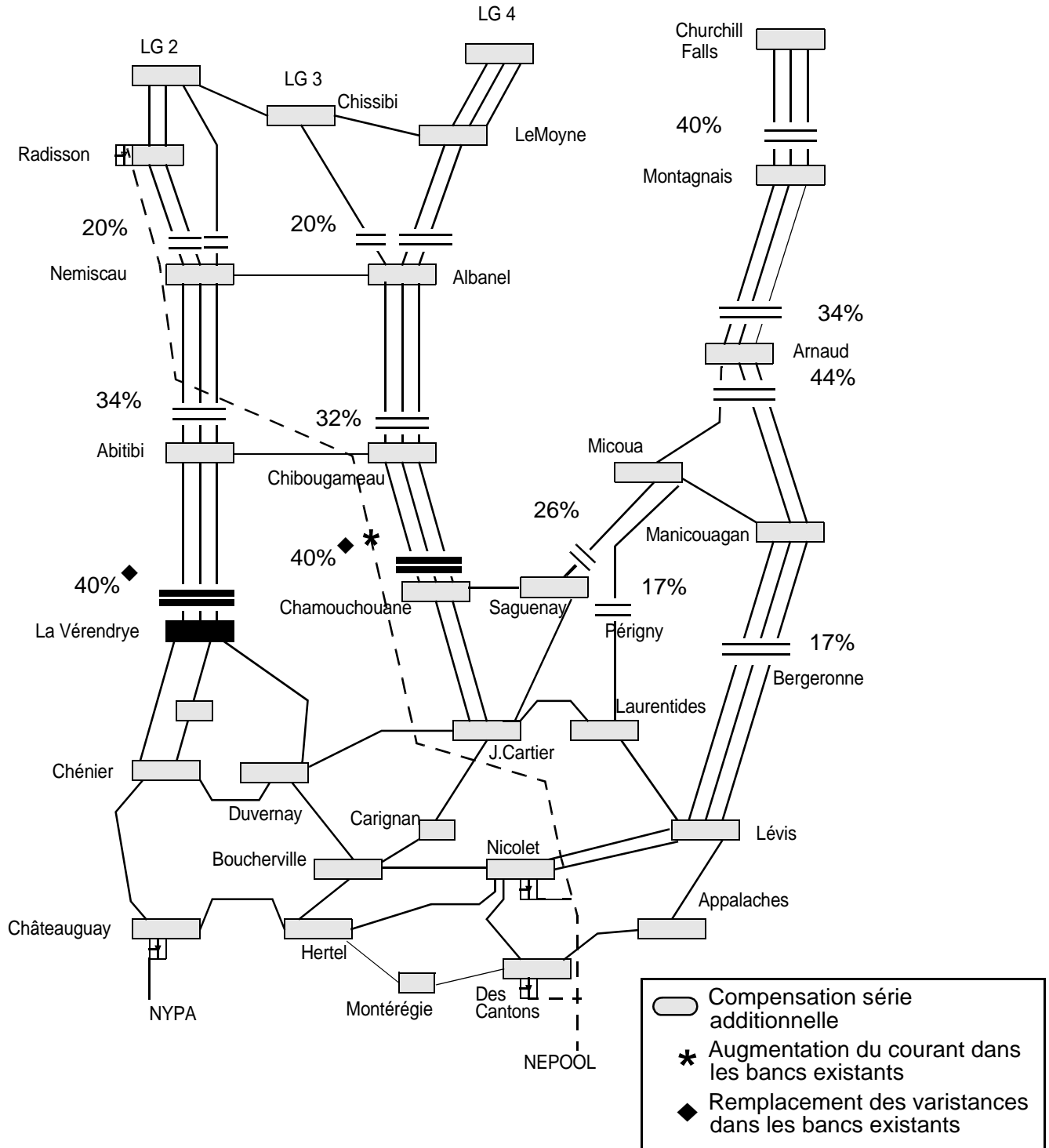
-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste La Vérendrye 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 264 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars



4.3 Intégration de 1000 MW aux postes Montagnais, Arnaud et Micoua

Les résultats des études techniques pour l'intégration de 1000 MW aux postes Montagnais, Arnaud et Micoua sont également présentés simultanément compte tenu de leur similarité.

L'intégration de 1000 MW dans un de ces postes dans le réseau de base porte à 13 962 MW la production à intégrer dans le réseau Nord-Est pour une augmentation du transit Manic - Québec d'environ 9 %.

Étude de comportement dynamique

Le comportement dynamique de ces réseaux a été évalué en suivant les prescriptions du critère de conception du réseau de transport. Pour tous les scénarios d'intégration, les études ont démontré que les pertes de deux lignes en réseau de pointe sont les événements les plus sévères à simuler. Plus précisément, le maintien de la stabilité du réseau lors d'un défaut monophasé au poste Micoua suivi de la perte de deux lignes Micoua - Laurentides et Micoua - Saguenay avec l'utilisation d'un rejet de production (à la centrale Manic-5) ainsi que du télédéclenchement de deux inductances shunt à 735 kV nécessite l'addition de compensation série au poste Bergeronnes. On notera que cet événement est pratiquement aussi sévère en stabilité transitoire qu'en stabilité de tension.

Le réseau est aussi instable en tension lors d'un défaut triphasé au poste La Vérendrye suivi de la perte de la ligne La Vérendrye - Duvernay dans un réseau de pointe dont la production a été réduite de 1500 MW pour tenir compte de l'indisponibilité préalable d'une ligne La Vérendrye - Grand-Brûlé. Selon le cas, l'ajout de une ou de deux batteries de condensateurs shunt de 345 Mvar respectivement au poste Hertel 315 kV et Jacques-Cartier 315 kV permet de respecter toutes les exigences du critère de conception.

Les solutions exactes propres à chacun des scénarios d'intégration sont résumées au tableau 2.

De ces résultats, on conclut que le transit actuel sur la section Manic - Québec du réseau a presque atteint sa limite et que toute addition importante de production dans cette partie du réseau se traduira par l'addition de nouveaux équipements sur le réseau de transport.

Tableau 2 Équipements additionnels requis pour l'intégration de 1000 MW aux postes Montagnais, Arnaud et Micoua

Localisation	Équipements additionnels requis
Intégration de 1000 MW au poste Montagnais	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la compensation série du poste Bergeronnes¹ à 32 % • Addition d'une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar au poste Hertel 315 kV et au poste Jacques-Cartier 315 kV
Intégration de 1000 MW au poste Arnaud	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la compensation série du poste Bergeronnes¹ à 30 % • Addition d'une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar au poste Jacques-Cartier 315 kV
Intégration de 1000 MW au poste Micoua	<ul style="list-style-type: none"> • Augmentation de la compensation série du poste Bergeronnes¹ à 29 % • Addition d'une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar au poste Hertel 315 kV et au poste Jacques-Cartier 315 kV

Note 1 : La compensation série additionnelle requise au poste Bergeronnes sera installée sur une nouvelle plate-forme dans le poste existant.

Caractéristiques des équipements de compensation série

L'évaluation détaillée du courant nominal et de la capacité énergétique des parafoudres montre que des modifications sont requises dans plusieurs installations de compensation série. Ces modifications qui varient selon le scénario d'intégration sont précisées au tableau 3

Tableau 3 Modifications aux installations de compensation série

Scénario d'intégration	Intégration à Montagnais	Intégration à Arnaud	Intégration à Micoua
Modifications requises aux postes :	Montagnais Arnaud-Nord ¹ Arnaud-Sud Saguenay Périgny Bergeronnes ²	Arnaud-Sud Saguenay Périgny Bergeronnes ²	Saguenay Périgny Bergeronnes ²

Note 1: Nouvelle batterie de compensation série requise (capacité existante dépassée).

Note 2: En plus de la compensation série additionnelle au poste Bergeronnes, des modifications aux batteries existantes à ce poste sont également requises.

Sommaire des solutions recommandées

Les figures 7 à 9 présentent des sommaires graphiques des modifications requises au réseau de transport pour chaque scénario d'intégration afin de satisfaire aux exigences du critère de conception. On retrouvera à l'annexe 2, des schémas résumant les études d'écoulement de puissance associées à l'intégration de 1000 MW à chacun des postes Montagnais, Arnaud et Micoua de même que le détail des modifications requises aux équipements de compensation série pour chacun de ces scénarios.

Évaluation économique

L'évaluation économique suivante tient uniquement compte des additions et modifications aux équipements illustrés aux figures 7 à 9.

Intégration de 1000 MW au poste Montagnais

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- Montagnais, Arnaud-Sud, Arnaud-Nord, Saguenay, Périgny et Bergeronnes
- Ajout d'une nouvelle batterie de condensateurs série au poste Bergeronnes
- Ajout de compensation shunt
- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
 - Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 169,0 M\$ 2001

Intégration de 1000 MW au poste Arnaud

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- Arnaud-Sud, Saguenay, Périgny et Bergeronnes
- Ajout d'une nouvelle batterie de condensateurs série au poste Bergeronnes
- Ajout de compensation shunt
- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 86,0 M\$ 2001

Intégration de 1000 MW au poste Micoua

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- Saguenay, Périgny et Bergeronnes
- Ajout d'une nouvelle batterie de condensateurs série au poste Bergeronnes
- Ajout de compensation shunt
- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
 - Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 81,0 M\$ 2001

Figure 7

Intégration de 1000 MW au poste Montagnais

-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Montagnais 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 1923 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars

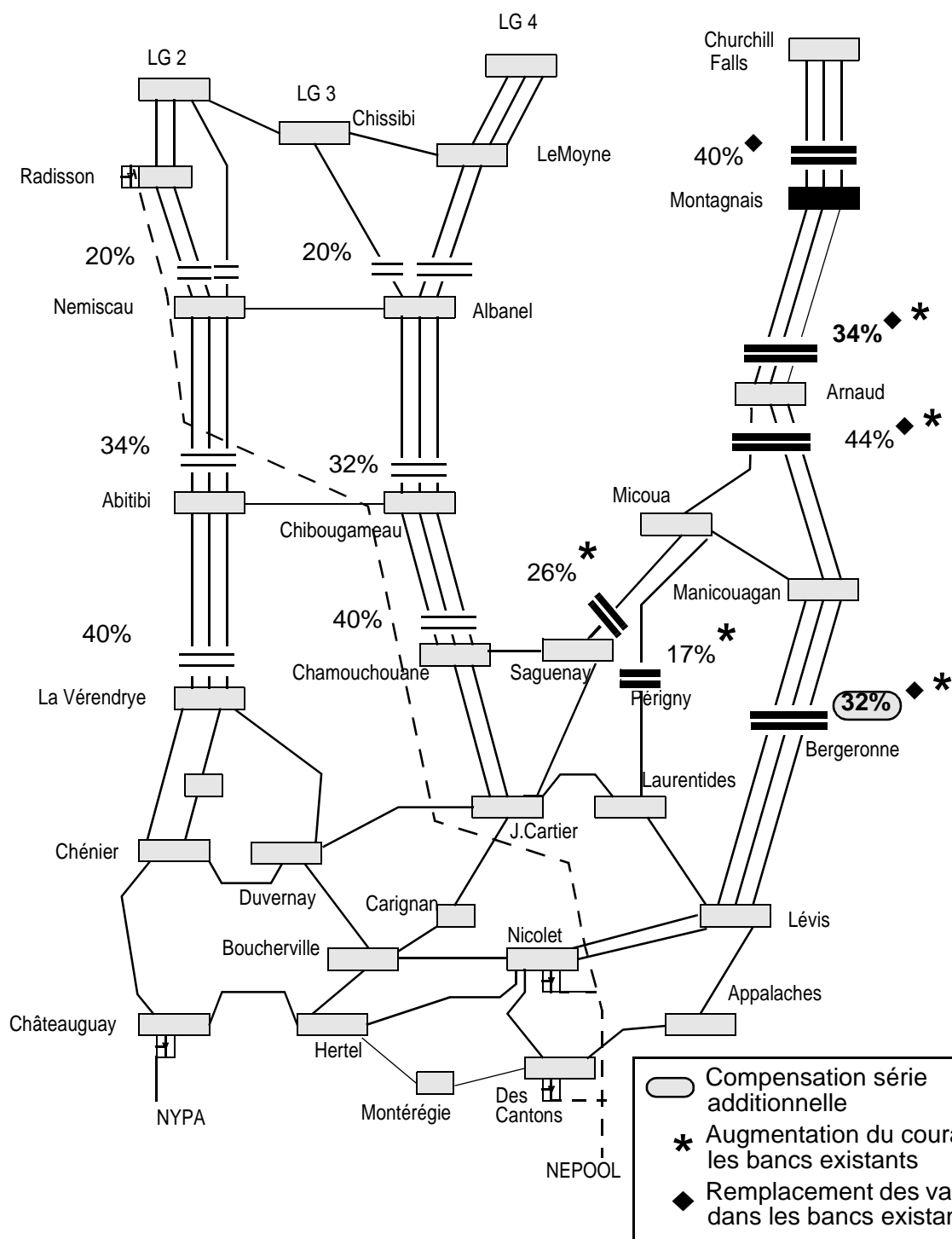


Figure 8

Intégration de 1000 MW au poste Arnaud

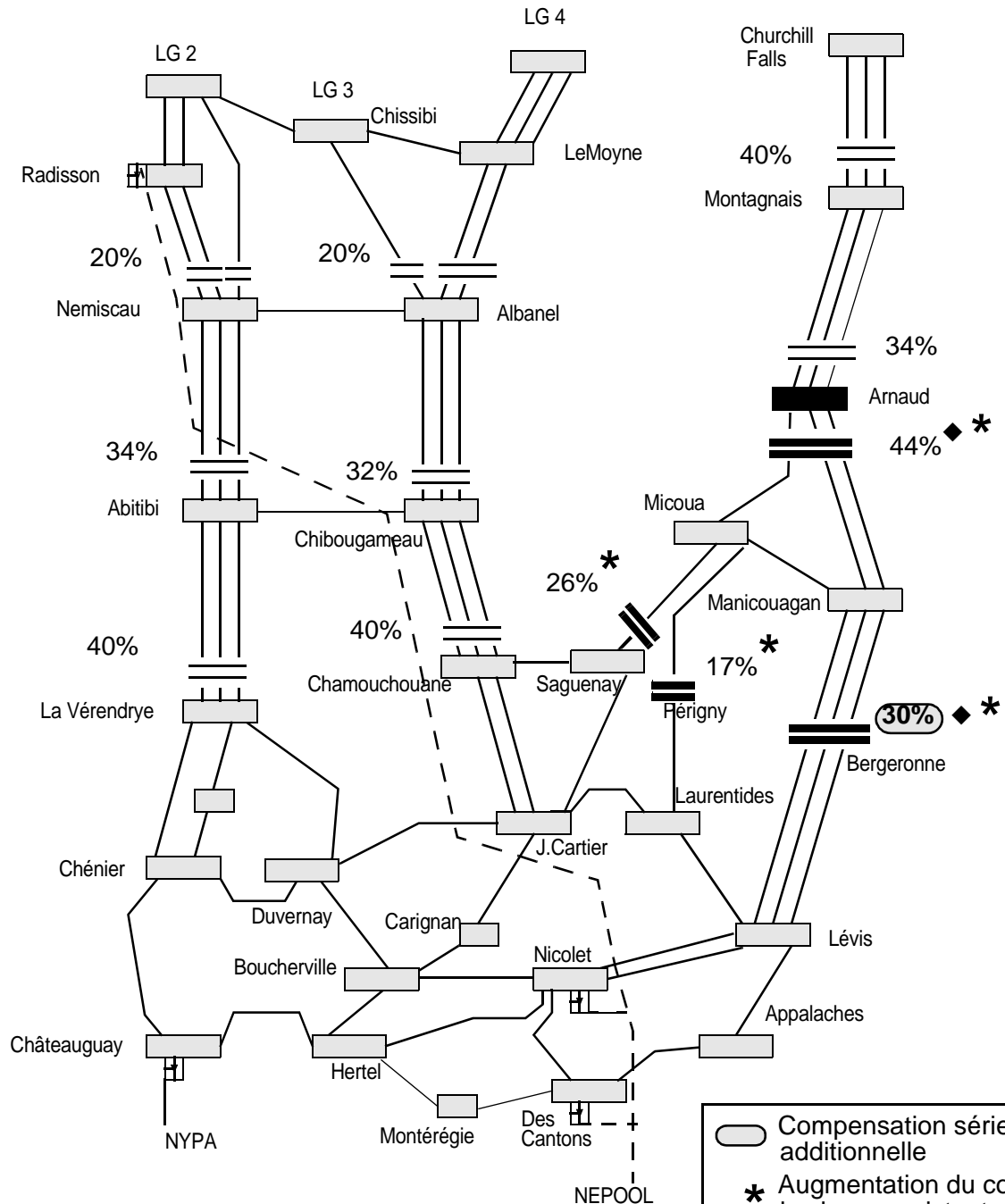
-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Arnaud 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 1509 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 1 banc de 345 Mvars



	Compensation série additionnelle
	Augmentation du courant dans les bancs existants
	Remplacement des varistances dans les bancs existants

Figure 9

Intégration de 1000 MW au poste Micoua

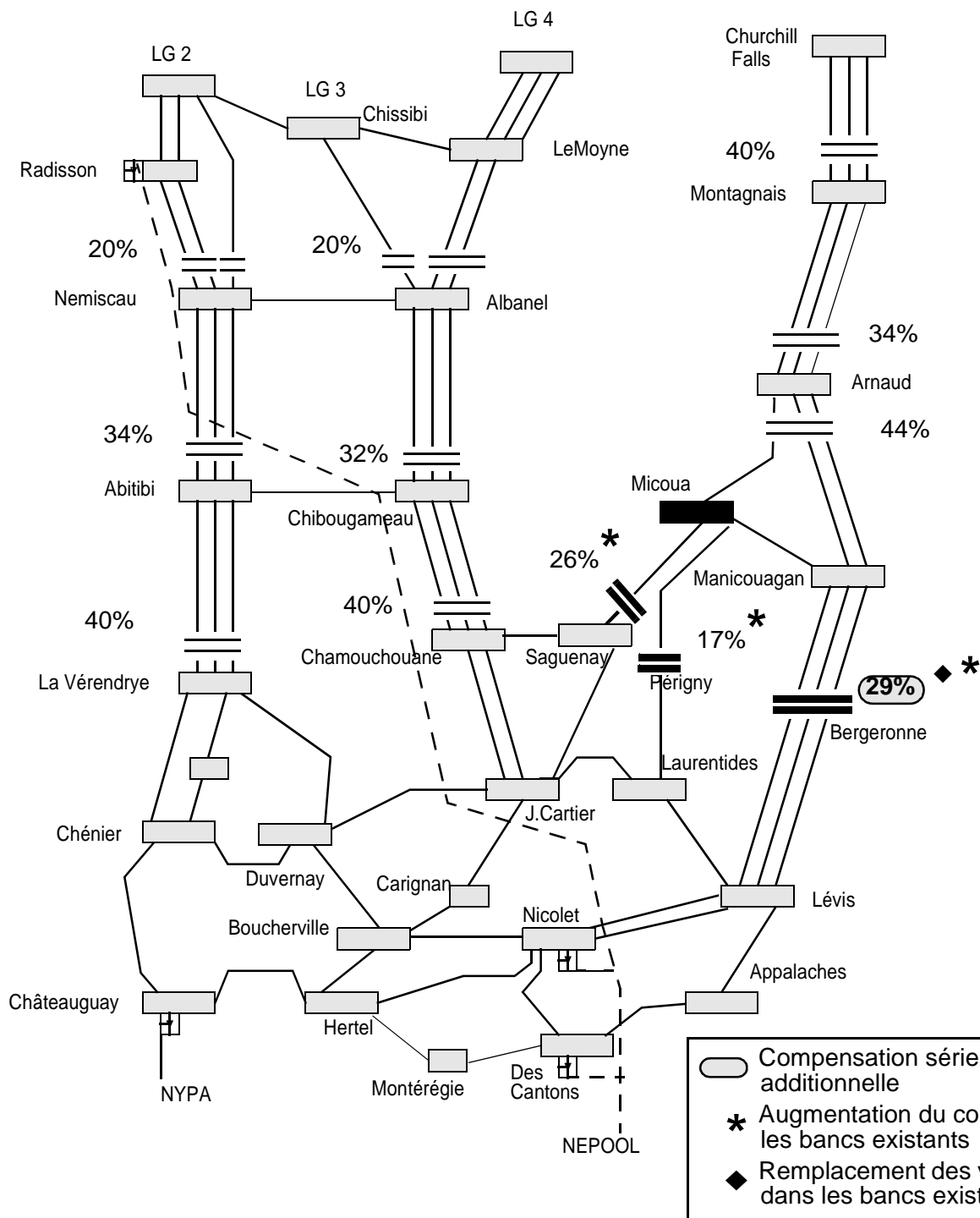
-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Micoua 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de baset:

- **Compensation série:** ajout de 1143 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars



4.4 Intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane

L'intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane dans le réseau de base porte à 7096 MW le transit au sud du poste Abitibi, soit une augmentation de plus de 300 MW sur cette section. Ainsi, une partie de la puissance produite par la nouvelle centrale de 1000 MW remonte vers le poste Chibougamau et emprunte le couloir Abitibi - La Vérendrye.

Étude de comportement dynamique

Le comportement dynamique de ce réseau, sans addition préalable d'équipement, a été évalué en suivant les prescriptions du critère de conception du réseau de transport. Les études réalisées démontrent que le réseau est instable en tension lors d'un défaut monophasé au poste Micoua suivi de la perte des lignes Micoua - Saguenay et Micoua - Laurentides et l'utilisation d'un rejet de production (à la centrale Manic-5) ainsi que du télédéclenchement de deux inductances shunt à 735 kV dans un réseau de pointe complet. Le réseau est aussi instable en tension lors d'un défaut triphasé au poste La Vérendrye suivi de la perte d'une ligne La Vérendrye - Duvernay dans un réseau de pointe avec une ligne La Vérendrye - Grand-Brûlé hors charge et dont la production a été préalablement réduite de 1500 MW (réseau (N-1) - 1500).

L'ajout d'une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar à chacun des postes Hertel 315 kV et Jacques-Cartier 315 kV permet de respecter toutes les exigences du critère de conception du réseau de transport.

Caractéristiques des équipements de compensation série

L'évaluation du courant nominal et de la capacité énergétique des parafoudres montre qu'un total de 168 Mvar doit être ajouté aux installations de compensation série du poste La Vérendrye.

La figure 10 présente un sommaire graphique des modifications requises. On retrouvera à l'annexe 2 un schéma résumant l'étude d'écoulement de puissance associées à l'intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane de même que le résultat détaillé des modifications requises aux équipements de compensation série.

Évaluation économique

L'évaluation économique suivante tient uniquement compte des additions et modifications aux équipements illustrés à la figure 10.

Modifications aux installations de compensation série du poste :

- La Vérendrye

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 13,0 M\$ 2001

Figure 10

Intégration de 1000 MW au poste Chamouchouane

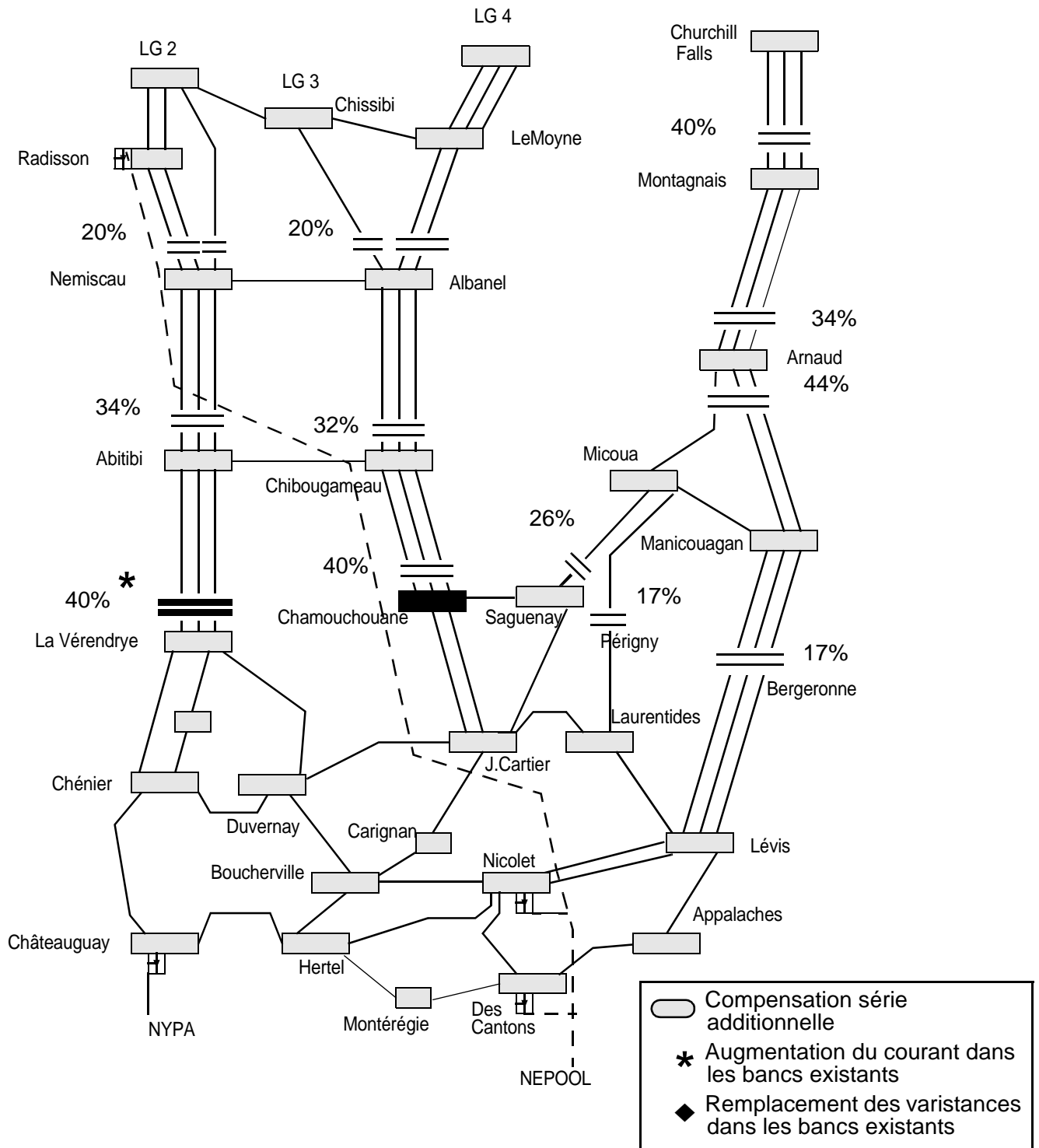
-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Chamouchouane 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 168 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars



4.5 Intégration de 1000 MW au poste Chénier

L'intégration de 1000 MW au poste Chénier dans le réseau de base se traduit par une réduction du transit Abitibi - La Vérendrye de 170 MW et une augmentation de 100 MW du transit Chibougamau - Chamouchouane.

Étude de comportement dynamique

Le comportement dynamique de ce réseau, sans addition préalable d'équipement, a été évalué en suivant les prescriptions du critère de conception du réseau de transport. Les études réalisées démontrent que le réseau est instable en tension lors d'un défaut monophasé au poste Micoua suivi de la perte des lignes Micoua - Saguenay et Micoua - Laurentides avec l'utilisation d'un rejet de production (à la centrale Manic-5) ainsi que du télédéclenchement de deux inductances shunt à 735 kV dans un réseau de pointe complet.

L'ajout d'une batterie de condensateurs shunt de 345 Mvar à chacun des postes Hertel 315 kV et Jacques-Cartier 315 kV permet de respecter toutes les exigences du critère de conception du réseau de transport.

Caractéristiques des équipements de compensation série

L'évaluation du courant nominal et de la capacité énergétique des parafoudres montre qu'un total de 171 Mvar doit être ajouté aux installations de compensation série du poste Chamouchouane et que les parafoudres du poste La Vérendrye doivent être remplacés.

La figure 11 présente un sommaire graphique des modifications requises. On retrouvera à l'annexe 2 un schéma présentant l'écoulement de puissance associée à l'intégration de 1000 MW au poste Chénier de même que le résultat détaillé des modifications requises aux équipements de compensation série.

Évaluation économique

L'évaluation économique suivante tient uniquement compte des additions et modifications aux équipements illustrés à la figure 11.

Modifications aux installations de compensation série des postes :

- La Vérendrye et Chamouchouane

Ajout de compensation shunt

- Poste Jacques-Cartier : une batterie de 345 Mvar
- Poste Hertel : une batterie de 345 Mvar

TOTAL 31,0 M\$ 2001

Figure 11

Intégration de 1000 MW au poste Chénier

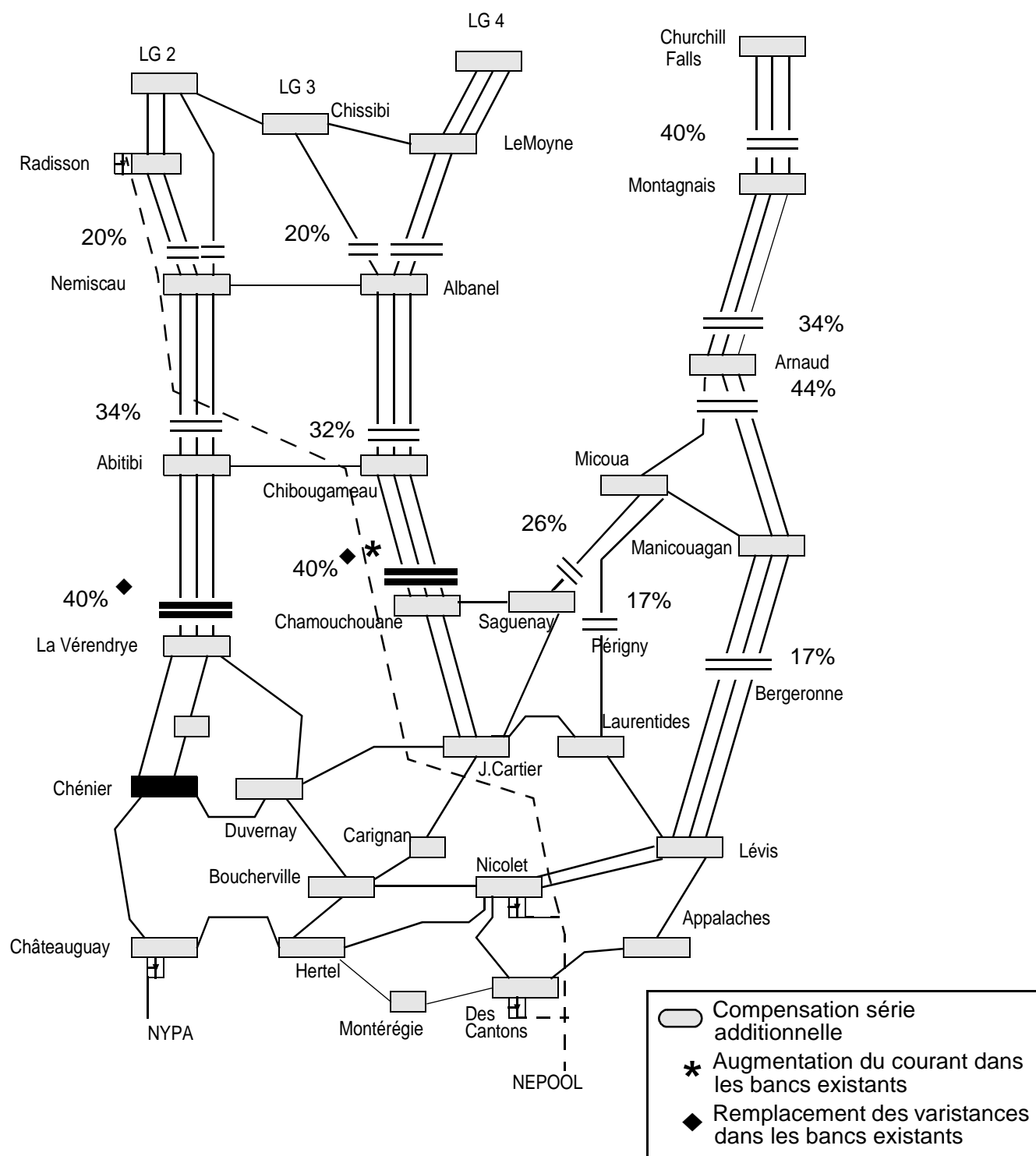
-Nouvelle production :

- 1000 MW au poste Chénier 735 kV

- Équipements additionnels requis par rapport au réseau de base:

- **Compensation série:** ajout de 171 Mvars

- **Compensation shunt:** ajout de 2 bancs de 345 Mvars



4.6 Intégration de 1000 MW au poste Lévis

L'intégration de 1000 MW au poste Lévis fait augmenter le transit entre Québec et Montréal de plus de 600 MW.

Étude de comportement dynamique

Le comportement dynamique de ce réseau, sans addition préalable d'équipement, a été évalué en suivant les prescriptions du critère de conception du réseau de transport. Les études réalisées démontrent que le réseau de base demeure stable pour l'ensemble des événements spécifiés dans le critère.

Caractéristiques des équipements de compensation série

L'évaluation détaillée du courant nominal et de la capacité énergétique des parafoudres n'a pas démontré que des modifications étaient nécessaires.

Évaluation économique

L'intégration de 1000 MW au poste Lévis ne nécessite aucun investissement sur le réseau, excepté les coûts impliqués par les particularités associés au comportement du complexe Churchill traitées dans la prochaine section.

4.7 Particularités associées au comportement du complexe Churchill

Le complexe Churchill Falls est caractérisé par un problème de stabilité transitoire. Il s'agit d'un problème classique de comportement de réseau qui se définit comme l'aptitude d'une centrale éloignée à rester en synchronisme avec les autres centrales du réseau lorsqu'elle est soumise à des perturbations sévères. Dans le cas du complexe Churchill, tout défaut local sévère cause de fortes excursions des variables électriques (angles, tension, vitesse) par rapport au reste du réseau en l'occurrence le réseau de TransÉnergie. Dans ce type de comportement, toute amélioration de la robustesse du réseau, comme par exemple lors de l'intégration de certaine nouvelle source de production, se traduit par une dégradation du comportement de la centrale Churchill lors de défauts locaux. Il en est de même lors de l'exploitation du réseau. Par exemple, une baisse de la demande se traduisant par une réduction des transits sur le réseau Baie-James est également perçue comme une amélioration de la robustesse du réseau et affecte en conséquence le comportement de la centrale Churchill lors de défauts locaux.

La marge actuelle de stabilité du complexe Churchill est très mince et plusieurs moyens particuliers sont déjà utilisés afin de maintenir la stabilité de ce complexe. À titre d'exemple, nous avons recours à des protections particulières afin de garantir un temps d'élimination des défauts de quatre cycles au poste Churchill 735 kV au lieu de cinq cycles comme ailleurs. Cette faible marge de stabilité se traduit également lors de l'exploitation quotidienne du réseau par l'application de diverses restrictions aux capacités de transport dans cette section du réseau. Par exemple, une restriction de transit de 100 MW au transit maximal permis (5200 MW) est appliquée lors de l'indisponibilité d'une inductance sur une des lignes Montagnais - Churchill (la ligne #7051), ce qui illustre à quel point cette capacité est optimisée et à la limite.

Finalement, il n'est pas inutile de rappeler que le maintien de la stabilité de cette section du réseau est vitale pour celle de l'ensemble du réseau de TransÉnergie comme le démontrent le grand nombre d'événements, de pannes partielles et même de pannes totales causées par des défaillances originant de la section Churchill - Manic depuis son intégration au réseau de TransÉnergie dans les années 70.

Lors des études techniques, nous avons constaté une problématique commune à tous les scénarios d'intégration, soit une réduction importante de cette marge de manœuvre sur la capacité de transport de la section Churchill - Manic du réseau.

Cette réduction est particulièrement mise en évidence lors de toute baisse de production du réseau Baie James (ce qui a pour effet d'augmenter la robustesse du réseau). Citons comme exemple le réseau de pointe faisant face à l'indisponibilité de plusieurs groupes sur le réseau Baie James ou lors des simulations du réseau en condition (N-1)-1500 (alors que la production et les transits sont abaissés de

1500 MW sur le réseau Baie James pour tenir compte d'une ligne hors charge sur ce réseau). La production retranchée étant compensée par le démarrage de centrales près de la charge, la partie sud du réseau devient plus robuste et la section Churchill - Manic plus vulnérable. Dans ces situations, le comportement du réseau pour des défauts localisés à Churchill ne respecte pas les exigences du critère de conception du réseau de transport.

Afin de préserver la capacité de transport actuelle de la section Churchill du réseau, plusieurs solutions ont été examinées. Parmi celles-ci, les deux solutions suivantes permettent de respecter toutes les exigences du critère de conception du réseau, soit :

- augmenter les plafonds des systèmes d'excitation statique des groupes de la centrale Churchill à 12 p.u. ;
- augmenter la compensation série de 30 ohms à 45 ohms au poste Montagnais.

La solution la plus économique en terme d'équipement consiste à changer les systèmes d'excitation statique de la centrale Churchill. Toutefois, pour les fins de cette étude, cette solution n'a pas été retenue aux fins de l'évaluation économique, principalement parce qu'elle concerne des équipements qui ne sont pas sous la juridiction de TransÉnergie et que l'on ne dispose pas actuellement des coûts complets de cette solution qui impliquent des négociations avec un tiers. Le coût de la modification aux installations de compensation série au poste Montagnais (68 M\$ 2001) a donc été ajouté au coût déjà établi pour chacun des scénarios d'intégration.

4.8 Sommaire des coûts génériques pour l'intégration de 1000 MW au réseau de transport

Le tableau 4 donne, pour chaque poste d'intégration étudié, le coût total requis pour l'intégration de 1000 MW au réseau de transport. Ce coût exprimé en dollars courants (\$ 2001) est constitué de la somme des coûts des évaluations individuelles présentées dans les sections 4.2 à 4.6 et du coût relié à la problématique Churchill, commune à tous les scénarios, telle qu'expliquée à la section 4.7.

Tableau 4 Coûts génériques¹ pour chaque poste d'intégration relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1000 MW sur le réseau principal (en dollars 2001)

Zone d'étude	Intégration de 1000 MW aux postes suivants :	Coûts¹ relatifs au réseau de transport (\$2001)
1	Chissibi	104,0 M\$
2	Némiscau	106,0 M\$
3	Chibougamau	102,0 M\$
4	La Vérendrye	100,0 M\$
5	Montagnais	237,0 M\$
6	Arnaud	154,0 M\$
7	Micoua	149,0 M\$
8	Chamouchouane	81,0 M\$
9	Lévis	68,0 M\$
10	Chénier	99,0 M\$

Note 1 : Ces coûts n'incluent pas les frais annuels d'exploitation (1,6 % du coût de l'investissement)

5. Détermination des coûts génériques de transport

Avant de présenter un résumé des coûts génériques reliés à l'intégration de 1000 MW dans chacune des zones décrites à la section 2, il n'est pas inutile de rappeler les principales hypothèses qui en sous-tendent l'élaboration.

- Le réseau de base utilisé avant l'addition de nouvelle production comprend les éléments suivants :
 - le réseau de transport de TransÉnergie actuellement prévu à la pointe 2005-06 ;
 - les moyens patrimoniaux, horizon 2005-06, soit le parc de production actuel incluant la centrale de Sainte-Marguerite-3 et la réfection de la centrale Grand-Mère ;
 - les besoins réguliers du Québec correspondant à la charge patrimoniale de 165 TWh (obtenue à partir du document *Prévision de la demande d'électricité et des revenus au Québec*, révision d'avril 2001, réalisé par la Direction Planification et contrôle d'Hydro-Québec Distribution) ;
 - des ventes engagées de 372 MW.
- La nouvelle source de 1000 MW sert à l'alimentation des nouveaux besoins réguliers au Québec.
- La nouvelle source de 1000 MW est intégrée à un seul poste de transport par zone d'étude et est raccordée directement au niveau 735 kV de ce poste. Par conséquent, l'évaluation économique résultante n'inclut pas de coût pour l'intégration locale de cette production.
- Les coûts associés aux pertes en puissance et en énergie ne sont pas pris en compte dans cette évaluation économique.

Le résultat final de l'évaluation économique, tel que transmis au Distributeur, est présenté au tableau 5. Ces coûts génériques représentent le coût de l'investissement capitalisé en janvier 2007 associé aux travaux de renforcement requis sur le réseau principal et sont constitués essentiellement d'ajout de divers équipements de poste.

On notera dans le tableau 5 que certaines zones d'intégration ont été regroupées et que le coût présenté est le coût moyen applicable à l'ensemble des zones regroupées (arrondi au 5 M\$ supérieur). Cette façon de faire vise à refléter la précision générale de ce type d'étude, les écarts potentiels attribuables au choix d'un poste unique par zone pour l'intégration de la production additionnelle et finalement les fortes similarités entre les solutions techniques associées à chacune des zones faisant partie d'un de ces groupes.

Tableau 5 Coûts génériques¹ relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1000 MW sur le réseau principal (en dollars 2007)

Zone d'étude	Investissements requis (en dollars 2007)
1, 2, 3, 4, 10	120 M\$
5	280 M\$
6, 7	180 M\$
8	95 M\$
9	80 M\$

Note 1 : Ces coûts n'incluent pas les frais annuels d'exploitation (1,6 % du coût de l'investissement)

ANNEXES

ANNEXE 1

BILAN OFFRE DE DEMANDE

Cette annexe présente le bilan détaillé de l'offre et de la demande simulées dans le réseau de base 2005-2006 qui sert de réseau de référence pour toutes les études d'intégration de 1000 MW de production additionnelle. Le tableau 1.1 présente les calculs relatifs à ce bilan.

Demande

Les besoins globaux à satisfaire s'élèvent à 34 846 MW et résultent de la somme des besoins en puissance associés au volume d'énergie patrimonial de 165 TWh plus les ventes fermes engagées sur les marchés externes.

- Les besoins en puissance associés au volume d'énergie patrimonial sont de 34 474 MW. Outre la charge, ces besoins incluent les pertes associées, la consommation des centrales et les ventes et échanges réguliers au Québec.

Ces dernières ventes proviennent des transactions avec le réseau de la compagnie Alcan, le réseau de la compagnie Hydro-Manicouagan (CHM) et le réseau Maclaren. Ces trois compagnies alimentent leurs charges, leurs clients et certains clients d'Hydro-Québec à partir de leur propre réseau électrique qui est synchronisé en permanence avec celui de TransÉnergie. Le tableau 1.2 présente le bilan des transits de puissance entre Hydro-Québec et ces compagnies à la pointe.

- Les ventes fermes engagées sur les marchés externes sont de 372 MW réparties entre VJO (325 MW) et CRT (47 MW) incluant des pertes de 23 MW.

Offre

L'offre globale comprend, d'une part, la puissance maximale des équipements de production du réseau HQ de laquelle on soustrait la puissance non disponible, et d'autre part, le total des réceptions et de la production privée. L'offre globale doit permettre de satisfaire les besoins globaux ainsi que de répondre aux exigences en matière de réserve.

La production maximale du réseau de base 2005-2006 inclut, en plus du parc actuel de production, la centrale SM-3 dont la mise en service est prévue pour 2002 (870 MW) et la réfection de la centrale Grand-Mère (81 MW) prévue pour 2005.

Le tableau 1.1 détaille les constituants de l'offre globale qui s'établit à 37 682 MW. Au tableau 1.3, on retrouve le détail, centrale par centrale, de la puissance disponible à la pointe 2005-2006 telle que fournie par Hydro-Québec Production pour cet exercice.

Tableau 1.1
Bilan offre-demande - Réseau point 2005-2006

DEMANDE		OFFRE¹	
Besoins associés à l'énergie patrimonial de 165 TWh	34474	Production hydraulique maximale année 2000	29755
incluant:		Production thermique (exclue réseau autonome)	2153
- pertes sur le réseau		Addition de SM-3 (2002)	870
- consommation des centrales (131 MW)		Réfection Grand-mère (2005)	81
- ventes et échanges avec les réseaux voisins du Québec		Production maximale du parc d'HQ	32859
Ventes engagées hors du Québec		Production non disponible	1164 1164
VJO	325	Production maximale disponible	31695
CRT	47	Réceptions	
total des ventes engagées	372	- Achats réseaux voisins hors Québec	5600
		- Churchill	
		- Alcan	
		- New Brunswick (Mill Bank)	
		- Production privée au Québec	387
		OFFRE GLOBALE	37682
		Réserves	
		Réserve synchrone	1000
		Réserve arrêtée	1836 2836
Besoins globaux à satisfaire à la pointe 2005-06	34846	Offre moins réserves	34846
		Note 1: La puissance interruptible n'est jamais considérée comme un moyen d'offre dans les études de conception de réseau	

Tableau 1.2: Bilan des échanges avec les réseaux voisins au Québec

Alcan		
Charges HQ alimentées par Alcan dans la région Saguenay :		554 MW
Contrat d'achat d'énergie par Alcan (HQ --> Alcan)	350	
Charges Alcan sur le réseau HQ :		
Beauharnois	112	
Shawinigan	195	
Dechêne	4	
	<hr/>	
	311	
Différence à être livrée par HQ vers Alcan		39 MW
Puissance totale qu'HQ doit livrer au Saguenay - Lac Saint-Jean		593 MW
Contrat d'achat de puissance (Alcan --> HQ)	350	
livrée à la pointe annuelle		
Bilan net de l'échange de puissance dans le réseau de pointe		243 MW
(puissance à transiter de HQ vers le Saguenay-Lac St-Jean)		

MacLaren		
Charge HQ alimentée par MacLaren	131	
Transit High-Falls Notre-Dame-du-Laus		
Poste La Lièvre		
Sterling		
Charge MacLaren alimentée par HQ :		
Produits forestiers MacLaren	28	
Échange de puissance résultant (HQ-->MacLaren)		103 MW
(puissance transitée de HQ vers le réseau MacLaren)		

Compagnie Hydro_Manicouagan (CHM)		
Puissance transitée de CHM vers HQ au moment de la pointe		49 MW

Tableau 1.3
PUISSANCE DISPONIBLE A LA POINTE 2005-2006
 Référence 2001

	Puissance max. Équipement MW	RESTRICTIONS		Puissance max. Possible MW	Indisponibilité effective MW	Puissance disponible MW
		Appareillage MW	Hydraulique MW			
Rapide 7	47	0	1	46	0	46
Rapide 2	48	0	1	47	0	47
Rapide des Quinze	85	0	2	83	0	83
Rapide des Îles	138	0	6	132	0	132
Première Chute	118	0	2	116	0	116
Bryson	66	0	4	62	0	62
Chute des chats	97	0	7	90	0	90
Hull 2	29	0	1	28	0	28
Paugan	233	0	1	232	0	232
Chelsea	150	0	3	147	0	147
Rapides Farmers	85	0	0	85	0	85
Carillon	614	0	26	588	0	588
Rivière des Prairies	46	0	11	35	0	35
Total Outaouais	1756	0	65	1691	0	1691
Beauharnois	1683	0	233	1450	275	1175
Les Cèdres	163	0	125	38	0	38
Total St-Laurent	1846	0	358	1488	275	1213
Rapide Blanc	214	0	1	213	0	213
Trenche	282	0	0	282	0	282
Beaumont	271	0	7	264	0	264
La Tuque	215	0	3	212	0	212
Grand-Mère	152	0	3	149	0	149
Shawinigan 2 et 3	359	0	6	353	0	353
La Gabelle	131	0	6	125	0	125
Total St-Maurice	1624	0	26	1598	0	1598
Bersimis 1	915	0	15	900	0	900
Bersimis 2	718	0	3	715	0	715
Total Bersimis	1633	0	18	1615	0	1615
Outardes 4	676	0	14	662	0	662
Outardes 3	742	0	0	742	0	742
Outardes 2	449	0	3	446	0	446
Total Outardes	1867	0	17	1850	0	1850
Hart Jaune	48	0	0	48	0	48
Manic 5	2592	0	114	2478	0	2478
Manic 3	1177	0	4	1173	0	1173
Manic 2	1045	0	9	1036	0	1036
Manic 1	199	0	2	197	0	197
McCormick	351	0	4	347	0	347
Total Manic	5412	0	133	5279	0	5279
Brisay	427	0	77	350	0	350
LA 2	289	0	6	283	0	283
LA 1	852	0	21	831	0	831
LG 4	2679	0	9	2670	0	2670
LG 3	2431	0	69	2362	0	2362
LG 2	7511	0	24	7487	0	7487
LG 1	1334	0	49	1285	0	1285
Total La Grande	15523	0	255	15268	0	15268
Petites centrales	94	0	5	89	0	89
TOTAL HYDRAULIQUE	29755	0	877	28878	275	28603
Tracy	600	0		600	0	600
Cadillac	162	0		162	0	162
La Citérie	280	0		280	0	280
Bécancour	436	0		436	0	436
Gentilly-2	675	47		628	0	628
Réseaux autonomes	145	82		63	0	63
TOTAL THERMIQUE	2298	129		2169	0	2169
TOTAL HYDRO-QUEBEC	32053	129	877	31047	275	30772
Churchill Falls	5671	51		5620		5620

Note: Ne comprend pas SM-3 qui est un équipement futur et la réfection de Grand-Mère.

1/9/2002

c:\mes documents\excel\productivité\productivité_2001\puissance.xls

N. Lambert

Stratégies et plan de production

ANNEXE 2

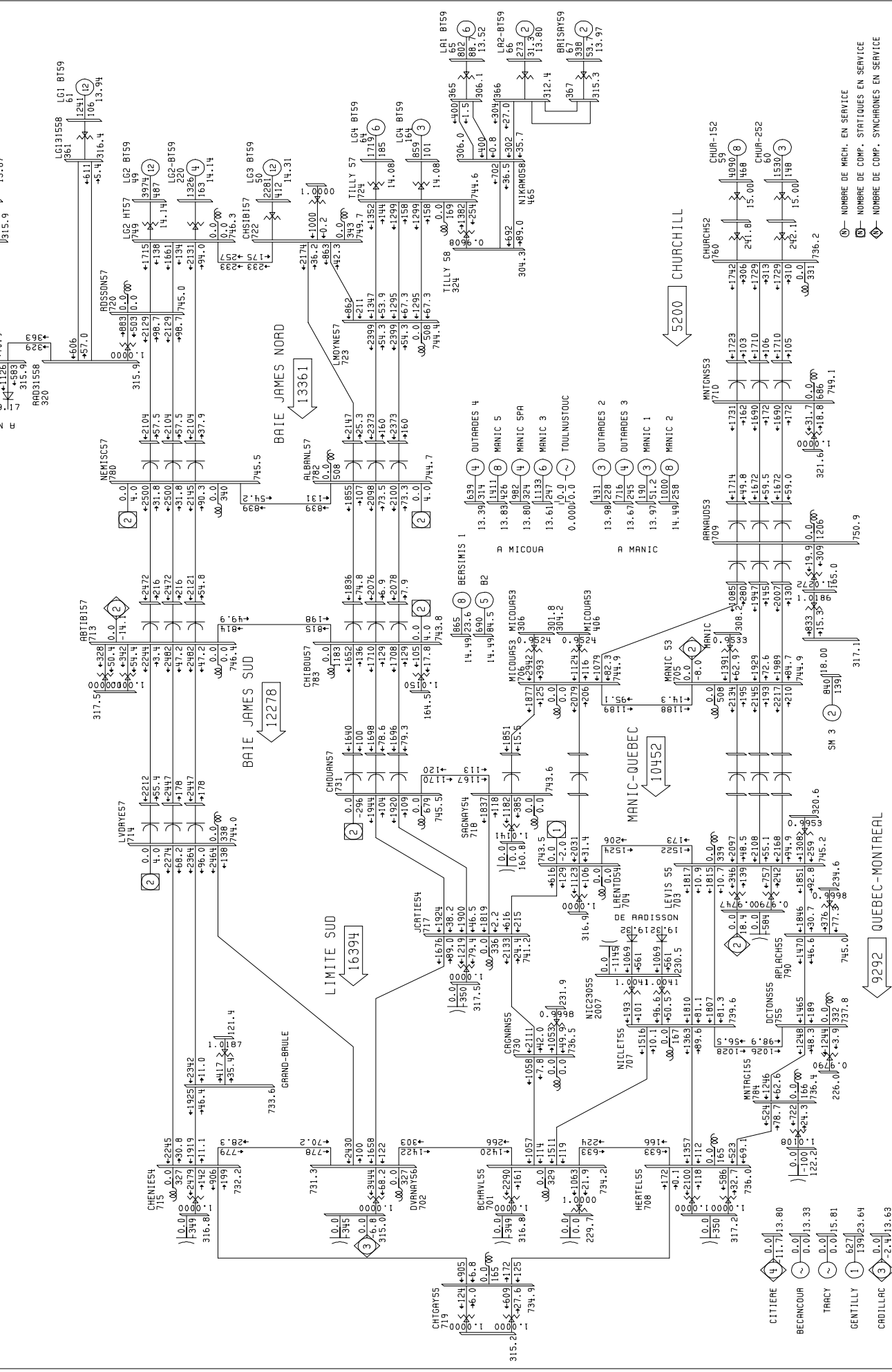
Écoulements de puissance et caractéristiques des installations de compensation série

Liste des figures et tableaux

Figure 2.0	Réseau de base, écoulement de puissance
Figure 2.1	Intégration à Chissibi, écoulement de puissance
Figure 2.2	Intégration à Némiscau, écoulement de puissance
Figure 2.3	Intégration à Chibougamau, écoulement de puissance
Figure 2.4	Intégration à LaVérendrye, écoulement de puissance
Figure 2.5	Intégration à Montagnais, écoulement de puissance
Figure 2.6	Intégration à Arnaud, écoulement de puissance
Figure 2.7	Intégration à Micoua, écoulement de puissance
Figure 2.8	Intégration à Chamouchouane, écoulement de puissance
Figure 2.9	Intégration à Chénier, écoulement de puissance
Figure 2.10	Intégration à Lévis, écoulement de puissance
Tableau 2.1	Intégration à Chissibi, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.2	Intégration à Némiscau, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.3	Intégration à Chibougamau, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.4	Intégration à LaVérendrye, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.5	Intégration à Montagnais, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.6	Intégration à Arnaud, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.7	Intégration à Micoua, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.8	Intégration à Chamouchouane, caractéristiques des équipements de compensation série
Tableau 2.9	Intégration à Chénier, caractéristiques des équipements de compensation série

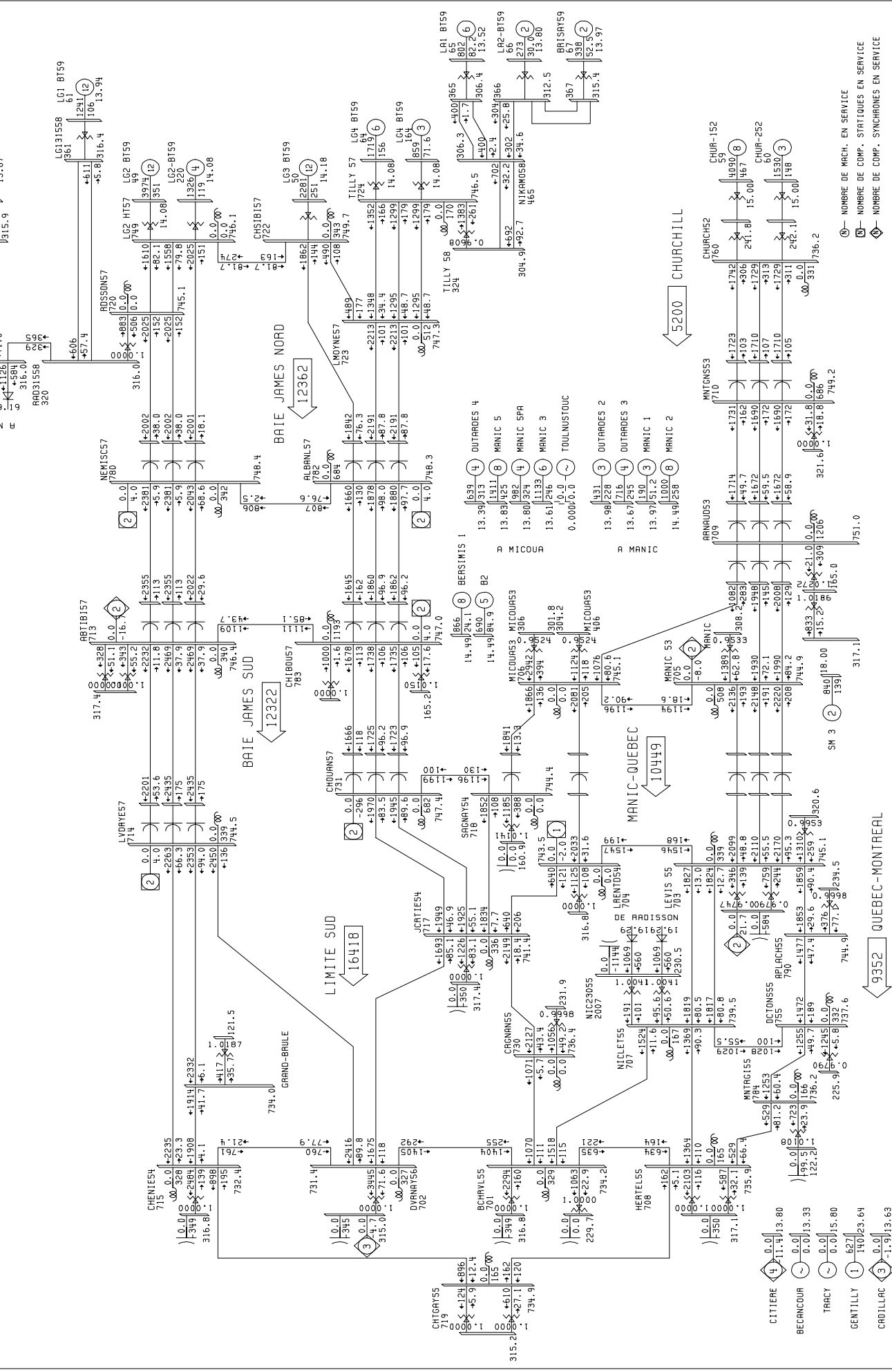
INTEGRATION DE 1000 MW A CHISSIBI

FIGURE 2.1



INTEGRATION DE 1000 MW A CHIBOUGAMAU

FIGURE 2.3

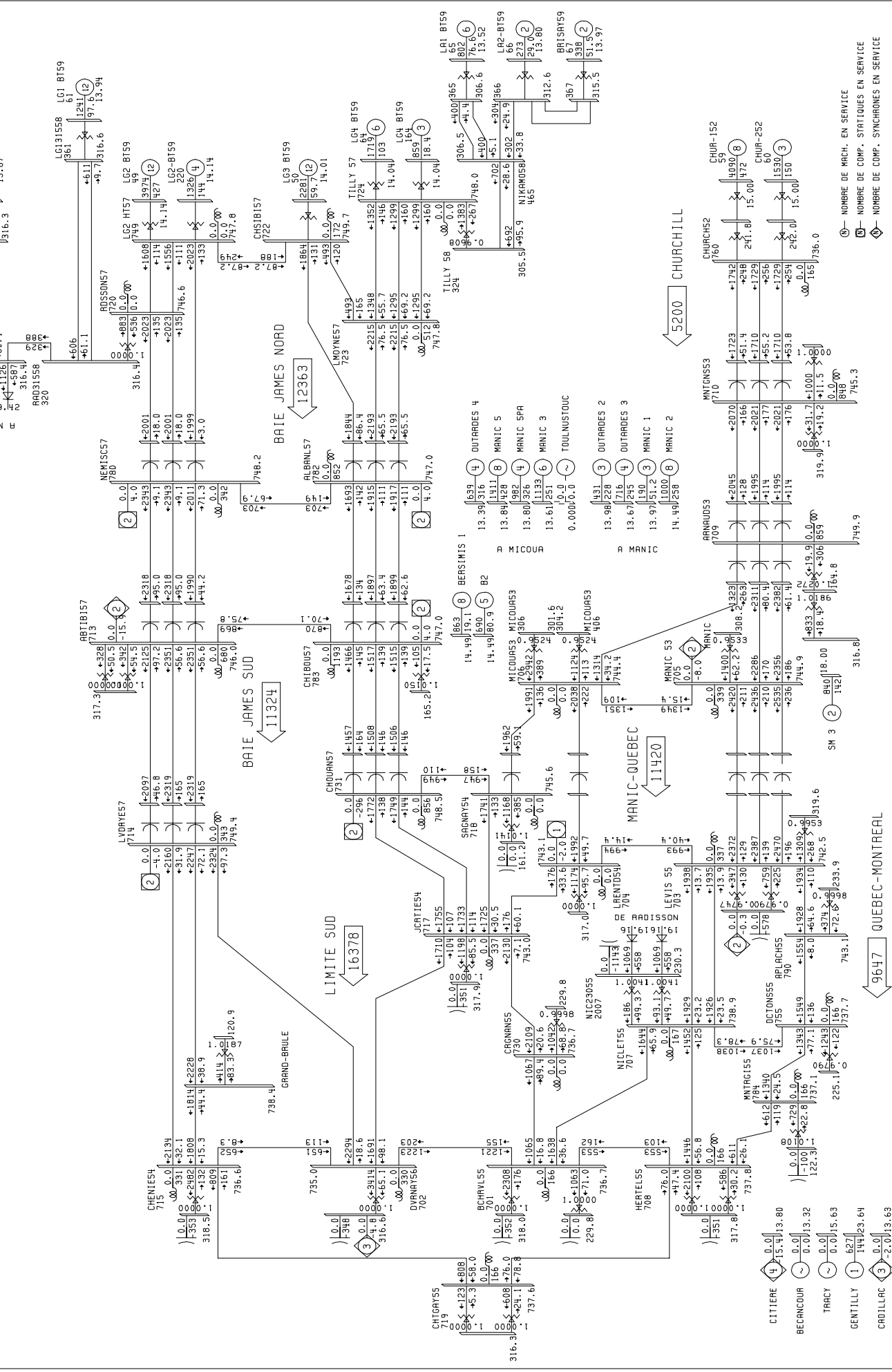


○ NOMBRE DE MACH. EN SERVICE
 ⊕ NOMBRE DE COMP. STATIQUES EN SERVICE
 ⊖ NOMBRE DE COMP. SYNCHRONES EN SERVICE

RESEAU POINTE JANVIER 2008 - BESOINS PATRIMONIAUX PLUS 1000
 INTEGRATION DE 1000 MW A CHIBOUGAMAU
 WED, DEC 19 2001 14:36
 BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - KM/MVAR
 EQUIPMENT - MM/MVAR
 100% RATE

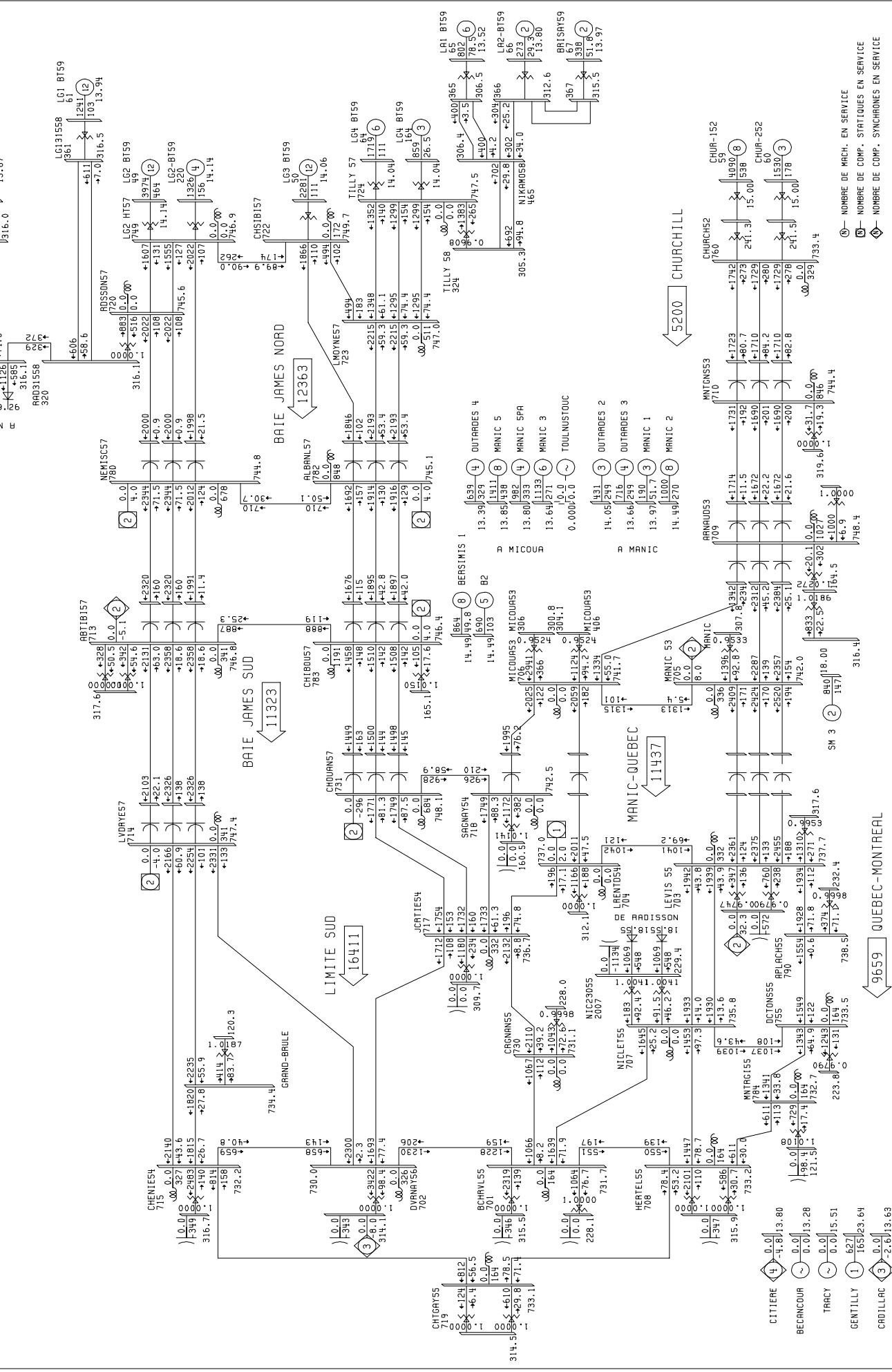
INTEGRATION DE 1000 MW A MONTAGNAIS

FIGURE 2.5



INTEGRATION DE 1000 MW A ARNAUD

FIGURE 2.6



RESEAU POINTE JANVIER 2008 - BESOINS PATRIMONIAUX PLUS 1000
 INTEGRATION DE 1000 MW A ARNAUD
 WED, DEC 19 2001 14:36

BUS - VOLTAGE (KV)
 BRANCH - MW/MVAR
 EQUIPMENT - MM/MVAR

100% RATE

QUEBEC-MONTREAL

MANIC-QUEBEC

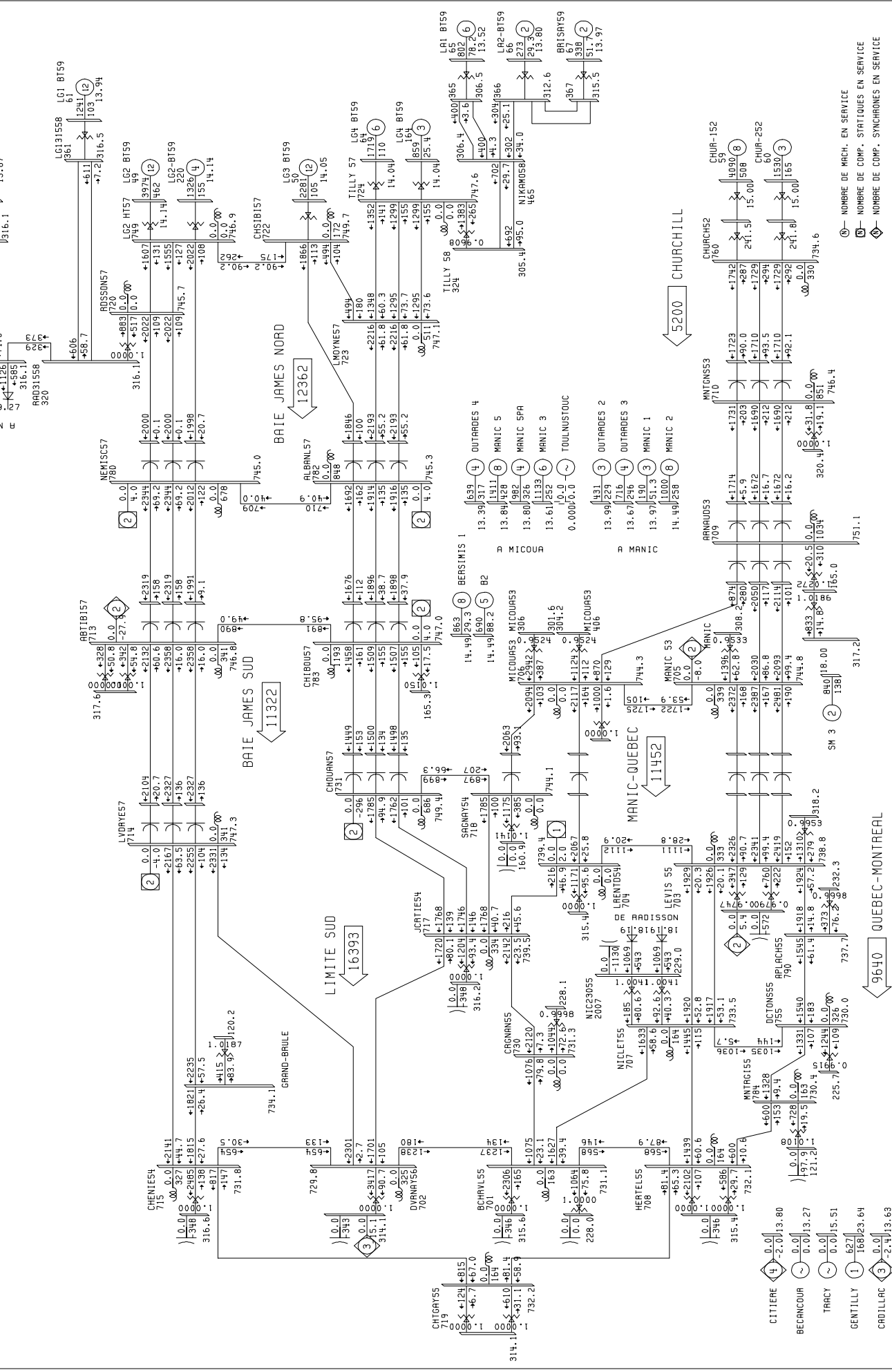
BAIE JAMES SUD

BAIE JAMES NORD

CHURCHILL

3 NOMBRE DE MACH. EN SERVICE
1 NOMBRE DE COMP. STATIQUES EN SERVICE
2 NOMBRE DE COMP. SYNCHRONES EN SERVICE

INTEGRATION DE 1000 MW A MICOUA
FIGURE 2.7



RESEAU POINTE JANVIER 2008 - BESOINS PATRIMONIAUX PLUS 1000
INTEGRATION DE 1000 MW A MICOUA
EQUIPEMENT - MM/MVAR
100% RATEA
BUS - VOLTAGE (KV)
BRANCH - MM/MVAR
EQUIPEMENT - MM/MVAR

① - NOMBRE DE MACH. EN SERVICE
② - NOMBRE DE COMP. STATIQUES EN SERVICE
③ - NOMBRE DE COMP. SYNCHRONES EN SERVICE

INTEGRATION DE 1000 MW A CHAMOUCHOUANE

FIGURE 2.8

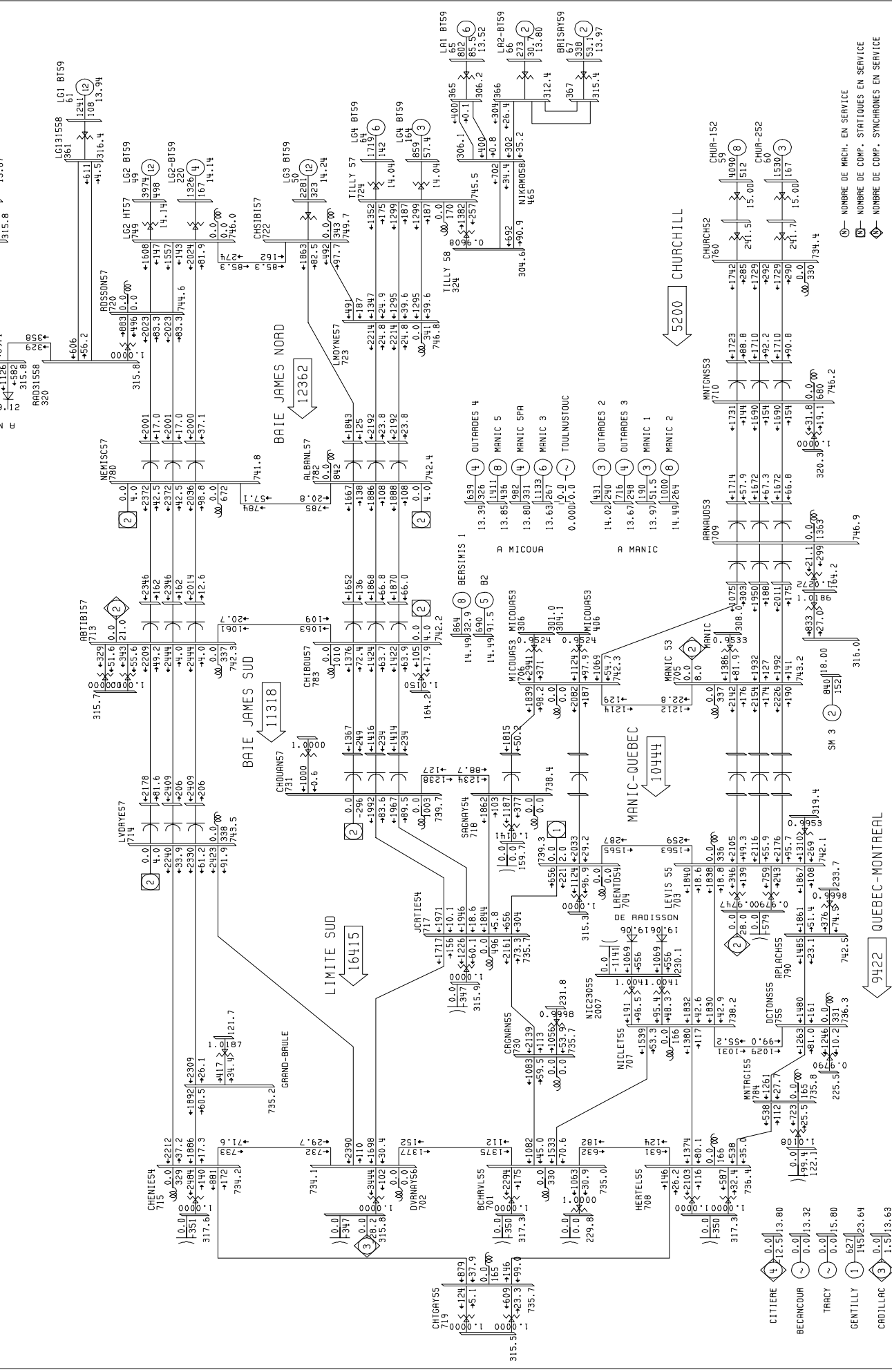


TABLEAU 2.1

INTÉGRATION DE 1000 MW À CHISSIBI

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc	I _{nom}	Cap.	Varistance		
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)					(ohm)	(%)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	16	20	2300	254	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	16	20	2700	350	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	25	34	2400	432	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	25	32	2000	300	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	34	40	2800	800	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	25	40	2200	363	60
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James			878	60
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord				
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			878	60

TABLEAU 2.2

INTÉGRATION DE 1000 MW À NÉMISCAU

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc	I _{nom}	Cap.	Varistance dépassée		
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)				(ohm)	(%)	(amp)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	25	34	2500	469	15
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	25	32	2000	300	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	34	40	2800	800	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	25	40	2200	363	60
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James			915	75
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord				
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			915	75

TABLEAU 2.3

INTÉGRATION DE 1000 MW À CHIBOUGAMEAU

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

	Réseau de base					Nouvelle caractéristique requise					
	Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc		I _{nom}	Cap.	Varistance dépassée
		(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvar)	
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	34	40	2800	800	26
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	25	40	2200	363	60
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James			612	86
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord				
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			612	86

TABLEAU 2.4

INTÉGRATION DE 1000 MW À LA VÉRENDRYE

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc	I _{nom}	Cap.	Varistance dépassée		
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)				(ohm)	(%)	(amp)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	-	-	-	-	26
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	25	40	2100	331	60
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James			264	86
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord				
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			264	86

TABLEAU 2.5

INTÉGRATION DE 1000 MW À MONTAGNAIS

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.		Zc		I _{nom}	Cap.	Varistance
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)		(ohm)	(%)	(amp)	(Mvar)	(MJ)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	-	-	-	-	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	-	-	-	-	-
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James				
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	32
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	25	34	2500	469	42
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	25	44	2500	469	90
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	22	26	2000	264	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	22	17	2000	264	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	41	32	2300	651	15
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord			1923	
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			1923	179

TABLEAU 2.6

INTÉGRATION DE 1000 MW À ARNAUD

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc	I _{nom}	Cap.	Varistance		
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)						(ohm)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	-	-	-	-	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	-	-	-	-	-
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James				
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	25	44	2500	469	90
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	22	26	2000	264	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	22	17	2000	264	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	39	30	2300	619	15
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord			1509	
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			1509	105

TABLEAU 2.7

INTÉGRATION DE 1000 MW À MICOUA

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.		Zc		I _{nom}	Cap.	Varistance
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvar)	(MJ)	
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	-	-	-	-	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	-	-	-	-	-
	Total Baie-James			6 457			Additionnel Baie-James				
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	22	26	2000	264	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	22	17	2000	264	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	38	29	2300	603	15
	Total Côte Nord			4 796			Additionnel Côte Nord		1143		
	Total réseau de base			11 253			Total additionnel		1143	15	

TABLEAU 2.8

INTÉGRATION DE 1000 MW À CHAMOUCOUANE

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

	Réseau de base					Nouvelle caractéristique requise					
	Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc		I _{nom}	Cap.	Varistance
		(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvar)	(MJ)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	34	40	2750	772	-
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	-	-	-	-	-
		Total Baie-James			6 457		Additionnel Baie-James			168	
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
		Total Côte Nord			4 796		Additionnel Côte Nord				
		Total réseau de base			11 253		Total additionnel			168	

TABLEAU 2.9

INTÉGRATION DE 1000 MW À CHÉNIER

CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS DE COMPENSATION SÉRIE

Réseau de base							Nouvelle caractéristique requise				
Nbr par poste	Zc		I _{nom}	Cap.	Varis.	Zc	I _{nom}	Cap.	Varistance		
	(ohm)	(%)	(amp)	(Mvars)	(MJ)						(ohm)
Némiscau Nord	3	16	20	2200	232	15	-	-	-	-	-
Albanel-Chissibi	1	16	20	2200	232	10	-	-	-	-	-
Albanel-Lemoyne	2	16	20	2600	324	10	-	-	-	-	-
Abitibi Nord	3	25	34	2300	397	10	-	-	-	-	-
Chibougameau Nord	3	25	32	1900	271	12	-	-	-	-	-
La Vérendrye Nord	3	34	40	2650	716	17	-	-	-	-	26
Chamouchouane Nord	3	25	40	1800	243	40	25	40	2000	300	60
Total Baie-James				6 457			Additionnel Baie-James			171	86
Montagnais-Nord	3	30	40	2300	476	21	-	-	-	-	-
Arnaud-Nord	3	25	34	2200	363	28	-	-	-	-	-
Arnaud-Sud	3	25	44	2200	363	60	-	-	-	-	-
Saguenay-Nord	1	22	26	1900	238	18	-	-	-	-	-
Périgny	1	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Bergeronnes	3	22	17	1900	238	10	-	-	-	-	-
Total Côte Nord				4 796			Additionnel Côte Nord				
Total réseau de base				11 253			Total additionnel			171	86