

Solutions envisagées

PREUVE EN CHEF DE TRANSÉNERGIE

TABLE DES MATIÈRES

1	Choix de la solution.....	5
1.1	Choix du poste d'intégration au réseau à 735 kV.....	6
1.1.1	Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour la ligne d'intégration.....	6
1.1.2	Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour la charge locale.....	7
1.2	Choix des caractéristiques de la ligne.....	8
1.2.1	Choix du niveau de tension.....	8
1.2.2	Choix du calibre des conducteurs à 315 kV.....	9
1.2.3	Choix du type de ligne (biterne vs monoterne).....	10
1.2.4	Utilisation des équipements du projet reporté Grand-Brûlé-Vignan.....	11
1.3	Choix de l'installation au poste de l'Eastmain-1.....	11
1.4	Choix de l'installation au poste de la Nemiscau.....	12
1.5	Choix de l'installation aux postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane.....	15
1.6	Choix de l'installation au poste Hertel.....	15
1.6.1	Retrait et devancement du remplacement des unités monophasées installées à la position T-3.....	15
1.6.2	Installation d'une batterie à 315 kV.....	15
1.6.3	Addition d'un disjoncteur à 735 kV.....	16
2	Solution retenue	17

Annexe

Annexe A	Intégration des centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A – Études d'impact
----------	--

1 **1 CHOIX DE LA SOLUTION**

2 Tel que décrit à la pièce HQT-3, document 1, le Transporteur peut, à la demande
3 du client du service de transport, réaliser une étude d'impact sur le réseau de
4 transport afin de déterminer les additions et les modifications requises pour
5 assurer le service demandé.

6 Le Transporteur a débuté, en janvier 2002, une demande d'étude d'impact pour
7 intégrer les centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A. La première centrale,
8 d'une puissance de 480 MW devait être mise en service en 2008¹, alors que la
9 deuxième, d'une puissance de 800 MW le serait en 2010. La centrale de
10 l'Eastmain-1-A serait située à moins d'un kilomètre de la centrale de l'Eastmain-1.
11 L'étude d'impact sur le réseau a permis au Transporteur de déterminer les
12 besoins en équipement de compensation pour chacune et pour l'ensemble des
13 centrales. Le rapport de cette étude d'impact est déposé au soutien des présentes
14 comme pièce HQT-4, document 1, annexe A.

15 L'étude d'impact a été réalisée suivant l'hypothèse que le réseau d'intégration,
16 proposé en 1993 pour une centrale de 480 MW et en 1998 pour une centrale de
17 1280 MW, répond totalement aux exigences. Le réseau proposé à l'époque
18 consistait à intégrer la centrale de l'Eastmain-1 au poste de la Nemiscau en
19 construisant une nouvelle ligne biterne à 315 kV, chaque circuit étant composé de
20 trois groupes de deux conducteurs de 1354 MCM en faisceau. L'étude d'impact
21 n'a pas remis en question cette orientation mais s'est concentrée principalement
22 sur l'optimisation des besoins en compensation réactive pour assurer le transit
23 vers les centres de charges.

24 Tel qu'il appert à la pièce HQT-2, document 1 traitant des objectifs visés par le
25 projet, les aspects techniques, environnementaux et économiques sont pris en
26 compte pour orienter le choix de la solution. Les différents aspects qui ont guidé le
27 Transporteur dans son choix sont présentés ci-après.

¹ La mise en service est maintenant prévue pour 2006

1 **1.1 Choix du poste d'intégration au réseau à 735 kV**

2 Étant donné l'emplacement des deux centrales, soit l'Eastmain-1 et l'Eastmain-1-
3 A, les deux postes à 735 kV faisant partie du réseau de transport de la Baie
4 James pourraient servir à l'intégration de cette nouvelle production. Ces postes
5 sont situés au sud des centrales, à une distance d'environ 60 km.

6 Ces deux postes sont le poste de la Nemiscau localisé au sud ouest des centrales
7 et le poste Albanel au sud est. Toutefois, le poste de la Nemiscau se démarque,
8 étant de loin le plus avantageux pour intégrer la production de ces deux nouvelles
9 centrales, tel que plus amplement expliqué ci-après. Une intégration à des postes
10 à 735 kV situés au nord des centrales n'est par ailleurs pas considérée à cause de
11 l'importance de leur éloignement.

12 **1.1.1 Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour**
13 **la ligne d'intégration**

14 En intégrant la production générée par le projet de l'Eastmain-1 au poste de la
15 Nemiscau, la longueur de la ligne d'intégration s'en trouve diminuée, ce poste
16 étant situé plus près de l'emplacement de la centrale, soit à une distance d'environ
17 60 km. Une intégration au poste Albanel exigerait une ligne plus longue d'environ
18 32 km. Une réduction de la longueur de la ligne aura ainsi un impact direct sur les
19 coûts de construction de la ligne et les pertes électriques inhérentes au transport
20 de l'électricité.

21 Par ailleurs, l'intégration au poste de la Nemiscau permet à la ligne d'intégration
22 de longer la route d'accès aux centrales et les lignes à 735 kV déjà en place.
23 L'utilisation des infrastructures existantes réduit les coûts de construction et facilite
24 du même coup l'entretien. Par contre, une intégration au poste Albanel
25 nécessiterait l'ouverture d'un nouveau corridor et la mise en place d'infrastructures
26 d'accès au corridor plus importantes. De plus, une optimisation du tracé pour
27 atteindre le poste Albanel demanderait de longer le réservoir, ce qui pourrait
28 engendrer des contraintes additionnelles inhérentes à la présence de zones
29 inondées.

1 **1.1.2 Avantages d'un raccordement au poste de la Nemiscau pour**
2 **la charge locale**

3 Le poste de la Nemiscau alimente actuellement la charge locale des villages
4 d'Eastmain et de Nemaska, de l'aéroport et des résidences de TransÉnergie à
5 Nemiscau. L'alimentation électrique provient des services auxiliaires du poste,
6 lesquels tirent leur alimentation des transformateurs des compensateurs statiques.
7 Le fonctionnement des compensateurs statiques entraîne présentement des
8 perturbations de tension qui affectent la qualité de l'alimentation. Cependant, ce
9 mode d'alimentation a été jugé acceptable en comparaison des coûts impliqués
10 par des solutions plus conventionnelles, comme l'addition de transformateurs
11 dédiés spécifiquement à l'alimentation de la charge et raccordés directement au
12 jeu barres à 735 kV.

13 L'ajout de nouveaux transformateurs au poste de la Nemiscau pour l'intégration
14 de la centrale de l'Eastmain-1 permettra d'alimenter immédiatement la charge
15 locale à partir de l'enroulement tertiaire des transformateurs de puissance. Ainsi,
16 l'alimentation des charges ne sera plus perturbée par le fonctionnement des
17 compensateurs statiques; la qualité du service offert par le Transporteur dans
18 cette région sera ainsi rehaussée.

19 De plus, puisque les charges de cette région sont situées à l'ouest du poste de la
20 Nemiscau, il est avantageux d'intégrer la nouvelle centrale à ce poste. La
21 présence d'un palier à 315 kV procurera à long terme une source plus robuste
22 advenant une forte croissance de la charge locale. Il faut souligner que la
23 conception initiale du poste de la Nemiscau prévoyait l'ajout à long terme de
24 transformateurs de puissance pour l'intégration des centrales de la rivière
25 Eastmain et de certaines centrales du complexe NBR (Nottaway, Broadback et
26 Rupert).

27 Finalement, le poste de la Nemiscau facilite l'implantation de nouveaux
28 équipements en ce sens qu'il dispose d'infrastructures d'accueil bien aménagées
29 telles les résidences, l'aéroport et un réseau routier convergent.

1 **1.2 Choix des caractéristiques de la ligne**

2 Tel que mentionné précédemment, l'étude d'impact réalisée en mars 2002
3 considère la construction d'une ligne d'une tension de 315 kV composée de deux
4 circuits ayant chacun trois faisceaux de deux conducteurs de 1354 MCM. Les
5 sections qui suivent démontrent que cette solution est toujours adéquate
6 aujourd'hui.

7 **1.2.1 Choix du niveau de tension**

8 Pour valider l'avantage technico-économique de la solution à 315 kV, celle-ci a été
9 comparée à une solution faisant appel à une ligne à 230 kV, également biterne et
10 ayant des conducteurs en nombre et en calibre identiques.

11 Le coût de construction des lignes à 315 et à 230 kV a été établi à partir de coûts
12 paramétriques moyens par kilomètre. Le coût des pertes relié à l'exploitation de la
13 ligne pendant 50 ans a été ajouté au coût de construction de façon à déterminer la
14 solution la plus économique. Les pertes ont été évaluées en considérant la
15 production combinée des deux centrales de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A, soit
16 une puissance de 1280 MW débutant potentiellement en 2006.

17 **Tableau 1 : Choix de la tension**

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act. 2006)	Total M\$ (act. 2006)
Biterne 315 kV (2*1354 MCM/phase)	56	32	88
Biterne 230 kV (2*1354 MCM/phase)	40	60	100

18 Ainsi, comme le démontre le tableau 1, le niveau de tension de 315 kV est la
19 solution la plus économique pour intégrer la production combinée des deux
20 centrales.

1 Le recours à un niveau de tension de 315 kV est également judicieux puisqu'il est
2 présentement utilisé pour l'intégration des centrales La Grande-1, Laforge-1,
3 Laforge-2 et Brisay. Le projet de l'Eastmain-1 bénéficiera donc de l'expertise et de
4 la réserve de matériel et d'accessoires déjà disponibles dans ce territoire.

5 De plus, l'utilisation d'un niveau de tension de 315 kV permettra au Transporteur
6 de réutiliser des appareils et des équipements à 315 kV présentement entreposés
7 dans la banque d'appareillage ou qui seront éventuellement retirés pour limiter le
8 court-circuit dans les postes de charge, notamment des transformateurs et des
9 disjoncteurs.

10 **1.2.2 Choix du calibre des conducteurs à 315 kV**

11 Pour établir le calibre des conducteurs pour la ligne à 315 kV, le coût de
12 construction de la ligne et des pertes d'exploitation a été comparé pour des
13 conducteurs de type 1354 MCM et 1033 MCM.

14 Le tableau 2 démontre que les conducteurs de type 1354 MCM sont les plus
15 économiques et que les coûts additionnels de construction sont compensés par
16 les pertes évitées. Ce tableau démontre également que la ligne biterne constituée
17 de faisceaux de deux conducteurs de type 1354 MCM par phase s'avère la
18 solution la plus économique.

1 **Tableau 2 : Choix du calibre des conducteurs**

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act 2006)	Total M\$ (act. 2006)
Monoterne (2*1354 MCM/ph)	40	65	105
Biterne (1*1354 MCM/ph)	45	65	110
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88
Monoterne (2*1033 MCM/ph)	38	78	116
Biterne (1*1033 MCM/ph)	44	78	122
Biterne (2*1033 MCM/ph)	54	39	93

2 **1.2.3 Choix du type de ligne (biterne vs monoterne)**

3 Avec l'intégration des deux centrales de l'Eastmain, totalisant une puissance de
 4 1280 MW, il est nécessaire de prévoir la mise en place de deux circuits pour
 5 respecter le critère du réseau de transport qui exige que la perte maximale de
 6 production en première contingence soit limitée à 1000 MW. Le réseau
 7 d'intégration pourrait à cet égard être constitué d'une ligne biterne ou de deux
 8 lignes monoternes, mais la construction d'une ligne biterne est plus économique
 9 et s'avère la meilleure solution tel que l'illustre le tableau 3.

10 **Tableau 3 : Biterne vs monoternes**

	Coût de construction M\$ (act. 2006)	Perte M\$ (act. 2006)	Total M\$ (act. 2006)
2 Monoternes (2*1354 MCM/ph)	80	32	112
Biterne (2*1354 MCM/ph)	56	32	88

1 **1.2.4 Utilisation des équipements du projet reporté Grand-Brûlé–**
2 **Vignan**

3 À la suite du report du projet Grand-Brûlé–Vignan, il est devenu nécessaire de
4 procéder à l'entreposage des composantes de la ligne qui avaient déjà été
5 approvisionnées. L'entreposage de ces composantes n'est pas exempt de risques
6 et entraîne des frais d'entreposage et d'intérêt. Dans un souci de saine gestion, il
7 est par conséquent préférable de réutiliser ces équipements le plus rapidement
8 possible à leur valeur comptable, afin d'éviter de maintenir des frais d'entreposage
9 et d'intérêt.

10 Ainsi, bien que l'avant-projet préliminaire de la ligne Eastmain-1–Nemiscau de
11 décembre 1995 prévoyait l'érection d'une ligne biterne ayant des pylônes
12 haubanés, le Transporteur a jugé judicieux d'utiliser les pylônes du projet Grand-
13 Brulé–Vignan (pylônes ayant quatre pieds (pattes)) pour les raisons
14 susmentionnées.

15 En agissant ainsi, le Transporteur est en mesure de raccorder la centrale dans un
16 échéancier plus rapproché.

17 **1.3 Choix de l'installation au poste de l'Eastmain-1**

18 Tel qu'il appert à l'annexe B de la pièce HQT-5 document 1, le schéma du poste
19 de la centrale de l'Eastmain-1 a été prévu de façon à permettre et faciliter le
20 raccordement des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, dont les mises en
21 service devraient se faire sur une période de quatre ans à compter de la mise en
22 service de la centrale de l'Eastmain-1. Néanmoins, la quantité d'équipements à
23 315 kV qui sera installée au poste à l'étape initiale correspond au matériel qui
24 serait normalement requis si la seule centrale de l'Eastmain-1 était réalisée.

25 Un bâtiment sera construit au poste de départ pour accueillir les protections
26 requis. Il n'a pas été possible de localiser les protections dans le bâtiment de la
27 centrale. Il est également nécessaire d'installer un bâtiment d'entretien pour

1 permettre l'intervention du personnel sur les appareils lors de conditions
2 climatiques difficiles.

3 **1.4 Choix de l'installation au poste de la Nemiscau**

4 Suivant les pratiques usuelles, la production des centrales est intégrée de façon
5 ferme dans les postes à 735 kV. Cette façon de faire vise à prémunir le
6 Transporteur contre les défauts de transformateurs généralement très longs à
7 réparer, et auxquels s'ajoutent les contraintes de transport reliées à
8 l'encombrement, à la distance et aux conditions climatiques prévalant dans cette
9 région du Québec.

10 Pour assurer cette alimentation ferme, deux variantes ont été envisagées pour le
11 poste de la Nemiscau :

12 Variante 1 - Acquisition de six (6) transformateurs monophasés

13 Variante 2 - Relocalisation d'appareils de transformation du réseau
14 présentement entreposés ou rendus disponibles.

15 Les transformateurs de la variante 2 pourraient provenir soit de la banque
16 d'appareillage majeure, soit des postes de Radisson et Hertel. En effet, trois
17 transformateurs monophasés 735-315 kV de 1100 MVA sont actuellement
18 entreposés à la suite du report du projet Grand-Brulé-Vignan; ces transformateurs
19 pourraient donc être utilisés immédiatement au poste de la Nemiscau.

20 Deux autres transformateurs monophasés pourraient provenir du poste Hertel
21 puisque le Transporteur prévoit remplacer éventuellement six transformateurs
22 monophasés 735-315 kV de 1650 MVA afin de limiter le court-circuit sur le jeu de
23 barres à 315 kV du poste Hertel. Il serait alors possible de devancer le
24 remplacement de deux phases 735-315 kV dans le but de les relocaliser au poste
25 de la Nemiscau. Le troisième transformateur monophasé 735-315 kV proviendrait
26 du poste de Radisson, où il est présentement mis en réserve.

27 Tel que le démontre le tableau 4, la variante 2, consistant à utiliser des appareils
28 déjà disponibles, s'avère la solution la plus économique. Cette analyse est basée

- 1 sur des coûts paramétriques moyens et tient compte uniquement des coûts
- 2 différentiels reliés aux appareils majeurs.

1 **Tableau 4 : Poste de la Nemiscau – Achat vs relocalisation de trois**
2 **transformateurs 735-315 kV**

Variante	Année		Coût actualisé en 2003 (K\$)	
#1	2006	Acquisition de 6 unités monophasées 735-315 1100 MVA	16 632	
	2015	Valeur résiduelle des 6 unités monophasées	-8200	
Total Variante #1			8432	
#2	2006	Réfection de 3 unités monophasées 735-315 kV, 1100 MVA	709	
	2006	Transport des 3 unités monophasées 735-315 kV, 1100 MVA au poste de la Nemiscau	394	
	2006	Réfection de 2 unités monophasées 735-315 kV, 1650 MVA du poste Hertel	472	
	2006	Transport de 2 unités monophasées 735-315 kV, 1650 MVA de Hertel au poste de la Nemiscau	262	
	2006	Remplacement des joints d'étanchéité d'une unité monophasée 735-315 kV 1650 MVA du poste de Radisson	44	
	2006	Transport d'une unité monophasée 735-315 kV, 1650 MVA du poste de Radisson au poste de la Nemiscau	87	
	2015	Valeur résiduelle des 2 transformateurs monophasés provenant d'Hertel	-554.	
	2015	Valeur résiduelle de l'unité monophasée provenant du poste de Radisson	-739	
			Coût de devancement du remplacement de trois unités monophasées de 2019 à 2006	4065
	Total Variante #2			4741

1 **1.5 *Choix de l'installation aux postes de La Vérendrye et de***
2 ***la Chamouchouane***

3 Les travaux prévus aux postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane
4 consistent à ajouter des unités de condensateurs sur les plates-formes de
5 compensation série existantes afin d'augmenter leur capacité en courant. Ces
6 travaux sont jugés nécessaires afin d'assurer la mise à niveau des courants
7 nominiaux de ces postes, tel qu'il appert de la section 3.2 de l'étude d'impact
8 déposée comme Annexe A du présent document. Notons qu'aucune autre
9 variante n'est possible puisque les batteries doivent nécessairement avoir la
10 capacité pour intégrer la production de la nouvelle centrale de l'Eastmain-1.

11 **1.6 *Choix de l'installation au poste Hertel***

12 **1.6.1 Retrait et devancement du remplacement des unités**
13 **monophasées installées à la position T-3**

14 Il a été mentionné à la section 1.4 précédente qu'il était plus économique de
15 retirer deux unités monophasées de transformation et de devancer l'installation de
16 trois unités monophasées ayant une impédance de 20%. Les travaux prévus au
17 poste Hertel vise donc à retirer et à installer ces nouvelles unités de
18 transformation.

19 Les études d'optimisation ont démontré que le devancement du remplacement
20 des transformateurs installés à la position T-3 était favorisé par le fait qu'il y ait
21 uniquement deux unités monophasées d'installées à la position T-3. De plus, le
22 fait d'utiliser uniquement deux unités monophasées du poste Hertel permet
23 d'obtenir une meilleure répartition des phases de réserve aux postes de Radisson
24 et Hertel, soit une phase à chacun des postes.

25 **1.6.2 Installation d'une batterie à 315 kV**

26 L'étude d'impact réalisée par le Transporteur a fait ressortir la nécessité d'ajouter
27 une batterie de compensation shunt au poste Hertel pour l'intégration de la
28 production de la centrale de l'Eastmain-1.

1 De telles batteries sont déjà installées dans des postes de charge importants,
2 notamment ceux de Duvernay, de Boucherville et Chénier. Le poste Hertel,
3 compte tenu de son niveau de charge et du remplacement d'un transformateur de
4 11% d'impédance par un de 20 %, s'avère maintenant un emplacement idéal pour
5 l'ajout d'une nouvelle batterie de condensateurs.

6 L'addition de cette batterie exige de remplacer deux disjoncteurs à 315 kV
7 présentement en service. En effet, ces deux disjoncteurs sont d'un type à faible
8 volume d'huile et ne sont pas en mesure d'opérer à proximité de la batterie de
9 condensateurs. Ces disjoncteurs seront toutefois réutilisés dans des projets où
10 leurs caractéristiques seront jugées adéquates.

11 Finalement, la position retenue dans le jeu de barres pour l'addition de la batterie
12 requiert de modifier les protections au poste de La Prairie.

13 **1.6.3 Addition d'un disjoncteur à 735 kV**

14 L'ajout d'un disjoncteur à 735 kV au poste Hertel est prévu afin d'assurer le
15 respect des critères de fiabilité édictés par le NPCC. Cette addition n'est toutefois
16 pas liée au projet d'intégration de la centrale de l'Eastmain-1, et partant, ces coûts
17 (2,7 M\$) sont retranchés du présent projet.

18 Cette addition sera donc réalisée simultanément au projet d'intégration de la
19 centrale de l'Eastmain-1 afin de minimiser le nombre d'interventions dans le poste
20 Hertel et de profiter des économies reliées à l'ouverture d'un seul chantier.

1 **2 SOLUTION RETENUE**

2 Il ressort de l'analyse technico-économique effectuée par le Transporteur que
3 l'intégration privilégiée pour la centrale de l'Eastmain-1 est celle à 315 kV jusqu'au
4 poste de la Nemiscau.

5 En effet, cette solution est non seulement acceptable au plan technique, mais elle
6 demeure la plus économique tout en minimisant les impacts sur l'environnement.

7 La solution retenue consiste donc à :

- 8 • Aménager un poste extérieur à 315 kV sur la rive gauche du canal de fuite
9 de la centrale de l'Eastmain-1, en prévoyant le raccordement au jeu de
10 barres des centrales de l'Eastmain-1-A et de la Sarcelle, et en
11 aménageant un bâtiment de protection jumelé à un bâtiment d'entretien.
12 Les transformateurs de puissance et la protection associée seront installés
13 à la centrale ;
- 14 • Construire une ligne biterne à 315 kV d'une longueur de 59 km, en utilisant
15 certains équipements du projet reporté Grand-Brûlé–Vignan dont les
16 caractéristiques correspondent aux exigences du présent projet ;
- 17 • Aménager une nouvelle section 735-315 kV au poste de la Nemiscau,
18 utilisant deux unités monophasées du poste Hertel et une de Radisson, et
19 trois unités monophasées provenant de la banque d'appareillage majeur ;
- 20 • Augmenter la capacité en courant des batteries de compensation série des
21 postes de La Vérendrye et de la Chamouchouane ;
- 22 • Devancer le remplacement du transformateur T-3 au poste Hertel ;
- 23 • Retirer un transformateur monophasé au poste de Radisson ;
- 24 • Installer une batterie de 345 MVAR au jeu de barres à 315 kV du poste
25 Hertel ;
- 26 • Modifier la protection du poste de La Prairie en coordination avec l'ajout de
27 la nouvelle batterie de condensateurs au poste Hertel ; et
- 28 • Procéder à l'installation d'un disjoncteur à 735 kV.

Annexe A
Intégration des centrales
de l'Eastmain-1 et de l'Eastmain-1-A

Études d'impact

**Intégration des centrales
Eastmain-1, Eastmain-1-A
Études d'impact**

Table des matières

	PAGE
RÉSUMÉ	1
1. LE PROJET.....	2
2. LE RÉSEAU D'INTÉGRATION.....	4
3. LES ÉQUIPEMENTS DE TRANSPORT	5
3.1 Études de stabilité.....	5
3.2 Courants dans les installations de compensation série.....	5
4. LES PERTES DE TRANSPORT	7
4.1 Les pertes en puissance	7
4.2 Les pertes en énergie	7

Résumé

La rivière Eastmain coule vers la Baie James dans le nord-ouest québécois, immédiatement au nord du complexe NBR à environ 750 km de Montréal. Deux projets sont à l'étude sur cette rivière, à savoir :

- construire en 2008 une première centrale de 480 MW, Eastmain-1, au kilomètre 215 de la rivière ;
- développer sur le même site une deuxième centrale, Eastmain-1-A, de 800 MW en 2010.

Le réseau d'intégration retenu pour ces deux projets se limite à une ligne biterne à 315 kV de près de 60 kilomètres qui relie le site de la centrale de l'Eastmain-1 au poste de Némiscau sur le réseau de transport de la Baie James (RTBJ). Évalués en dollars de 2001, les coûts globaux requis pour l'intégration des deux projets sont estimés à 45 millions en équipements de lignes et à 89 millions en équipements de postes. On peut examiner à la figure 1 le schéma de liaison préconisé.

L'impact mesuré sur les infrastructures du réseau de transport à très haute tension est mineur, même lorsque les deux projets sont considérés conjointement. Sur le RTBJ, l'impact se limite à la mise à niveau du courant nominal de neuf installations de compensation série en trois postes ainsi qu'à l'ajout de bancs de condensateurs shunt dans la région de Montréal. Les investissements requis pour ces équipements sont respectivement de 26,3 et 8,5 millions, toujours en dollars de 2001. On estime que 21,6 millions de ces investissements seraient requis en 2008 et 13,2 millions en 2010.

Les pertes de transport en puissance reliées à l'intégration de la centrale de l'Eastmain-1 sont évaluées à 35 MW, lesquelles généreront des pertes en énergie de 0,13 TWh. Deux ans plus tard, l'ajout de la centrale de l'Eastmain-1-A fera augmenter les pertes en puissance d'un autre 75 MW, portant à 110 MW et 0,77 TWh les pertes reliées à l'ensemble des deux projets.

Finalement, on anticipe que quelques mois seront nécessaires pour la mise à jour de l'avant-projet d'Eastmain-1 tandis que l'on peut s'attendre à un délai de deux ans pour la réalisation de la phase projet. Pour Eastmain-1-A, les délais anticipés correspondants sont respectivement d'un an et demi et de deux ans. Ces délais nous servent à évaluer et autoriser le début des activités qui permettront de respecter la date de mise en service de chacune des centrales.

1. Le projet

La rivière Eastmain coule d'est en ouest dans le nord québécois pour se jeter dans la Baie James à mi-chemin entre les rivières Rupert et La Grande. En 1993, Hydro-Québec Production obtenait les permis requis pour la réalisation d'une centrale de 480 MW au kilomètre 215 de l'embouchure de la rivière, soit le projet Eastmain-1. D'abord modifié, puis délaissé, le projet Eastmain-1 refait surface selon le concept initial de 1993, soit trois groupes de 160 MW et une mise en service prévue pour 2008.

Le Plan de développement prévoit aussi un deuxième projet, Eastmain-1-A, qui consiste à réaliser une dérivation de la rivière Rupert vers la rivière Eastmain et à développer, au site d'Eastmain-1, une seconde centrale de 800 MW. La mise en service prévue pour cette deuxième centrale serait 2010.

Pour évaluer l'impact de ces deux projets sur le réseau de transport, nous utiliserons, à la demande de notre client, le plan de développement suivant pour satisfaire aux futurs besoins québécois de puissance et d'énergie :

- SM-3 : 870 MW en 2003 ;
- Grand-Mère : gain de 81 MW en 2004 ;
- Rééquipement Outardes-3 : gain de 254 MW de 2003 à 2006 ;
- Toulnostouc : 465 MW en 2005 ;
- Mercier : 36 MW en 2005 ;
- Du Suroît : 800 MW en 2006 ;
- Chute-Allard : 58 MW en 2007 ;
- Rapides-des-Coeurs : 80 MW en 2007 ;
- Romaine-1 : 54 MW en 2007 ;
- Tabaret : 132 MW en 2009 ;
- Péribonka : 433 MW en 2009.

Le réseau qui a servi de base à cette étude d'impact a aussi été implémenté des éléments suivants par rapport au réseau actuellement en service :

- ajout de 15 ohms et mise à niveau de 400 ampères des installations de compensation série de Bergeronnes ;
- ajout d'une batterie de condensateurs shunt de 345 mégavars au poste Jacques-Cartier 315 kV ;
- ajout d'un quatrième transformateur 735-315 au poste de Duvernay ;

-
- ajout de deux installations de compensation série de 28 ohms sur la ligne 161 kV qui relie la centrale de la Romaine au poste Arnaud ;
 - divers condensateurs dans la charge pour maintenir les facteurs de puissance à un niveau satisfaisant.

Ces ajouts font partie de projets déjà approuvés et d'études d'impact en cours ou découlent naturellement de l'évolution du réseau interconnecté.

2. Le réseau d'intégration

La centrale de l'Eastmain-1, dans son concept de 1993, était intégrée au poste de Némiscau par une ligne biterne à 315 kV de 70 kilomètres, laquelle longeait la route d'accès au chantier. En 1995, une nouvelle étude optimisait le tracé de la ligne pour en réduire la longueur à 59,2 kilomètres. Cette étude faisait suite à une réévaluation de 480 à 1280 MW de la puissance totale à être installée sur la rivière Eastmain.

Dans le mandat qu'il nous a confié, notre client nous a spécifiquement demandé que le réseau d'intégration retenu ait une capacité de transit de 1280 MW dès la phase initiale. Aussi, nous avons considéré que la solution de l'étude de 1995 satisfaisait totalement à ces exigences.

Au poste à la centrale, le schéma retenu (voir figure 1) permet d'intégrer directement les trois groupes prévus au site d'Eastmain-1 et une biterne à 315 kV en provenance d'Eastmain-1-A distant d'environ un kilomètre. Nous avons aussi prévu l'espace pour une ligne monoterne supplémentaire en vue de la réalisation possible du projet La Sarcelle.

À l'autre extrémité de la ligne, deux transformateurs 735-315 de 1100 MW sont ajoutés au poste de Némiscau pour compléter l'intégration des deux projets.

Au total, le réseau d'intégration nécessitera 140 millions d'investissements évalués en dollars de 2001. Ces investissements peuvent être répartis de la façon suivante :

	<u>Poste</u>	<u>Ligne</u>	<u>Total</u>
Eastmain-1 en 2008 :	72	44	116
Eastmain-1-A en 2010 :	17	1	18
Total :	89	45	134

3. Les équipements de transport

3.1 Études de stabilité

Nous avons vérifié la stabilité de l'ensemble du réseau interconnecté, selon les tests habituels, pour des puissances intégrées de 480 et 1280 MW.

Pour le projet Eastmain-1, de 480 MW, les résultats ont montré un réseau stable et bien amorti pour tous les cas simulés. Les essais les plus sévères se sont avérés être les pertes de deux lignes parallèles au sud du poste La Vérendrye. Pour ce type d'événement, le recours au délestage en sous-tension s'avère très efficace et demeure bien en deçà de la limite permise de 1500 MW.

Dans l'éventualité où la centrale de l'Eastmain-1-A serait ajoutée en 2010, la stabilité en tension du réseau interconnecté n'est plus assurée lors de la simulation de la perte d'une ligne en réseau dégradé au sud du poste de La Vérendrye. On peut pallier à ce problème en ajoutant à Montréal une batterie de condensateurs shunt de 345 mégavars sur la section à 315 kV du poste Hertel et une batterie de 190 mégavars à 230 kV au poste de Boucherville.

Ces ajouts permettent de bien stabiliser le réseau en tension, procurent une légère marge de manoeuvre quant à la puissance réactive requise et permettent de bien distribuer les inductances en charge à la pointe. On évalue à 8,5 millions de dollars 2001 les coûts associés à ces nouveaux équipements.

3.2 Courants dans les installations de compensation série

Nous avons d'abord vérifié les installations de compensation série du réseau de transport interconnecté avant l'intégration des centrales de la rivière Eastmain. Les résultats ont montré que les courants nominaux de toutes les installations actuelles sont adéquats, même après l'intégration de 2001 à 2008 de toutes les centrales mentionnées à l'item 1 de ce rapport.

Si nous limitons notre étude à la seule intégration des 480 MW de la centrale de l'Eastmain-1, on constate que les courants nominaux des installations de La Vérendrye et de Chamouchouane sont tous deux excédés de 100 ampères. La mise à niveau de ces courants devrait coûter 18,7 millions évalués en dollars de 2001, soit 9,9 millions au poste de La Vérendrye et 8,8 millions à Chamouchouane.

Dans le cas plus global où les deux centrales seraient intégrées au réseau, des mises à niveau des courants aux installations des postes Abitibi (200 ampères), La Vérendrye (300 ampères) et Chamouchouane (200 ampères) seraient requises. Ces coûts, toujours évalués en dollars de 2001, sont respectivement de 4,7, 12,2 et 9,4 millions.

Puisque les courants nominaux des postes de La Vérendrye et Chamouchouane seraient enfreints dès 2008 lors de l'intégration des 480 MW d'Eastmain-1, on assume que 21,6 millions seraient requis en 2008 et 4,7 millions en 2010.

4. Les pertes de transport

4.1 Les pertes en puissance

L'évaluation des pertes en puissance sur les réseaux de transport et de répartition et associée à l'intégration d'une nouvelle centrale, s'est faite selon les hypothèses de travail suivantes :

- utilisation des équipements de puissance réactive du réseau de transport pour en maintenir intégralement le profil de tension avec et sans la centrale à l'étude ;
- fixer les besoins prioritaires pour éviter les variations de pertes en puissance sur les réseaux de distribution ;
- utilisation des centrales thermiques près de la charge pour maintenir la barre d'équilibre à une valeur constante ; cette hypothèse de travail permet de limiter la variation de transit sur le réseau de transport à la seule valeur de la centrale à l'étude.

Selon cette méthode, on obtient en 2008 un écart de 35 MW de pertes résistives avant et après l'intégration des 480 MW de la centrale Eastmain-1. En 2010, l'écart mesuré est de 75 MW dû aux 800 MW de la centrale de l'Eastmain-1-A. Pour les deux projets, les pertes en puissance cumulatives de 110 MW représentent 8,6 % de la puissance totale des deux projets.

4.2 Les pertes en énergie

Selon le tableau "Offre potentielle pour satisfaire les futurs besoins de puissance et d'énergie" que nous a fait parvenir notre client, le facteur d'utilisation de la centrale de l'Eastmain-1 sera de 0,64, soit une production de 2,7 TWh générée avec une puissance de 480 MW. De ces données, on évalue le facteur de pertes à 0,433 et les pertes en énergie dues à Eastmain-1 à 0,13 TWh annuellement.

Pour la centrale de l'Eastmain-1-A, le même tableau cité précédemment spécifie que le gain en énergie de 10,1 TWh associé aux 800 MW générés inclut les gains escomptés de la dérivation de la Rupert vers le complexe La Grande. En supposant que les deux centrales à l'étude, sises toutes deux sur le même réservoir, devraient avoir le même facteur d'utilisation, on évalue à 0,28 TWh les pertes en énergie reliées directement à Eastmain-1-A.

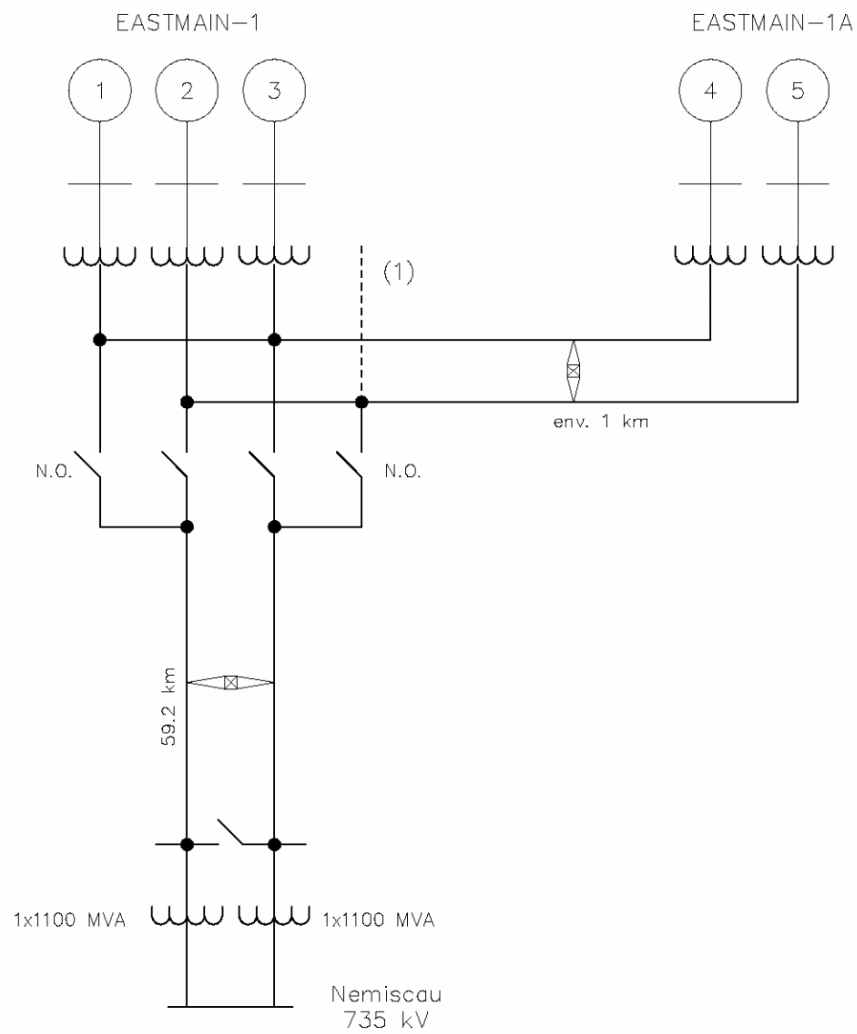
Selon cette hypothèse, Eastmain-1-A générerait annuellement 4,5 TWh, ce qui laisse un gain de 5,6 TWh pour les centrales LG-1, LG-2 et LG-2-A. Ensemble, ces trois centrales, qui totalisent présentement 8772 MW et 44,3 TWh, verraient leur facteur d'utilisation combiné passer de 0,58 à 0,65. Les pertes en énergie dues à ce nouvel apport sont évaluées à 0,36 TWh.

Selon l'hypothèse retenue, les deux projets à l'étude totaliseraient, globalement, des pertes en énergie de 0,77 TWh, soit 6,0 % de l'apport total de 12,8 TWh.

Tableau 1
Récapitulatif des pertes

		EM-1	EM-1-A	LG-1 LG-2	TOTAL
Gain en puissance	(MW)	480	800	0	1280
Pertes associées	(MW)	35	75	0	110
	(%)	7,3	9,4		8,6
Gain en énergie	(TWh)	2,7	4,5	5,6	12,8
Pertes associées	(TWh)	0,13	0,28	0,36	0,77
	(%)	4,8	6,2	6,4	6,0

Figure 1



Alternateurs # 1, 2, 3: 168,5 MVA, F.P.=0,95 @ 15°C
 Alternateurs # 4 et 5: 420,0 MVA, F.P.=0,95 @ 15°C

Note:

(1) Possibilité d'intégration du projet La Sarcelle

DIRECTION PLANIFICATION DES ACTIFS ET AFFAIRES RÉGLEMENTAIRES UNITÉ PROGRAMME ET STRATÉGIES DU RÉSEAU PRINCIPAL		Hydro-Québec TransÉnergie	
DESSINÉ M.LEMIRE		EASTMAIN-1 NEMISCAU LIGNE À 315 kV	
PROJETÉ L.SOULIÈRES, ing. <i>L. Soulières</i>		RACCORDEMENT DES CENTRALES EASTMAIN-1 ET EASTMAIN-1-A	
APPROUVÉ <i>[Signature]</i>		SCHÉMA DE LIAISON PROPOSÉ	
R. DE T. 3877-607	DATE 2002-02-28	APPROUVÉ	APPROUVÉ
ÉCHELLE	REVISION 2002-03-26	APPROUVÉ	APPROUVÉ
DIMENSIONS EN mm.		APPROUVÉ 38772015000201A PL4	