

PROJETS MAJEURS
EXPLICATIONS COMPLÉMENTAIRES

TABLE DES MATIÈRES

Projets de renforcement du réseau de transport à haute tension	4
Projet d'intégration de la centrale de Beauharnois au réseau de Montréal	6
Projets de renforcement de l'alimentation électrique du centre ville de Québec	7
Projet de réhabilitation de l'aménagement La Tuque	8
Projet d'intégration du poste Montérégie au réseau de transport à 120 kV	9
Projet <i>Automatisme de rejet de production et de télédélestage de charge</i> (RPTC)	10
Projet de révision globale de l'automatisme de réseau <i>Solution permanente à la séparation du réseau</i> (SPSR)	11
Projet de construction de la ligne à 315 kV Arnaud – Sainte-Marguerite-3 et d'ajout de transformateurs au poste Arnaud	12
Projet Sainte-Marguerite-3 – Poste de départ	13
Projet de modernisation du centre de conduite de réseau (MCCR)	14
Projet Manic 2 – Poste de départ	15
Projet Duvernay – Travaux prioritaires et compensateurs synchrones	16
Projet de renforcement de l'alimentation de l'est de la péninsule gaspésienne par le bouclage des postes de transport de Percé et de Gaspé	17
Projets d'interconnexion à 161 kV Saguenay – usine Laterrière et d'additions d'équipements au poste Saguenay	18
Projet d'implantation d'un progiciel de gestion de la maintenance	19
Projets de réaménagement du réseau de Bromptonville – Démantèlement du poste de sectionnement 120-120 kV de Bromptonville – Construction d'une ligne à 120 kV entre les postes de Sherbrooke et de St-François – Ajout de deux disjoncteurs au poste 120-25 kV de Bromptonville – et réaménagement des lignes existantes	20
Projet de remise à neuf des deux compensateurs synchrones au poste Abitibi	21
Projets poste de Duvernay 735-315-120 kV et d'addition d'un transformateur 735-315 kV	22

Projet Grand-mère	23
Projet Bersimis 1	24
Projet d'ajouts au poste Saguenay	25
Projet poste La Baie	26
Projet d'alimentation Ville de La Baie	27
Projet Sherbrooke / Magog	28
Projet Grand-Brûlé / St-Sauveur	29
Poste Hertel	30
Projet Lanaudière / St-Sulpice	31
Projet d'acquisition de surlargeur – 120 kV	32

PROJETS DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT À HAUTE TENSION

Contexte

Suite à la tempête de verglas qui s'est abattue sur le Québec du 5 au 9 janvier 1998 et aux interruptions majeures de service électrique qui ont suivi, Hydro-Québec a entrepris divers projets à réaliser de façon urgente pour améliorer davantage, dans les plus brefs délais possibles, la sécurité d'alimentation électrique de la population du Québec.

Solution

Essentiellement, les projets visent à assurer, suite à l'avènement d'une situation similaire à la tempête de verglas de 1998, que les dommages causés aux lignes du réseau de transport aient des conséquences limitées sur l'alimentation de la population du Québec et ce, tant en ampleur qu'en durée.

Les moyens visent en premier lieu à réaliser le bouclage des réseaux haute tension de la Montérégie, de l'Outaouais et du centre ville de Montréal et de celui de Québec de façon à diversifier les axes d'alimentation de ces territoires. Ils visent aussi à accroître la robustesse du réseau de transport en renforçant certaines sections du réseau et certaines lignes de transport à des points stratégiques. De plus, des mesures seront entreprises pour augmenter le recours aux réseaux voisins afin d'accroître la sécurité d'alimentation de l'ensemble du Québec. Concrètement, Hydro-Québec construira une nouvelle interconnexion avec le réseau à haute tension de l'Ontario.

Boucle Montérégienne

Ce projet vise la construction d'une ligne de transport à 735 kV d'environ 140 km entre les postes Hertel et des Cantons, afin de diversifier les axes d'alimentation de la Montérégie et de ceux du poste Hertel par lequel transite une portion significative de l'électricité alimentant la charge du centre ville de Montréal. La nouvelle ligne de transport à 735 kV passera près de la région de St-Césaire et de Granby où un nouveau poste à 735 kV - 120 kV sera construit pour sécuriser l'alimentation à 120 kV de tout le territoire environnant. Ce nouveau poste sera désigné sous le nom de "Montérégie".

Boucle Montréal - Centre Ville

Ce projet vise la construction d'une ligne de transport à 315 kV d'environ 7 km entre les postes Aqueduc et Atwater et son raccordement à une ligne 315 kV existante entre les postes Atwater et Viger. Cette nouvelle ligne permet de réaliser la boucle à 315 kV du centre ville de Montréal en reliant les postes Aqueduc et Viger au poste Hertel sur la rive sud. Elle permet également d'augmenter de 1 000 MW la capacité de transit d'électricité dans cet important corridor d'alimentation desservant, entre autres, les usines de filtration d'eau potable de Montréal.

Boucle Outaouaise

Ce projet vise la construction d'une ligne de transport à 315 kV d'environ 150 km reliant les postes Grand-Brûlé et Vignan permettant de diversifier les axes d'alimentation de la région outaouaise. Ce projet implique l'ajout de transformation 735 - 315 kV au site du poste Grand-Brûlé.

Boucle Québec - Mauricie

Le renforcement du réseau à 315 kV dans la région de Québec entre les postes Laurentides, Jacques-Cartier et Mauricie permet d'augmenter de 500 MW, en situation de contingence, le transit d'électricité dans le couloir Québec - Mauricie - Montréal et de sécuriser l'alimentation des postes de ce territoire. Le projet nécessite la construction d'une ligne de transport à 315 kV de moins de 2 km dans les environs du poste Jacques-Cartier près de Donnacona ainsi que des réarrangements de lignes et des modifications aux postes compris entre les postes Mauricie et Laurentides.

Interconnexion avec l'Ontario

Ce projet vise l'ajout d'une interconnexion d'environ 1 250 MW entre les réseaux de l'Outaouais et de l'Ontario. Cette interconnexion contribuera à accroître la sécurité d'alimentation du Québec et augmentera la capacité d'échange entre le Québec et l'Ontario. Elle nécessite la construction du nouveau poste Outaouais à 315 kV / 230 kV dans la municipalité de l'Ange-Gardien et la construction d'une ligne de transport à 230 kV d'environ 15 km jusqu'à la frontière Québec / Ontario.

**PROJET D'INTÉGRATION DE LA CENTRALE DE BEAUHARNOIS
AU RÉSEAU DE MONTRÉAL****Contexte**

Lors du verglas de 1998, TransÉnergie a rencontré certaines difficultés à rapatrier de la production de la centrale de Beauharnois vers le centre ville de Montréal.

Compte tenu de l'importance prioritaire accordée à l'alimentation du centre ville de Montréal, il devenait essentiel d'assurer une plus grande fiabilité des corridors à 120 kV entre Beauharnois et Montréal et d'augmenter leur capacité de transit.

Solution

La solution vise le renforcement et la remise à neuf de l'ensemble des lignes concernées dans les corridors nord et sud. Cette remise à neuf implique le changement de conducteurs, de l'isolation de la ligne et le remplacement des câbles de garde.

PROJETS DE RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE DU CENTRE VILLE DE QUÉBEC

Contexte

Le centre ville de la Communauté Urbaine de Québec est alimenté par une ossature de réseaux de transport à 315, 230 et 69 kV et le maintien de l'alimentation des charges du centre ville de Québec ne peut être assuré, en cas de verglas, par la méthode du chauffage des conducteurs à l'aide de transferts de charges.

En conséquence et compte tenu de la priorité accordée à l'alimentation de la région de Québec, TransÉnergie a décidé de sécuriser davantage l'alimentation du centre ville de Québec.

Solution

La stratégie retenue pour assurer l'alimentation du centre ville de Québec consiste à reconstruire un réseau à 230 kV plus fort mécaniquement et électriquement.

La construction de ce nouveau réseau à 230 kV permet d'assurer l'alimentation à plus de 55% des charges du territoire de la Communauté Urbaine de Québec.

PROJET DE RÉHABILITATION DE L'AMÉNAGEMENT LA TUQUE**Contexte**

L'aménagement de la centrale La Tuque, mise en exploitation en 1940, fait partie du projet de réhabilitation des ouvrages de production et de transport. La date de mise en exploitation de la centrale et l'occasion qu'offre sa réhabilitation d'augmenter la capacité de production de la centrale justifient la réalisation de ce projet. Cet aménagement a fait l'objet d'études technique, économique et environnementale qui ont toutes démontré l'intérêt de réhabiliter l'aménagement actuel.

Solution

Pour TransÉnergie, ce projet vise la construction d'un nouveau poste de départ à 230 kV.

**PROJET D'INTÉGRATION DU POSTE MONTÉRÉGIE
AU RÉSEAU DE TRANSPORT À 120 KV****Contexte**

Suite à la tempête de verglas qui s'est abattue sur le Québec du 5 au 9 janvier 1998, le réseau de transport du sud du Québec a subi des bris majeurs.

Dès le 5 janvier 1998, plusieurs travaux ont été réalisés en urgence sur certaines lignes afin d'alimenter à nouveau la population et ce, le plus rapidement possible.

Solution

Ce projet vise la construction de nouvelles lignes biternes pour intégrer le réseau 120 kV au futur poste Montérégie et l'ajout des départs de lignes à 120 kV dans les postes de transport Saint-Dominique, Leclerc, Acton et Cleveland.

Pour ce faire, il est nécessaire de construire 4 lignes biternes entre ce nouveau poste à 735-120 kV et les postes Saint-Dominique, Leclerc, Acton et Cleveland.

D'autres travaux sont également requis dans ces derniers postes de même que dans d'autres postes du réseau pour l'ajout ou le remplacement de disjoncteurs.

**PROJET AUTOMATISME DE REJET DE PRODUCTION ET
DE TÉLÉDÉLESTAGE DE CHARGE (RPTC)**

Contexte

Dans le cadre du programme d'amélioration de la fiabilité du réseau de transport (AFRT), un automatisme de rejet de production et de télédélestage de charge (RPTC) a été prévu pour réduire d'une part, le risque d'une panne générale au Québec et d'autre part, l'ampleur des pannes partielles.

Solution

Le projet Automatisme de rejet de production et de télédélestage de charge est décrit en détail à la pièce HQT-3, document 5.

**PROJET DE RÉVISION GLOBALE DE L'AUTOMATISME DE RÉSEAU
SOLUTION PERMANENTE À LA SÉPARATION DU RÉSEAU (SPSR)****Contexte**

Des modifications requises sur la portion nord-est du réseau de transport ont déjà fait l'objet de travaux qui ont été complétés en octobre 1997. Ces modifications touchaient les postes Churchill, Montagnais et Arnaud.

Ce projet implique cette fois des modifications à l'automatisme SPSR sur la portion nord-ouest du réseau.

Si aucune action n'était entreprise pour modifier l'automatisme SPSR actuel du réseau nord-ouest, des surtensions pourraient affecter, suivant certains événements, des équipements majeurs tels que des disjoncteurs, alternateurs, transformateurs ou inductances implanté dans divers postes. Ces dommages pourraient entraîner l'indisponibilité prolongée d'infrastructures stratégiques pour l'alimentation du Québec et des pertes financières importantes pour TransÉnergie reliées au coût des réparations des équipements en cause et.

Solution

Les modifications visées par ce projet peuvent être regroupées en trois catégories, soit le déclenchement de lignes en surtension, la détection de surfréquence aux postes Radisson et Lemoyne et la manoeuvre automatique des parafoudres des lignes à 484 kV.

Ces modifications, dont le coût est estimé à 14,4 M\$, permettront également d'éviter le remplacement de 54 disjoncteurs à 735 kV qui pourraient être affectés par des contraintes de surtension. Le coût de remplacement de ces 54 disjoncteurs serait alors de l'ordre de 125 M\$.

**PROJET DE CONSTRUCTION DE LA LIGNE À 315 KV ARNAUD -
SAINTE-MARGUERITE-3
ET
D'AJOUT DE TRANSFORMATEURS AU POSTE ARNAUD**

Contexte

Un avant-projet a été approuvé en mai 1995 (recommandation partielle) et janvier 1996 (recommandation globale) pour définir le coût, le contenu et l'échéancier de réalisation de la ligne à 315 kV nécessaire à l'intégration de la centrale de la Sainte-Marguerite-3 au poste Arnaud.

La centrale de la Sainte-Marguerite-3 est présentement en construction. La mise en exploitation est prévue pour 2001 et la mise en exploitation de la ligne Arnaud-Sainte-Marguerite-3 est requise au début 2001 afin de permettre les essais nécessaires sur le premier groupe de la centrale. Toutefois, la mise en exploitation finale de la ligne est prévue plus tard en 2001, en coordination avec la mise en exploitation de la centrale.

Solution

Le projet d'intégration de la centrale de la Sainte-Marguerite-3 au réseau de transport vise la construction d'une ligne biterne à 315 kV de 70 km entre le poste de transport à la centrale et le poste Arnaud. Cette intégration sera complétée par l'addition de deux transformateurs de puissance à 315-161 kV de 500 MVA au poste Arnaud.

**PROJET SAINTE-MARGUERITE-3 -
POSTE DE DÉPART**

Contexte

Même contexte que celui décrit à la page précédente.

Solution

Il s'agit de la construction du poste de transport éleveur de tension situé à Sainte-Marguerite 3.

**PROJET DE MODERNISATION DU
CENTRE DE CONDUITE DE RÉSEAU (MCCR)**

Contexte et solution

Le projet de Modernisation du Centre de conduite du réseau (MCCR) consiste principalement à remplacer le système informatique en place au CCR par un nouveau système de conduite de réseaux (SCR) conçu conformément au système de base SINAUT Spectrum de Siemens supportant les mêmes fonctionnalités que le système actuel. Ce projet est rendu nécessaire afin d'actualiser l'infrastructure informatique du CCR.

**PROJET MANIC 2 -
POSTE DE DÉPART****Contexte**

La centrale Manic 2 a une puissance installée de 1015 MW produite par 8 groupes. Mise en exploitation de juin 1965 à mars 1967, cette centrale est stratégique pour l'alimentation de la charge du Québec. En effet, en cas de panne provinciale, la première option envisagée pour alimenter le réseau se fait à partir de cette centrale et du réseau de base Manic 2 - Outardes 3.

Le bon fonctionnement de cette centrale et des équipements de transport qui s'y trouvent, doit ainsi être assuré et certains travaux de réfection doivent y être exécutés.

Solution

Ce projet vise la réalisation des principaux travaux suivants sur les équipements de transport:

- l'étanchement du bassin de rétention des huiles des 24 transformateurs monophasés;
- la construction de murs coupe-feu entre les transformateurs;
- le changement des refroidisseurs par un nouveau type afin de dégager de l'espace entre les transformateurs;
- la réfection du système de protection incendie présentement supporté par les refroidisseurs existants, ceux-ci devant être remplacés;
- l'ajout de passerelle pour accès aux barres blindées;
- le remplacement des sondes de température, celles existantes n'étant pas assez fiables;
- l'ajout de sondes Hydran; et
- le remplacement des protections des transformateurs et des lignes entre le poste Manic et le poste Centrale Manic 2.

**PROJET DUVERNAY -
TRAVAUX PRIORITAIRES ET COMPENSATEURS SYNCHRONES**

Contexte

TransÉnergie exploite neuf compensateurs synchrones refroidis à l'hydrogène qui ont été mis en exploitation entre 1972 et 1980. Ces compensateurs ont permis d'optimiser le nombre de lignes de transport et jouent un rôle primordial pour assurer la stabilité du réseau lors d'événements tels que la perte d'une ligne, la perte de production ou de charge. Ces compensateurs permettent également:

- d'éviter l'effondrement de la tension lors d'événements sévères;
- d'assurer une qualité de l'onde répondant aux exigences des clients; et
- de contrôler en tout temps la tension d'exploitation, notamment lors des hausses et baisses de charge.

En l'absence de deux compensateurs synchrones ou plus, TransÉnergie doit réduire la capacité de transit du réseau pour en assurer la fiabilité ce qui, selon la durée et le moment de l'année, peut entraîner des limitations sur le réseau de transport et des pertes importantes de revenus.

Solution

Ce projet vise à procéder à la remise à neuf des trois compensateurs synchrones du poste Duvernay et à la réalisation de certains autres travaux connexes.

**PROJET DE RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE L'EST DE LA
PÉNINSULE GASPÉSIENNE PAR LE BOUCLAGE DES
POSTES DE TRANSPORT DE PERCÉ ET DE GASPÉ**

Contexte

Les clients situés à l'est de la péninsule gaspésienne subissent des interruptions de service de plus en plus longues. Au cours du verglas de janvier 1998, ils ont été privés d'électricité pendant plus de 17 heures. En 1999, dans des conditions climatiques favorables, un bris sur une traverse occasionnait une interruption de 15 heures. Se sont ajoutées cette même année, des interruptions nécessaires à la réalisation de travaux urgents de réparation.

Au cours des dix dernières années, les clients desservis par les postes de Gaspé et de Rivière-au-Renard ont subi des temps d'interruption d'un peu plus de 72 et de 88 heures respectivement. À elles seules, les deux dernières années cumulent des temps d'interruption de près de 60 heures pour les postes de Gaspé et de Rivière-au-Renard.

Enfin, la ligne à 161 kV Micmac-Wakeham-Gaspé a été construite en 1972. Elle constitue l'unique source d'alimentation des postes de Gaspé et de Rivière-au-Renard et doit ainsi être remise à neuf et renforcée pour assurer une meilleure fiabilité du réseau.

Solution

Ce projet vise la construction d'une ligne monoterne à 161 kV d'une capacité de 300 MVA bouclant les postes de Percé et de Gaspé et disposant d'une résistance mécanique accrue.

Il vise de plus à ajouter un départ de ligne à 161 kV au poste de Percé et des éléments de protection et d'exploitation associés à cet ensemble du réseau dans les postes de Percé, de Gaspé et Micmac.

**PROJETS D'INTERCONNEXION À 161 KV SAGUENAY - USINE LATERRIÈRE
ET
D'ADDITONS D'ÉQUIPEMENTS AU POSTE SAGUENAY**

Contexte

Deux lignes d'interconnexion relient actuellement les réseaux d'Hydro-Québec et d'Alcan: la ligne à 230 kV Isle-Maligne-Québec 2 et la ligne à 345 kV Delisle - Laurentides.

L'exploitation de ces deux lignes est régie depuis quelques années par une stratégie d'exploitation qui assure le maintien de la stabilité des réseaux suite à certains événements en réseau et par la même occasion, garantit un certain niveau de continuité et de qualité de service des clients d'Hydro-Québec dans la région du Saguenay/Lac St-Jean.

Ces interconnexions ne permettent plus de satisfaire l'ensemble des besoins d'Alcan et d'Hydro-Québec.

Solution

Afin d'assurer la sécurité et la fiabilité d'alimentation des clients de cette région, ce projet vise:

- la construction d'une ligne biterne à 161 kV entre le poste Saguenay 735-161 kV d'Hydro-Québec et le poste Usine Laterrière du réseau Alcan, solution qui s'est avérée la plus avantageuse des points de vue technique et économique;
- la construction d'une ligne biterne en faisceau à 161kV de 20,6 km reliant le poste Saguenay 735-161 kV au poste Usine Laterrière d'Alcan; et
- l'addition, au poste Saguenay, d'un troisième transformateur 735-161 kV de 700 MVA et de deux départs de lignes à 161 kV. Le transformateur de même que certains équipements connexes devenus disponibles suite à l'intégration de la centrale SM-3, seront récupérés du poste Arnaud.

Par ailleurs, Alcan procédera à l'addition de deux départs de lignes à 161 kV au poste Usine Laterrière de même qu'à certaines autres modifications de son réseau.

PROJET D'IMPLANTATION D'UN PROGICIEL DE GESTION DE LA MAINTENANCE

Contexte

Le système de gestion de la maintenance actuellement utilisé à TransÉnergie est le système *Gestion de la Maintenance* (GM). Ce système a été développé chez Hydro-Québec en 1982 et a été implanté en 1985.

Avec le temps, GM est devenu lourd d'utilisation et une multitude d'outils locaux ont dû être développés pour pallier aux lacunes de ce système. Par rapport aux nouvelles technologies disponibles sur le marché, celle utilisée par GM est devenue coûteuse en frais d'exploitation et de développement et est difficile à faire évoluer. De plus, le système GM est un frein à une approche différente de la maintenance basée sur de nouveaux concepts.

Par ailleurs, le système GM a dépassé, depuis quelques années déjà, sa durée de vie utile. Il est donc impératif de le remplacer par un outil de pointe en gestion de la maintenance.

À l'aide de ce nouveau progiciel, TransÉnergie sera davantage en mesure de moduler la maintenance de ses équipements en fonction de leur état, de leur rendement et de leur performance et partant, d'atteindre une gestion optimale de ses actifs et de garantir la pérennité de ses installations.

Solution

Ce projet vise le remplacement du système GM par la solution MAXIMO développée par la compagnie PSDI suivant la proposition du consortium d'intégrateurs IBM/EDS (Electronic Data System).

**PROJETS DE RÉAMÉNAGEMENT DU RÉSEAU DE BROMPTONVILLE -
DÉMANTÈLEMENT DU POSTE DE SECTIONNEMENT 120-120 KV DE
BROMPTONVILLE - CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 120 KV ENTRE LES
POSTES DE SHERBROOKE ET DE ST-FRANÇOIS - AJOUT DE DEUX
DISJONCTEURS AU POSTE 120-25 KV DE BROMPTONVILLE - ET
RÉAMÉNAGEMENT DES LIGNES EXISTANTES**

Contexte

Le poste de sectionnement 120 kV de Bromptonville, établi en 1917, faisait office de point de livraison entre les compagnies Shawinigan Water and Power et Southern Canada Power. Depuis la nationalisation de ces compagnies en 1965, le rôle de ce poste en est un de sectionnement seulement.

Deux lignes d'alimentation proviennent du poste de Sherbrooke à 230-120 kV et une autre du poste des Cantons à 230-120 kV, depuis sa mise en exploitation en 1994. Suite à cette addition, le pouvoir de coupure de quatre disjoncteurs a été dépassé et certains équipements doivent être remis à neuf.

Solution

Ce projet consiste, dans un premier temps, à construire une ligne de 10,9 km du poste Sherbrooke au poste St-François, à démanteler le poste de sectionnement de Bromptonville et à intégrer, au réseau à 120 kV, les installations présentement alimentées depuis ce poste.

Dans un deuxième temps, ce projet prévoit le décroisement des lignes aux abords du poste Sherbrooke et la révision des protections à cette installation afin d'augmenter la fiabilité de cette portion du réseau de transport.

**PROJET DE REMISE À NEUF DES DEUX COMPENSATEURS SYNCHRONES
AU POSTE ABITIBI****Contexte**

Les compensateurs synchrones sont essentiels pour assurer la stabilité et la capacité de transit du réseau de transport. L'indisponibilité d'un compensateur synchrone peut entraîner des pertes importantes de transit de puissance affectant la desserte de la clientèle.

Par ailleurs, la durée de vie utile d'un compensateur synchrone, selon sa conception d'origine, est évaluée à 20 ans. Les travaux de remise à neuf recommandés surviendront au moment où ces derniers auront atteint cette durée de vie utile. Ces travaux auront pour effet de leur redonner une durée de vie utile additionnelle de 30 ans.

Solution

Ce projet vise la remise à neuf des deux compensateurs synchrones situés au poste Abitibi en débutant par la réalisation de travaux de sécurité prioritaires et, par la suite, de travaux de remise à neuf des moteurs et des équipements connexes, en conformité avec le plan de redressement établi par TransÉnergie.

**PROJETS POSTE DE DUVERNAY 735-315-120 KV
ET
D'ADDITION D'UN TRANSFORMATEUR 735-315 KV**

Contexte

Le poste de Duvernay 735-315-120 kV est localisé à l'extrémité est de l'île Jésus (Laval) sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent et est raccordé à la boucle métropolitaine à 735 kV. Ce poste dessert une partie des charges de l'est de l'île de Montréal en plus de celles des postes à 315 kV de Saraguay et Des Sources à l'ouest de l'île de Montréal ainsi que celles à 120 kV sur l'île de Laval et sur la rive nord de cette dernière. Une quantité importante de la charge de l'est de Montréal, soit près de 1000 MW, est alimentée par le poste de Boucherville via la ligne biterne à 315 kV reliant les postes Boucherville et Notre-Dame. La capacité ferme de cette ligne doit être augmentée pour faire face à la pointe de charge annuelle.

Solution

La solution préconisée pour assurer le développement adéquat du réseau dans ce secteur est d'ouvrir le réseau à 315 kV au sud du poste Notre-Dame, ce qui a pour effet de transférer environ 1000 MW de charge vers le poste Duvernay. Ce transfert vers un poste situé sur la rive nord du fleuve Saint-Laurent s'inscrit d'ailleurs dans l'orientation privilégiée pour le développement du réseau de transport, soit la réduction du transit nord-sud sur les traversées à 735 kV du fleuve Saint-Laurent de façon à retarder le plus possible, ou même éliminer le besoin d'une autre traversée du fleuve à 735 kV.

L'analyse des différents événements a démontré que l'ajout d'un quatrième transformateur à 735-315 kV de 1650 MVA au poste Duvernay est requis au moment de ce transfert. Prévu actuellement pour la fin de 2003, le transfert de charge pourrait être reporté si l'accroissement de charge dans l'est de Montréal est plus faible que prévu, ce qui reporterait alors l'ajout de ce quatrième transformateur.

Cependant, d'ici l'addition de ce transformateur, il est possible qu'un des transformateurs existants tombe en panne. Si cette panne provoque l'indisponibilité prolongée d'un appareil (d'une durée moyenne d'un an), le poste Duvernay se retrouverait avec seulement deux ensembles de transformateurs pour une longue période de temps, incluant la période de pointe hivernale.

Ce projet vise donc l'addition, dans le poste Duvernay, d'un appareil de réserve en avançant à l'an 2000, l'achat d'une unité monophasée d'un ensemble de transformateurs dont l'installation est prévue en 2003 et ce, afin d'assurer une plus grande sécurité d'alimentation des charges de l'est de Montréal, de la rive nord et de la rive sud dans l'éventualité d'une telle indisponibilité.

PROJET GRAND-MÈRE**Contexte et solution**

Le remplacement de la centrale Grand-Mère amènera TransÉnergie à construire un nouveau poste de départ élévateur de tension 13,8/69-120 kV à la centrale pour 2004.

PROJET BERSIMIS 1

Contexte et solution

Ce projet vise la réfection du poste de départ élévateur de tension de la centrale de Bersimis 1.

PROJET D'AJOUTS AU POSTE SAGUENAY**Contexte**

Le 10 mai 1996, Hydro-Québec et Alcan signaient une lettre d'intention prévoyant de nouveaux échanges entre les deux réseaux.

Dans cette orientation, la solution d'établissement d'une nouvelle interconnexion à 161 kV entre les postes Saguenay et le réseau Alcan a été privilégiée étant donné ses avantages techniques et économiques.

Solution

Le projet consiste en l'addition, au poste Saguenay, d'un troisième transformateur 735-161 kV de 700 MVA et de deux départs de lignes à 161 kV. (voir la fiche précédente Projets d'interconnexion à 161 kV Saguenay - Usine Laterrière et d'additions d'équipements au poste Saguenay).

PROJET POSTE LA BAIE**Contexte**

Le dépassement à venir de la capacité de transformation du poste Port-Alfred, nécessite l'ajout de capacité de transformation.

Solution

Le projet de construction du nouveau poste La Baie avec un seul transformateur sera réalisé pour répondre aux besoins.

Le vieux poste de Port-Alfred, qui alimente actuellement le secteur, sera conservé le plus longtemps possible afin de minimiser les investissements au poste La Baie.

PROJET D'ALIMENTATION VILLE DE LA BAIE**Contexte**

Dans la région du Saguenay, le réseau 161 kV vers la ville de La Baie est constitué principalement des lignes #1640-41 et #65-66 d'Alcan et présente peu de flexibilité au niveau de son exploitation.

Solution

Ce projet vise la construction d'une nouvelle ligne de transport de 18 km à partir du poste Saguenay.

PROJET SHERBROOKE / MAGOG**Contexte**

L'alimentation des charges importantes pour la ville de Magog et des réseaux 49 kV issus des postes de Magog et de Stukely doivent être améliorées.

Solution

Ce projet vise l'ajout de nouveaux départs à 120 kV aux postes Sherbrooke et Magog et la construction d'une nouvelle ligne monoterne d'acier de 20,5 km à 120 kV .

PROJET GRAND-BRÛLÉ / ST-SAUVEUR**Contexte**

Suite à la croissance de la charge dans cette région, il est devenu nécessaire de soulager le poste Lafontaine d'une partie de sa charge.

Solution

Ce projet vise la construction, en 2005, d'une nouvelle ligne biterne à 120 kV de 40 km entre les postes Grand-Brûlé et St-Sauveur.

POSTE HERTEL**Contexte**

Maintien et amélioration de la qualité.

Solution

Ce projet vise l'Installation temporaire d'un transformateur 735-230 kV et d'un départ de ligne à 230 kV.

PROJET LANAUDIÈRE / ST-SULPICE**Contexte**

Ce projet est rendu nécessaire suite à la croissance de la demande dans cette région et afin d'optimiser la configuration du réseau et la fiabilité d'alimentation des postes St-Sulpice et Lavaltrie.

Solution

Ce projet vise la reconstruction d'une ligne biterne à 120 kV de 3,4 km entre les postes Lanaudière et Berthier.

PROJET D'ACQUISITION DE SURLARGEUR - 120 kV**Contexte :**

Difficulté d'accès à certaines lignes 120 kV pour fin de maintenance.

Solution :

Ce projet vise l'acquisition de surlargeur et de droits de servitude aux abords du poste de Lafontaine.