

Dispositions techniques

8.1 Descriptions des projets

8.1.1 Définitions

On entend par :

- a) « *NMM* », les cotes dites « au-dessus du NMM » pour l'application du présent chapitre de la Convention, les élévations géodésiques de niveau au-dessus du niveau moyen de la mer établis par relevés officiels.
- b) « *élevations* », toutes les élévations données dans le présent chapitre de la Convention qui renvoient aux repères actuels. Elles sont assujetties à des redressements au cas où des relevés ultérieurs modifieraient les élévations de ces repères au-dessus du NMM à condition que ces redressements ne modifient pas le niveau réel visé pour l'application du présent chapitre de la Convention.
- c) « *Cris* » et « *Inuit* », pour l'application du présent chapitre, pour les Cris les personnes répondant à la définition des Cris donnée au chapitre 3 de la Convention, ainsi que les Inuit résidant ordinairement à Fort George. Les Inuit désignent les personnes répondant à la définition des Inuit donnée au chapitre 3A.
- d) « *annexes* », les documents joints au présent chapitre, et qui en font partie intégrante, au même titre que s'ils figuraient in extenso dans le corps même de ce chapitre.
- e) « *SOTRAC* », la corporation établie à l'article 8.9 connue sous le nom français de « La Société des travaux de correction du complexe La Grande » et sous le nom anglais de « La Grande Complex Remedial Works Corporation ».
- f) « *Société d'énergie de la Baie James* », la Société d'énergie de la Baie James ou l'Hydro-Québec, ou les deux.
- g) « *Grand Council of the Crees (of Quebec)* », le Grand Council of the Crees (of Quebec) ou l'Administration régionale crie.
- h) « *Northern Quebec Inuit Association* », la Northern Quebec Inuit Association ou son successeur.
- i) « *Ile de Fort George* », l'île présentement habitée par la communauté de Fort George.

CBJNQ, al. 8.1.1

c. corr.

c. compl. n° 18, ann. 1, a. 16

8.1.2 Le complexe La Grande (1975)

La Société d'énergie de la Baie James et l'Hydro-Québec peuvent construire, exploiter et entretenir le complexe La Grande (1975) substantiellement comme il est décrit ci-dessous, en tout ou en partie, avec ou sans LA 1 et EM 1, à leur gré.

Les éléments du complexe La Grande (1975) qui sont ou seront construits doivent ou devront être substantiellement conformes aux éléments visées dans la Description technique – Le Complexe La Grande (1975), du 20 octobre 1975, jointe à l'annexe 1 qui fait partie intégrante du présent chapitre de la Convention.

Les parties à la Convention reconnaissent que le complexe La Grande (1975) est déjà en cours de construction et n'est donc pas assujéti au régime d'environnement établi par la Convention. Elles conviennent de plus de ne prendre aucune mesure de quelque sorte qui empêcherait la construction dudit complexe.

Aucun barrage ni centrale ne sera construit sur La Grande Rivière entre l'estuaire et l'emplacement de la centrale LG 1 sur ladite rivière sans le consentement du Conseil de la bande Fort George. Toutefois, la présente disposition n'empêche pas la construction de barrages ni l'exécution de travaux sur la rivière à titre de travaux de correction des répercussions négatives possibles du complexe La Grande (1975).

Nonobstant les quatre (4) sous-alinéas précédents du présent alinéa 8.1.2, la Société d'énergie de la Baie James ou La Commission hydroélectrique de Québec (Hydro-Québec) peuvent, à leur choix, construire, exploiter et entretenir la centrale révisée de LG 1 et ses ouvrages connexes, tels qu'ils sont décrits à l'annexe R1 jointe aux présentes, ci-après désignés LG 1, Révision 1, approximativement au mille 23, sur La Grande Rivière, au lieu de la centrale LG 1, au mille 44, sur La Grande Rivière, telle qu'elle est décrite à l'annexe 1 du chapitre 8 de la Convention de la Baie James et du Nord québécois.

CBJNQ, al. 8.1.2
c. corr.
c. compl. n° 4, a. 2

8.1.3 Autres projets

Il est admis qu'il existe une possibilité d'aménagements hydroélectriques futurs dans le Territoire. Des études sont faites sur l'aménagement des rivières Nottaway, Broadback et Rupert, ci-après désigné sous le nom de complexe N B R, et sur l'aménagement de la Grande Rivière de la Baleine, de la Petite Rivière de la Baleine et de la rivière Coast, ci-après désigné sous le nom de complexe Grande Baleine.

Il est convenu que ces projets déjà connus et toute addition ou modification substantielle, ou les deux, au complexe La Grande (1975), s'ils sont construits, sont considérés comme des projets futurs assujettis au régime d'environnement uniquement en ce qui concerne leurs répercussions écologiques et que les Cris ou les Inuit, ou les deux, ne peuvent invoquer des facteurs ou répercussions sociologiques pour s'opposer auxdits aménagements ou les empêcher.

Nonobstant le régime des terres établi au chapitre 5 de la Convention, les dispositions ci-après s'appliquent auxdits aménagements, s'ils sont exécutés, et les parties intéressées conviennent de signer les documents nécessaires, pour donner effet à ces dispositions au moment où la signature de ces documents sera requise.

a) *Région du Lac Mistassini*

Le lac Mistassini peut être utilisé comme réservoir pour le complexe N B R.

Les terres requises à l'exutoire du lac Mistassini ou au voisinage de la source de la rivière de Rupert, pour les structures de régulation, les ouvrages de canalisation, s'ils sont requis, et autres ouvrages connexes y compris les installations de construction, carrières et bancs d'emprunt peuvent être utilisées par la Société d'énergie de la Baie James, par l'Hydro-Québec, par le Québec ou par les personnes qu'ils désignent comme si ces terres étaient des terres de la catégorie III pour les besoins de la construction, l'exploitation et l'entretien du complexe N B R.

b) *Région de Waswanipi*

Les lacs énumérés ci-après et les terres qui les entourent peuvent être utilisés comme parties de réservoirs et biefs d'amont du complexe N B R, mais le niveau de leurs eaux ne peut être rehaussé au-dessus des limites NMM. ci-après

Lac	Niveau maximal des eaux
Goeland	930
Waswanipi	930
Chensagi	930
Maicasagi	930
Opataouaga	910

Poncheville (Lady Beatrix)

910

Les parties de ces lacs et les terres qui les entourent qui font partie des terres de la catégorie II et qui seront inondées par les réservoirs et biefs d'amont du complexe N B R deviendront ipso facto des terres de la catégorie III, dès le moment où la Société d'énergie de la Baie James ou l'Hydro-Québec, ou les deux, communiquent aux Cris avis écrit d'une résolution du conseil d'administration de l'une ou l'autre desdites corporations à l'effet qu'elles entreprennent la construction du complexe N B R.

Ces terres de la catégorie II seront remplacées conformément aux dispositions du régime des terres applicable aux terres de la catégorie II, étant entendu que la conversion de ces terres de la catégorie II en terres de la catégorie III ne pourra être invoquée par les Cris pour faire opposition au projet et que les Cris n'auront pas le droit de demander de surseoir aux préparatifs et à la construction du complexe N B R en raison de ces terres.

Ces terres devant être converties conformément à la procédure établie ci-haut de terres de la catégorie II en terres de la catégorie III, pourront, en vertu de la même procédure, être augmentées ou diminuées selon que seront révisés, de temps à autre, les plans du complexe N B R.

Pour la construction, l'exploitation et l'entretien des lignes de transport d'énergie, deux (2) couloirs d'environ sept cent cinquante (750) pieds de large pour le complexe N B R et un (1) couloir de deux cent cinquante (250) pieds de large pour l'interconnexion pourront traverser les terres de la catégorie I de Waswanipi sans remplacement ni indemnité, à condition que ces couloirs soient éloignés d'au moins trois (3) milles du centre du nouvel établissement de Waswanipi à l'époque de la construction de la première ligne de transport.

Les parties aux présentes s'engagent à signer tous les documents nécessaires pour donner effet aux dispositions précédentes.

Nonobstant ce qui précède, les terres requises dans la région de Waswanipi pour la construction du complexe N B R pourront demeurer terres de la catégorie II au choix des Cris, pourvu que tous les travaux exécutés par ou au nom de la Société d'énergie de la Baie James ou par l'Hydro-Québec, ou les deux, pour la construction, l'exploitation et l'entretien dudit complexe soient considérés comme s'ils étaient faits dans les terres de la catégorie III et pourvu que les terres utilisées ne soient pas remplacées.

c) Région de Fort Rupert

Le complexe N B R peut comprendre jusqu'à six (6) centrales et barrages le long de la rivière de Rupert à l'ouest de la route de Matagami.

Ces centrales et barrages peuvent être construits sur la rivière ou sur les terres avoisinantes, ou sur les deux, des catégories I et II, avec leurs ouvrages connexes, routes, lignes de transport, sous-stations, postes de sectionnement, installations de construction, carrières et bancs d'emprunt de la même manière que si ces travaux étaient situés sur des terres de la catégorie III, étant entendu que les terres des catégories I et II seront bornées par le rivage des futurs biefs d'amont, sous réserve des conditions suivantes :

- i) la première centrale et le barrage, ci-après désignés R 1, qui seront les plus près de l'établissement actuel de Fort Rupert, seront éloignés d'au moins deux (2) milles du centre actuel de cet établissement;
- ii) aucune installation d'hébergement des ouvriers et aucun établissement temporaire pour les membres du personnel et leur famille ne sera situé à moins de dix (10) milles du centre actuel de Fort Rupert et aucune communauté, ni ville ni établissement permanent non autochtone ne sera construit à moins de quarante (40) milles du centre actuel de Fort Rupert pour les besoins du complexe N B R;

iii) l'accès sera rigoureusement contrôlé pendant la construction du complexe N B R entre les campements, les villages temporaires des membres du personnel et de leur famille et les chantiers de construction, d'une part, et l'établissement de Fort Rupert, d'autre part;

iv) des installations permanentes d'entretien et d'exploitation du complexe N B R ne devront pas être situées au voisinage de la centrale et du barrage R 1, sauf pour les besoins exclusifs de l'exploitation et de l'entretien de la centrale et du barrage R 1.

La Société d'énergie de la Baie James et la bande Rupert House peuvent d'un commun accord modifier les dispositions spéciales visées dans le sous-alinéa c) de l'alinéa 8.1.3.

Au cas où la Société d'énergie de la Baie James choisirait de construire une partie du complexe N B R sur la rivière Broadback au lieu de la rivière de Rupert, toutes les dispositions relatives aux centrales et barrages sur la rivière de Rupert, mentionnées au sous-alinéa c) de l'alinéa 8.1.3, s'appliqueraient, *mutatis mutandis*, aux centrales et barrages qui seraient construits sur la rivière Broadback au lieu de l'être sur la rivière de Rupert.

Les terres des catégories I et II nécessaires pour la construction, l'exploitation et l'entretien des centrales et barrages et ouvrages connexes, mentionnés au sous-alinéa c) de l'alinéa 8.1.3 ne donneront pas lieu à remplacement ni indemnité.

Le calendrier de construction du complexe N B R prévoiera la construction de la centrale et du barrage R 1 après celle des autres centrales et barrages du complexe à moins qu'il ne soit préférable de les construire plus tôt pour des raisons écologiques.

La Société d'énergie de la Baie James ou l'Hydro-Québec, ou les deux, s'engagent à ce que la construction, l'exploitation et l'entretien du complexe N B R ne nécessitent pas le déplacement de l'établissement de Fort Rupert.

d) *Région de Némiscau*

Il est entendu que certains membres et anciens membres de la bande Nemaska, résidant temporairement dans les établissements de Fort Rupert et de Mistassini, ont l'intention de revenir aux environs de leur établissement d'origine. En conséquence, les parties à la Convention consentent à la création d'un nouvel établissement pour ces personnes, dans les conditions exposées ci-dessous et ailleurs dans la Convention.

La bande Nemaska ne choisira aucune terre de la catégorie I dans la région dont l'emploi est prévu pour la centrale, le bief d'amont, le barrage et les digues dans la région du lac Némiscau.

Si lesdites centrale, bief d'amont, barrages et digues empiètent sur des terres de la catégorie II, ces terres seront remplacées conformément aux dispositions du régime des terres applicable aux terres de la catégorie II, étant entendu que la conversion de ces terres de la catégorie II en terres de la catégorie III ne pourra être invoquée par les Cris pour faire opposition au projet et que les Cris n'auront pas le droit de demander de surseoir aux préparatifs et à la construction du complexe N B R en raison de cette conversion desdites terres.

e) *Complexe Grande Baleine*

Pour l'application de la Convention, le complexe Grande Baleine est défini comme suit :

– en aval de la rivière Coast, le niveau des eaux de la Grande Rivière de la Baleine est relevé et lesdites eaux sont détournées vers l'ouest par des vallées secondaires; elles sont combinées avec les eaux détournées de la Petite Rivière de la Baleine et se jettent directement dans la baie d'Hudson en passant par une centrale désignée ci-après GB 1 et située à environ vingt (20) milles au nord de l'établissement de Poste-de-la-Baleine;

- la construction de deux (2) autres centrales, ci-après désignées GB 2 et GB 3, est envisagée sur la Grande Rivière de la Baleine;
- le lac Bienville peut être utilisé comme réservoir.

Les Cris et les Inuit de Poste-de-la-Baleine ne choisiront aucune terre de la catégorie I dans la région dont l'utilisation est prévue pour les centrales, biefs d'amont, barrages et réservoirs situés au voisinage de Poste-de-la-Baleine, sauf par consentement mutuel. Pour l'application de la Convention et même si les études relatives au projet sont préliminaires, l'Hydro-Québec ou la personne qu'elle nomme s'engage à ce que le niveau des eaux ne dépasse pas les élévations au-dessus du N.M.M. énumérées ci-après, en raison de la construction de tout barrage et centrale dans cette région.

Centrale et réservoir	Élévation maximale
GB 1	650
GB 2	960
GB 3	1 280
Bienville	1 315

Si les centrales et réservoirs susdits, ainsi que leurs ouvrages connexes, sont situés en tout ou en partie sur des terres de la catégorie II, ces terres seront remplacées conformément aux dispositions du régime des terres applicable aux terres de la catégorie II, étant entendu que la conversion de ces terres de la catégorie II en terres de la catégorie III ne pourra être invoquée par les Cris ni par les Inuit pour faire opposition au projet et que les Cris et les Inuit n'auront pas le droit de demander de surseoir aux préparatifs et à la construction dudit complexe Grande Baleine en raison de ces terres.

f) *Mesures de correction*

Les dispositions spéciales aux sous-alinéas a) et e) de l'alinéa 8.1.3 n'éliminent pas les mesures d'atténuation raisonnables nécessaires pour réduire les répercussions des travaux sur les activités de chasse, de pêche et de trappage des autochtones et les répercussions de ces projets feront l'objet de travail de correction. Aucune disposition des présentes n'empêche la Société d'énergie de la Baie James ou l'Hydro-Québec, ou les deux, de conclure des ententes avec les Cris ou les Inuit, ou les deux, pour entreprendre de concert ou indépendamment des travaux de correction.

CBJNQ, al. 8.1.3
c. corr.

8.1.4

(NDLR : Était numéroté 8.1.4.4 dans la Convention complémentaire no 13)

- a) Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James, sur résolution spéciale de leur conseil d'administration respectif, renoncent au bénéfice des mots « sur l'aménagement des rivières Nottaway, Broadback et Rupert, ci-après désigné sous le nom de complexe N.B.R., et » au texte introductif du paragraphe 8.1.3 de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois ;
- b) Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James renoncent de la même façon aux bénéfices qui leur sont conférés par les sous-paragraphes a), b), e) et d) du paragraphe 8.1.3 de la Convention de la Baie-James et du Nord québécois ;
- c) L'Administration régionale crie accepte ces renonciations.

c. compl. n° 13, a. 2 et 3

8.1.4.1 Le complexe La Grande (1975)

Le complexe La Grande (1975), tel qu'il est décrit dans la Convention de la Baie James et du Nord québécois, comprend les projets suivants :

1.1 Projet LG 1 (1986)

Le projet LG 1 (1986) comprend le projet LG 1, Révision 1 tel qu'il est décrit dans la Convention complémentaire N° 4 à la Convention de la Baie James et du Nord québécois avec les changements suivants (planches 1 et 2) au nombre de groupes, à la puissance installée totale et au débit maximum turbiné.

	LG 1, R1	LG 1 (1986)
Nombre de groupes	10	12
Capacité installée totale en MW	1 140	1 368
Débit maximum turbiné		
– en pieds cubes par seconde	152 000	210 130
– en mètres cubes par seconde	4 304	5 950

Listes des planches pour le projet LG 1 (1986)

Planche 1 : Agencement général des ouvrages

Planche 2 : Coupe transversale dans l'axe d'un groupe de la centrale

Projet LG 1 (1986)

Voir carte n° 20 Planche 1 Agencement général des ouvrages (Documents complémentaires)

Projet LG 1 (1986)

Voir plan n° 21 Planche 2 Coupe transversale (Documents complémentaires)

1.2 Projet LG 2A

Le projet LG 2A entraîne le suréquipement de l'aménagement de La Grande 2 par l'ajout, au réservoir La Grande 2, d'une nouvelle centrale qui comporte six (6) groupes, appelée la centrale LG 2A, et d'ouvrages connexes.

La nouvelle centrale LG 2A, située environ un kilomètre à l'ouest de la centrale LG 2 (planche 3), comprend une amenée d'eau, une centrale souterraine, des ouvrages de restitution, un poste de transformation souterrain, un poste de départ en surface ainsi qu'une ligne de transport d'énergie à 315 kV (planche 4). Le réservoir La Grande 2 et son évacuateur de crues sont aussi utilisés pour l'exploitation de la centrale LG 2A.

L'amenée d'eau comprend un canal d'amenée bordé de deux digues, une prise d'eau et six conduites forcées.

Le canal d'amenée mesure environ 600 mètres de longueur et 145 mètres de largeur. Les digues sont en enrochement avec un noyau de moraine. Elles ont environ 550 et 535 mètres de longueur en crête respectivement et nécessitent un volume total de matériau de remblai de l'ordre de 325 000 mètres cubes.

La prise d'eau, munie de six conduites forcées, est située en aval de la digue D-6A du réservoir La Grande 2. Cette digue joue le rôle de batardeau amont pour exécuter à sec les travaux de la prise d'eau. Chacune des six conduites forcées de la prise d'eau dispose d'un jeu de grilles à débris et d'une vanne de type wagon.

Six conduites forcées parallèles, d'une longueur approximative de 200 mètres chacune, excavées dans le roc, relient la prise d'eau aux bâches spirales des turbines. Les conduites sont revêtues de béton dans la section inclinée et d'un blindage d'acier dans la section horizontale.

LG 2A est une centrale souterraine, excavée dans le roc, d'une conception semblable à la centrale LG 2. La salle des machines, dont les dimensions approximatives sont 221 mètres de longueur, 23 mètres de largeur et 50 mètres de hauteur, abrite les six groupes turbines-alternateurs de 333 MW chacun. La puissance installée est de 1 998 MW et le débit maximal, selon la conception de l'équipement, est de 1 620 mètres cubes par seconde. La chute nette est de 137 mètres.

Les ouvrages de restitution comprennent six aspirateurs reliés à une chambre d'équilibre et deux galeries de fuite dont les dimensions approximatives sont de 1 330 mètres de longueur, 15 mètres de largeur et 20 mètres de hauteur.

Le poste de transformation comporte six transformateurs de 13,8-315 kV et est installé dans une galerie souterraine excavée dans le roc, en amont de la salle des machines de la centrale. Deux puits pour les barres blindées relient la galerie des transformateurs au poste de départ qui se situe en surface.

La centrale LG 2A est reliée au poste Radisson par une ligne biterne de transport d'énergie à 315 kV. Cette ligne a une longueur d'environ 16 kilomètres.

Les quatre lignes de transport d'énergie à 735 kV qui partent de la centrale LG 2 doivent être déplacées un peu plus au nord de leur position actuelle.

Liste des planches pour le projet LG 2A

Planche 3 : Agencement général des ouvrages

Planche 4 : Coupe longitudinale des aménagements

Projet LG 2A

Voir carte n° 22 Planche 3 Agencement général des ouvrages (Documents complémentaires)

Projet LG 2A

Voir plan n° 23 Planche 4 Coupe longitudinale (Documents complémentaires)

1.3 Projet Brisay

Le projet Brisay comprend une centrale d'une puissance installée de 460 MW et une ligne de transport d'énergie à 315 kV jusqu'au poste Tilly à LG 4 via le futur poste collecteur « Nikamo ».

La centrale Brisay est implantée à proximité de l'ouvrage régulateur Brisay qui comprend la prise d'eau de la centrale. Ils sont tous alimentés par le réservoir Caniapiscou (planche 5). La prise d'eau comprend deux vannes reliées à deux tunnels, dont la première partie de 100 mètres a été construite au moment de la construction de l'ouvrage régulateur Brisay (planche 6).

Les deux tunnels sont d'une longueur approximative de 500 mètres; ils sont excavés dans le roc et reliés à des conduites forcées d'une longueur approximative de 90 mètres qui rejoignent les bâches spirales des turbines.

La centrale est alimentée par le réservoir Caniapiscou dont les niveaux maximal et minimal d'exploitation demeurent fixes à 535,5 et 522,6 mètres (1 760 et 1 717 pieds) respectivement, tel qu'il est décrit dans le chapitre 8 de la Convention de la Baie James et du Nord québécois.

La centrale est implantée en surface. Au niveau des alternateurs, elle mesure environ 105 mètres de longueur et 38 mètres de largeur. La centrale comprend deux turbines de type Kaplan d'une puissance

installée de 230 MW chacune. Les groupes sont alimentés par des bâches spirales en acier (planche 6). La puissance installée est de 460 MW pour un débit maximal, selon la conception, de 1 133 mètres cubes par seconde. La chute nominale est de 38,4 mètres (planche 7).

L'ouvrage de restitution comporte deux aspirateurs et un canal relié au canal de l'ouvrage régulateur Brisay.

Le poste de transformation et de départ est situé en partie sur le toit de la centrale et en partie sur le rocher adjacent.

Une ligne de transport d'énergie biterne à 315 kV relie la centrale Brisay au poste Tilly via le futur poste collecteur « Nikamo » (planche 8).

Hydro-Québec peut choisir de remplacer les deux groupes de 230 MW de la centrale Brisay décrits ci-dessus par trois ou quatre groupes d'une capacité installée totale de 460 MW selon une configuration essentiellement identique de la structure. Il n'est pas nécessaire d'amender la présente convention à cet égard. Cependant, l'Administration régionale crie doit en être informée par écrit.

Liste des planches pour le projet Brisay

Planche 5 : Complexe hydro-électrique de La Grande Rivière – Plan de situation

Planche 6 : Agencement général

Planche 7 : Coupe transversale dans l'axe d'un groupe

Planche 8 : Ligne de transport d'électricité à 315 kV, Brisay-Poste Tilly : Corridor et alignement préférentiels

Projet Brisay

Voir carte n°24 Planche 5 La Grande Rivière Plan de situation (Documents complémentaires)

Projet Brisay

Voir plan n° 25 Planche 6 Agencement général (Documents complémentaires)

Projet Brisay

Voir plan n° 26 Planche 7 Coupe transversale (Documents complémentaires)

CARTE Projet Brisay

Voir carte n° 27 Planche 8 Ligne de transport (Documents complémentaires)

1.4 Projet RND

La ligne de transport d'énergie à 450 kV CC entre le poste Radisson et le 49^e parallèle mesure environ 600 km et est supportée par des pylônes haubanés en acier situés, en moyenne, à tous les 500 mètres.

Quelques pylônes rigides sont utilisés (2 %) ainsi que des pylônes d'angle haubanés (6 %); ces derniers occupent des surfaces allant jusqu'à 60 m x 70 m. Au sol, l'encombrement approximatif des pylônes haubanés standard est de 24 m x 30 m chacun. Deux faisceaux de quatre conducteurs, supportés par des chaînes d'isolateur en « V », ont un dégagement minimal de 13,2 m au-dessus du sol.

L'emprise est de 60 m de largeur dont seulement une partie de 52 m est généralement déboisée.

1.4.1 Poste Radisson

L'emplacement du poste est le même que celui mentionné dans la Convention de la Baie James et du Nord québécois.

Le nouveau poste Radisson comprend trois transformateurs 735-315 kV, six départs de ligne à 735 kV, quatre départs de ligne à 315 kV, un pont convertisseur d'une capacité d'environ 2 000 MW et un départ de ligne à 450 kV CC en sus des caractéristiques décrites dans la Convention de la Baie James et du Nord québécois.

La superficie additionnelle nécessaire est de 394 000 m², dont 130 000 m² sont réservés à l'implantation du convertisseur. La section 735 kV sert principalement au sectionnement des trois lignes de transport d'énergie qui relient LG 2 à Nemiscau. La section 315 kV sert à transformer la production des futures centrales LG 2A et LG 1 (1986) et à les intégrer au réseau d'Hydro-Québec.

1.4.2 Bouclage des trois lignes de transport d'énergie à 735 kV entre LG 2 et Nemiscau

L'alimentation du pont convertisseur de 2 000 MW exige le bouclage des trois lignes ci-dessus mentionnées entre le poste de départ LG 2 et le poste Radisson.

Le bouclage des première et deuxième lignes nécessite sept (7) nouveaux pylônes sur une nouvelle emprise de 2,5 km de longueur. Le bouclage de la troisième ligne nécessite treize (13) nouveaux pylônes sur une nouvelle emprise de 2,5 km de longueur.

Ces bouclages comportent des caractéristiques techniques équivalentes aux trois premières lignes ci-dessus mentionnées.

1.4.3 Électrode de mise à la terre

L'électrode de mise à la terre sert à maintenir le point neutre du convertisseur au potentiel de terre.

L'électrode est constituée d'un conducteur en acier placé sur un lit de coke à 3,5 mètres de profondeur. Le sol doit être saturé d'eau et de faible résistivité.

L'emplacement exact de l'électrode demeure à l'étude. L'Administration régionale crie doit être informée par écrit de l'emplacement exact de l'électrode et de l'alignement de la ligne de transport d'énergie décrite dans l'alinéa 1.4.4 lorsqu'ils sont établis.

1.4.4 Ligne de transport d'énergie entre Radisson et l'électrode de mise à la terre

L'électrode de mise à la terre et le poste Radisson sont reliés par une ligne de transport d'énergie. Deux conducteurs sont supportés par des structures en bois espacées de 100 mètres en moyenne qui occupent environ 8 m², y compris les haubans.

Planche 9 : Agencement général – Poste de Radisson et lignes

Projet RND

Voir carte n° 28 Planche 9 Agencement général Poste de Radisson (Documents complémentaires)

c. compl. n° 7, a. 1 et 17

8.1.4.2 Les projets LG 1 (1986), LG 2A, Brisay et RND ne sont pas compris dans la description du complexe La Grande (1975) pour ce qui concerne les alinéas 8.9.1 à 8.9.4 et les articles 8.10 et 8.17 de la Convention de la Baie James et du Nord québécois.

c. compl. n° 7, a. 2 et 17

8.1.4.3 Le Complexe La Grande (1975), tel qu'il est décrit dans la CBJNQ, comprend les projets suivants :

1.1 Projet LA 1

Le projet LA 1 comprend principalement une centrale, un évacuateur de crues et une galerie de dérivation provisoire ainsi que deux barrages et quatre-vingts digues permettant la fermeture du réservoir, et des ouvrages connexes.

La centrale est implantée sur la rive droite de la rivière Laforge. Elle est dotée de six groupes turbines-alternateurs ayant une puissance installée de 852 MW. Le débit d'équipement est de 1 613 m³/s et la hauteur de chute nominale est d'environ 57,3 m. L'alimentation de la centrale se fait par un canal d'amenée conduisant à la prise d'eau qui est composée de six pertuis. Six conduites forcées parallèles relient la prise d'eau aux bâches spirales. Le canal de fuite a une longueur approximative de 500 m et sa largeur varie entre 135 m à la sortie de la centrale et quelque 100 m dans la rivière. Le poste de transformation est situé sur le toit de la centrale et il comprend six travées, soit une par groupe.

L'évacuateur de crues est situé sur la rive droite de la rivière Laforge en amont de la centrale et à l'extrémité ouest du barrage principal. Il comporte deux passes de 11,0 m de largeur chacune et sa capacité d'évacuation est 2 450 m³/s lorsque le réservoir est à son niveau maximal à la cote 439,0 m.

L'aménagement Laforge 1 comprend également deux barrages, un sur la rivière Laforge et un sur la rivière Vincelotte, ainsi que quatre-vingts digues. Ces ouvrages permettent de fermer le réservoir qui comprend une partie du lac des Oeufs.

Le réservoir, à son niveau maximal, aura une superficie approximative de 1 288 km². Le marnage annuel du réservoir est limité à approximativement 3 m. Toutefois, il est possible que ce marnage atteigne 8 m une fois par dix ans en moyenne.

Le barrage principal a une longueur d'environ 985 m et une hauteur de quelque 66 m. Sa construction nécessite la mise en place d'environ 2 397 000 m³ de remblai.

Le barrage fermant la rivière Vincelotte a une hauteur maximale d'environ 28 m et une longueur approximative de 1 178 m. Sa construction nécessite la mise en place d'environ 1 080 000 m³ de remblai.

Pour assurer la fermeture du réservoir, quatre-vingts digues sont construites. Elles nécessitent la mise en place d'un volume total de remblai d'environ 4 225 000 m³ et elles ont une longueur en crête totale de quelque 19 575 m.

Liste des planches pour le projet LA 1 :

Planche 1 : Plan de situation

Planche 2 : Agencement général de la centrale LA 1 et des ouvrages connexes

Planche 3 : Agencement général du barrage LA 1 et des ouvrages connexes

Aménagement Laforge-1

Voir carte n° 29 Planche 1 Plan de situation LA 1 (Documents complémentaires)

Aménagement Laforge-1

Voir plan n° 30 Planche 2 Agencement de la centrale LA 1 (Documents complémentaires)

Aménagement Laforge-1

Voir plan n° 31 Planche 3 Agencement du barrage LA 1 (Documents complémentaires)

1.2 Projet LA 2

Le projet LA 2 comprend principalement une centrale à prise d'eau intégrée, un évacuateur de crues, un barrage en enrochement de part et d'autre des ouvrages en béton, une digue de fermeture, ainsi que des ouvrages connexes.

La centrale LA 2 est construite en aval de la digue KD-14 à la sortie du réservoir Fontanges existant.

La centrale au fil de l'eau est implantée au point bas de la vallée et au sud du canal Fontanges. Elle est dotée de deux groupes turbines-alternateurs ayant une puissance installée de 310 MW. Le débit d'équipement est de 1 200 m³/s et la hauteur de chute nominale est d'environ 26,9 m. Les deux prises d'eau font corps avec la centrale et sont alimentées au moyen d'un court canal d'amenée. Les transformateurs 13,8 – 315 kV sont localisés sur la plage aval et le poste de sectionnement est situé sur le toit. Deux lignes triphasées à 315 kV rejoignent un poste collecteur situé à quelque 100 m au sud de la centrale.

Chaque prise d'eau de 32 m de largeur est divisée en trois passages munis chacun de rainures pour grilles à débris, vannes batardeau et vannes de fermeture. Les bâches de type fronto-spirale sont en béton. Le canal de fuite a une longueur d'environ 935 m et sa largeur varie entre 64 m et 40 m à la sortie de la centrale et s'évase à environ 225 m dans le lac Toqué. Entre les lacs Toqué et des Espoirs, un élargissement du lit du cours d'eau le long de la rive gauche permet un gain de chute additionnel.

L'évacuateur de crues est situé au nord de la centrale et relié à celle-ci par un barrage poids d'environ 20 m de longueur. Il comprend deux passes d'environ 11 m de largeur chacune et sa capacité d'évacuation est de 2 300 m³/s au niveau normal d'opération du réservoir qui est de quelque 481 m. Le débit d'évacuation est restitué à la sortie du canal Fontanges.

Au sud de la centrale et au nord de l'évacuateur, un barrage en enrochement avec noyau de moraine complète la retenue. Le barrage principal au sud de la centrale a une longueur approximative de 644 m et une hauteur maximale de 22 m.

Le barrage nord a une longueur d'environ 321 m et une hauteur maximale de 17 m. Un mur de raccordement de type poids en béton, sur lequel s'appuie le noyau, permet le changement de direction entre l'axe de l'évacuateur et l'axe du barrage nord.

Le canal Fontanges existant, qui est utilisé comme dérivation pendant toute la durée des travaux de construction, est fermé, après l'ouverture d'une brèche dans la digue KD-14, par une digue homogène construite à l'amont du seuil de contrôle existant. Cette digue a une longueur d'environ 229 m et une hauteur maximale de 8 m.

La superficie totale du plan d'eau du réservoir Fontanges existant à son niveau normal d'opération est d'environ 240 km².

Liste des planches pour le projet LA 2 :

Planche 4 : Plan de situation

Planche 5 : Aménagement général des ouvrages

Planche 6 : Centrale et évacuateur – plan et coupes

Aménagement Laforge 2

Voir carte n° 32 Planche 4 Plan de situation LA 2 (Documents complémentaires)

Aménagement Laforge 2

Voir carte n° 33 Planche 5 Aménagement des ouvrages LA 2 (Documents complémentaires)

Aménagement Laforge 2

Voir plan n° 34 Planche 6 Centrale et évacuateur LA 2 (Documents complémentaires)

1.3 Projet de la 2e ligne de transport à 315 kV entre LG 2A et Radisson

La 2^e ligne de transport à 315 kV entre le poste Radisson et la centrale LG 2A mesure environ 16 km et est supportée par des pylônes de types haubanés et rigide.

L'encombrement minimal et maximal au sol (incluant les haubans) des pylônes haubanés est respectivement de 23 m x 23 m et de 32 m x 32 m. L'empattement minimal et maximal des pylônes rigides est de 11 m x 11 m et de 24 m x 24 m.

Ces pylônes retiennent six faisceaux de deux conducteurs supportés par des chaînes d'isolateurs en *I*, et un câble de garde qui comprend des fibres optiques intégrées. Le dégagement minimal des conducteurs est de 7,9 m au-dessus du sol.

L'emprise est de 83 m portant ainsi l'emprise totale des deux lignes entre LG 2A et Radisson à 148 m. Le déboisement est effectué sur toute la largeur de l'emprise.

Planche pour le projet de la 2^e ligne de transport à 315 kV entre LG 2A et Radisson :

Planche 7 : Plan de situation

2^e ligne à 315 kV La Grande-2A – Radisson

Voir carte n° 35 Planche 7 Plan de situation La Grande 2A - Radisson (Documents complémentaires)

1.4 Projet de la 3e ligne de transport à 735 kV entre Lemoyne et Tilly

La 3^e ligne de transport à 735 kV entre le poste Tilly, situé près de la centrale LG 4, et le poste Lemoyne, situé à l'ouest de la rivière De Pontois, mesure environ 116 km et est supportée par des pylônes de types haubanés et rigide.

L'encombrement minimal et maximal au sol (incluant les haubans) des pylônes haubanés est respectivement de 30 m x 40 m et de 38 m x 55 m. L'empattement minimal et maximal des pylônes rigides est respectivement de 18 m x 18 m et de 24 m x 24 m.

Ces pylônes retiennent trois faisceaux de quatre conducteurs supportés par des chaînes d'isolateurs en *V* et en *I* et deux câbles de garde. Un des câbles de garde comprend des fibres optiques intégrées. Le dégagement minimal des conducteurs est de 13,6 m au-dessus du sol.

L'emprise de la ligne est de 90 m de largeur et lorsque la hauteur du couvert forestier le permet, seulement une partie est déboisée.

Outre la ligne de transport d'énergie, le projet comprend les raccordements aux postes Lemoyne et Tilly.

Le raccordement au poste Lemoyne nécessite le réaménagement des lignes au nord du poste et un réaménagement de la ligne vers Chissibi à l'ouest du poste. Cela requiert un agrandissement de 3,1 ha; une bande de 20 m de largeur est en outre prévue autour du poste à des fins de drainage et d'aménagement.

Le raccordement au poste Tilly nécessite le réaménagement des lignes à la sortie du poste. Aucun agrandissement n'est requis.

Planche pour le projet de la 3^e ligne de transport à 735 kV entre Lemoyne et Tilly :

3^e ligne 735 kV Lemoyne – Tilly

Voir carte n° 36 Planche 8 Ligne de transport Lemoyne et Tilly (Documents complémentaires)

1.5 Projet de la 12e ligne de transport

La 12^e ligne de transport à 735 kV a son départ au poste Chissibi, situé près de la centrale La Grande 3 et se termine à la limite du Territoire conventionné, soit une distance d'environ 560 km. Les câbles sont supportés par des pylônes de types haubanés et rigide.

La largeur normale de l'emprise à acquérir est de 90 m, mais celle-ci est réduite à 59 m ou 76 m lorsque la ligne longe une ligne existante.

L'encombrement minimal et maximal au sol (incluant les haubans) des pylônes haubanés est respectivement de 30 m x 40 m et de 38 m x 55 m. L'empattement minimal et maximal des pylônes rigides est respectivement de 9 m x 9 m et de 24 m x 24 m.

Ces pylônes retiennent trois faisceaux de quatre conducteurs supportés par des chaînes d'isolateurs en V et en I et deux câbles de garde dont un comprend des fibres optiques intégrées. Le dégagement minimal des conducteurs est de 12,6 m au-dessus du sol.

Le projet comprend aussi le raccordement de la ligne aux postes Chissibi, Albanel et Chibougamau, ce qui nécessite l'ajout de nouveaux départs de ligne à 735 kV et de tous les autres équipements nécessaires à l'exploitation du réseau.

Liste des planches pour le projet de la 12^e ligne de transport :

Planche 9 : Plan de situation – partie nord

Planche 9A : Plan de situation – partie sud

12^e ligne 735 kV

Voir carte n° 37 Planche 9 Plan de situation - partie nord (Documents complémentaires)

12^e ligne 735 kV

Voir carte n° 38 Planche 9A Plan de situation - partie sud (Documents complémentaires)

1.6 Projet de condensateurs série

Le projet consiste en l'implantation de condensateurs série de blocage de courant continu au milieu des trois lignes Radisson-Némiscau et de la ligne La Grande 2-Chissibi.

Ces installations, de dimensions réduites, sont situées à l'intérieur de l'emprise, sous les lignes et le plus près possible d'une route existante.

L'emplacement des sites est montré sur la planche 10.

le site 1 dessert deux des lignes Radisson-Némiscau, comprend deux installations (Opinaca 2 et Opinaca 3) de condensateurs série et est situé près de la route Matagami-La Grande 2, à environ 200 km de la centrale La Grande 2, près de la rivière Eastmain; son chemin d'accès est long de 105 m;

le site 2 dessert une des lignes Radisson-Némiscau, comprend une installation (Opinaca 1) de condensateurs série et est situé près de la route Matagami-La Grande 2, à environ 185 km de la centrale La Grande 2, près du petit lac Opinaca; son chemin d'accès mesure 80 m de longueur;

le site 3 dessert la ligne La Grande 2-Chissibi, comprend une installation (Sakami) de condensateurs série et est situé près de la route La Grande 2-La Grande 3 à environ 105 km de la centrale La Grande 2; son chemin d'accès mesure 120 m de longueur.

Les dimensions hors tout de chacun des trois sites sont d'environ 19 m sur 47 m.

Planche du projet de condensateurs série :

Planche 10 : Plan de situation

Condensateurs séries

Voir carte n° 39 Planche 10 Plan de situation (Documents complémentaires)

1.7 Projet de compensation série pour le réseau nord-ouest, postes : Abitibi, Albanel, Chibougamau, Némiscau

Poste Abitibi

Agrandissement du poste Abitibi

Des équipements de compensation série seront installés sur chacune des trois lignes reliant le poste Némiscau au poste Abitibi, situé à environ 38 km à l'ouest de la municipalité de Chapais.

L'agrandissement pour l'installation des équipements de compensation série est situé dans la partie nord du poste et nécessite une superficie d'environ 11,6 ha.

Description technique

Un ensemble triphasé de compensation série est installé sur chacune des trois lignes à 735 kV susmentionnées. Pour chacune des trois phases, les éléments suivants sont montés sur une plate-forme supportée par des colonnes isolantes :

condensateurs;

varistances (résistance non linéaire);

circuit d'amortissement comprenant inductance série et résistance, toutes deux de type à sec;

éclateur;

transformateur de courant et de tension.

Les trois plates-formes de chaque ligne sont clôturées, construites à environ 8 m du sol et isolées à 735 kV.

De plus, l'installation projetée comporte les équipements suivants :

disjoncteurs de contournement;

sectionneurs;

jeux de barres posés sur des colonnes isolantes;

bâtiment de commande;

pylônes monopodes.

Par ailleurs, un ensemble d'inductances *shunt* est installé au départ d'une ligne reliant les postes Abitibi et La Vérendrye. L'installation d'un ensemble triphasé d'inductances *shunt* à 735 kV requiert les éléments suivants :

inductances *shunt*;

disjoncteur à air;

sectionneurs et sectionneurs de mise à la terre;

transformateurs de courant;

parafoudres;

charpentes et supports d'acier;

murs coupe-feu lorsque requis;

bassin de rétention et puits de récupération d'huile;

équipement de commande et protection.

Poste Albanel

Agrandissement du poste Albanel

Des équipements de compensation série sont installés sur chacune des deux lignes reliant le poste Lemoyne au poste Albanel situé à environ 40 km à l'est du village de Nemaska. Le passage de la 12^e ligne au poste Albanel nécessite pour sa part l'installation d'un troisième ensemble de compensation série.

L'agrandissement requis se répartit comme suit : 8,05 ha pour la compensation série au nord du poste et 1,18 ha pour les inductances au sud du poste. Au total, 9,23 ha sont requis.

Description technique

Un ensemble triphasé de compensation série est installé sur chacune des trois lignes à 735 kV susmentionnées. Pour chacune des trois phases, les éléments requis sont ceux décrits ci-dessus pour le poste Abitibi.

Par ailleurs, quatre ensembles d'inductances *shunt* sont installés au départ des lignes qui relient le poste Albanel aux postes Chissibi, Chibougamau et Lemoyne. Deux de ces inductances sont associées au projet de la 12^e ligne de transport.

Poste Chibougamau

Agrandissement du poste Chibougamau

Des équipements de compensation série sont installés sur chacune des deux lignes reliant le poste Albanel au poste Chibougamau situé à environ 28 km au sud-ouest de la municipalité du même nom. Le passage de la 12^e ligne au poste Chibougamau nécessite l'installation d'un troisième ensemble de compensation série.

Au nord du poste, le tracé du chemin d'accès sera modifié sur 0,10 ha, soit une longueur de 90 m. L'agrandissement requis pour les nouvelles installations nécessite 8,56 ha pour la compensation série, 0,28 ha pour les branches inductives du côté ouest et 0,38 ha pour l'ensemble d'inductances *shunt* situées au sud du poste. Au total, 9,32 ha sont requis.

Description technique

Un ensemble triphasé de compensation série est installé sur chacune des trois lignes à 735 kV susmentionnées. Pour chacune des trois phases, les éléments requis sont ceux décrits ci-dessus pour le poste Abitibi.

Par ailleurs, deux ensembles d'inductances *shunt* sont installés au départ de la 12^e ligne qui relie les postes Albanel et Chibougamau d'une part, et Chibougamau et Chamouchouane d'autre part.

Poste Némiscau

Agrandissement du poste Némiscau

Des équipements de compensation série sont installés sur chacune des trois lignes à 735 kV reliant le poste Radisson, situé à environ 15 km au sud de la centrale La Grande 2, au poste Némiscau, situé à environ 11 km à l'est du village de Nemaska.

L'agrandissement pour l'installation des équipements de compensation série est situé dans la partie nord du poste et nécessite une superficie d'environ 8,6 ha.

Description technique

Un ensemble triphasé de compensation série est installé sur chacune des trois lignes à 735 kV susmentionnées. Pour chacune des trois phases, les éléments requis sont ceux décrits ci-dessus pour le poste Abitibi.

c. compl. n° 11 a. 1 et 6

8.2 Dispositions particulières relatives au détournement des rivières Eastmain et Opinaca

8.2.1 Maintien du débit des rivières détournées

À la lumière des résultats des recherches faites par le groupe d'études pour évaluer les avantages d'un maintien partiel du débit des rivières Eastmain et Opinaca et à la lumière de ces recommandations à l'effet que le maintien du débit de ces rivières n'est pas justifié au regard de ses avantages possibles, le débit des rivières Eastmain et Opinaca aux points de détournement ne sera pas maintenu après détournement desdites rivières.

Compte tenu de ce qui précède, la Société d'énergie de la Baie James convient de verser, comme il est indiqué ci-après, une somme totale de treize millions de dollars (\$ 13 000 000) qui sera affectée aux travaux et programmes de correction visés par l'article 8.9 ci-après. Cette somme fait partie du financement de la Société des travaux de correction du complexe La Grande visée à l'article 8.9.

8.2.2 Niveau des eaux du lac Sakami

La Société d'énergie de la Baie James s'engage à prendre toutes les mesures nécessaires pour maintenir le niveau minimal des eaux du lac Sakami au moins à l'élévation de cinq cent quatre-vingt-seize pieds (596 pi) au-dessus du N.M.M.

Le débit des eaux détournées des rivières Eastmain, Opinaca et Rupert dans la centrale La Sarcelle et l'ouvrage régulateur de La Sarcelle à la sortie du réservoir Opinaca ne pourra excéder deux mille sept cent soixante-dix mètres cubes par seconde (2 770 m³/s).

Cependant, l'ouvrage régulateur de La Sarcelle et la centrale La Sarcelle ont une capacité d'évacuation combinée de trois mille trois cent soixante-deux mètres cubes à la seconde (3 362 m³/s), et le débit des deux structures peut de temps à autre excéder 2 770 m³/s en cas d'urgence, pour assurer la sécurité du public ou pour réduire la fréquence d'utilisation de l'ouvrage régulateur de la rivière Eastmain.

Des travaux d'aménagement seront exécutés le long du parcours des eaux détournées entre le réservoir Opinaca et le bief amont de la centrale de LG 2 dans le but de minimiser les répercussions négatives du détournement sur la faune de la région.

Dans la région du lac Boyd, lesdits travaux d'aménagement sont en voie de réalisation, après entente entre la Société d'énergie de la Baie James et les autochtones concernés, et la partie autochtone crie s'en déclare satisfaite.

Dans la région du lac Sakami, lesdits travaux d'aménagement comprendront, à l'exutoire, des travaux pour augmenter la capacité d'écoulement dans le but de s'assurer que le niveau d'eau maximal du lac ne dépassera pas seulement six cent treize pieds (613 pi) au-dessus du N.M.M. à l'exutoire.

Aux fins du présent alinéa, les niveaux d'eau minimal et maximal ci-devant mentionnés devront être mesurés en un point situé à 76° 40 '46" de longitude ouest et à 53° 28' 02" de latitude nord.

CBJNQ, al. 8.2.2
c. compl. n° 5, a. 2
c. compl. n° 21

8.2.3 Niveau des eaux du réservoir Opinaca

Nonobstant l'annexe 1 du présent chapitre, la limite inférieure et la limite supérieure du niveau des eaux du réservoir Opinaca correspondent respectivement aux élévations de six cent quatre-vingt-quinze (695) pieds et sept cent dix (710) pieds au-dessus du NMM. La Société d'énergie de la Baie James peut utiliser tout niveau compris dans ces limites, pour autant que la conception du réservoir permette l'accumulation de cent vingt-cinq (125) milliards de pieds cubes de réserves utiles.

Chaque année, pendant les périodes d'écoulement des eaux au printemps, la structure de régulation entre le réservoir Opinaca et le lac Boyd sera utilisée à son ouverture maximale, à condition que le niveau des eaux du lac Sakami, prescrit à l'alinéa 8.2.2 ci-dessus, ne soit pas dépassé et que la capacité d'accumulation du réservoir LG 2 le permette.

De plus, au cas où l'estimation de l'écoulement des eaux du printemps d'une année quelconque montrerait qu'il est nécessaire de déverser des eaux dans les rivières Eastmain ou Opinaca ou les deux, à travers le ou les déversoirs, la Société d'énergie de la Baie James s'engage à répartir ces déversements sur la plus longue période possible afin de réduire au minimum les déversements de pointe.

Lorsque de tels déversements auront eu lieu, La Société d'énergie de la Baie James communiquera au Grand Council of the Crees (of Québec) des détails concernant ces déversements ainsi que des relevés quotidiens sur ceux-ci.

CBJNQ, al. 8.2.3
c. corr.

8.2.4 Communauté permanente non autochtone pour le détournement des rivières Eastmain et Opinaca

La Société d'énergie de la Baie James s'engage à ce qu'aucune communauté, ville ou établissement permanent non autochtone ne soit construit en relation avec la construction, l'exploitation et l'entretien des ouvrages de détournement des rivières Eastmain et Opinaca.

8.3 Déboisement des réservoirs et des biefs d'amont

8.3.1 Objectifs

Sauf disposition contraire expresse au présent article 8.3, le déboisement des biefs d'amont et réservoirs créés pour le complexe La Grande (1975) sera exécuté en prenant en considération les objectifs de déboisement du document joint en annexe 2 au présent chapitre sous le titre « Objectifs et spécifications de déboisement du complexe La Grande (1975) ».

CBJNQ, al. 8.3.1
c. corr.

8.3.2 Bief d'amont LG 1, Révision 1, ou LG 1, selon le cas

Le bief d'amont LG 1, Révision 1, ou LG 1, selon le cas sera entièrement déboisé entre le niveau maximum des eaux dudit bief et un niveau calculé de manière à assurer un dégagement de dix (10) pieds entre le niveau minimum des eaux du bief d'amont et le sommet du reste des arbres et broussailles. Tous les débris flottants dans le bief d'amont seront enlevés de temps à autre par la Société d'énergie de la Baie James et à ses frais.

CBJNQ, al. 8.3.2
c. compl. n° 4, a. 8

8.3.3 Réservoir Opinaca

Le réservoir Opinaca sera déboisé partiellement dans la mesure indiquée sur les plans joints en annexe 3 au présent chapitre. Ces plans peuvent être modifiés par consentement mutuel de la Société d'énergie de la Baie James et du Grand Council of the Crees (of Québec).

8.3.4 Biefs d'amont LG 2, LG 3 et LG 4, et réservoir Caniapiscou

Les biefs d'amont LG 2, LG 3 et LG 4, ainsi que le réservoir Caniapiscou seront déboisés de façon sélective et l'ampleur du déboisement prendra en considération les objectifs de déboisement des réservoirs et biefs d'amont pour le complexe La Grande (1975), définis à l'annexe 2 du présent chapitre.

De plus, il sera tenu compte du besoin de couloirs de migration pour les caribous. De tels couloirs, si jugés nécessaires, seront déboisés dans les zones découvertes à basses eaux.

Les plans de déboisement de ces biefs d'amont et réservoirs seront soumis au comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James pour examen et recommandation.

Il est entendu que le représentant des Cris au sein dudit comité aura le droit de présenter des mémoires relatifs aux besoins des Cris en matière de zones déboisées, de contrôle des débris et autres questions analogues pour faciliter les activités de chasse, de pêche et de trappage des Cris.

8.3.5 Centrales EM 1 et LA 1

Au cas où les centrales et barrages EM 1 ou LA 1, ou les deux, seraient construits, le déboisement sera exécuté conformément aux dispositions de l'alinéa 8.3.4 ci-dessus.

8.3.6 Ampleur du déboisement

Il est entendu que la Société d'énergie de la Baie James prendra la décision finale de l'ampleur du déboisement sélectif des biefs d'amont et des réservoirs mentionnés aux alinéas 8.3.4 et 8.3.5 ci-dessus.

8.3.7 Frais de déboisement

Tous les frais des travaux de déboisement visés par le présent article seront entièrement payés par la Société d'énergie de la Baie James.

CBJNQ, al. 8.3.7
c. corr.

8.4 Contrôle des variations du niveau des eaux dans les biefs d'amont et réservoirs

La Société d'énergie de la Baie James ou l'Hydro-Québec, ou les deux, s'engagent à contrôler les variations saisonnières du niveau des eaux dans les biefs d'amont et réservoirs du complexe La Grande (1975) en tenant compte au maximum des objectifs d'environnement, dans les limites techniques et économiques de l'exploitation des installations hydroélectriques.

8.5 (Annulé).

8.5.1 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.5.1
c. compl. n° 4, a. 3

8.5.2 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.5.2
c. corr.
c. compl. n° 4, a. 3

CBJNQ, a. 8.5
c. compl. n° 4, a. 3

8.6 Engagements spéciaux à Fort George**8.6.1 Préambule**

La Société d'énergie de la Baie James convient de s'acquitter des engagements spéciaux suivants en faveur des Cris et autres résidents de Fort George, en contrepartie des répercussions sociales que peuvent subir les autochtones en raison de l'aménagement du Complexe La Grande (1975).

CBJNQ, al. 8.6.1
c. corr.
c. compl. n° 4, a. 4

8.6.2 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.2
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.3 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.3
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.4 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.4
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.5 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.5
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.6 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.6
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.7 (Annulé).

CBJNQ, al. 8.6.7
c. compl. n° 4, a. 3

8.6.8 Alimentation de Fort George en électricité

La Société d'énergie de la Baie James, la Commission hydroélectrique de Québec (Hydro-Québec), le Grand Conseil des Cris (du Québec) et la bande crie de Fort George ont convenu, dans une convention distincte, des modalités de l'alimentation en énergie électrique de la communauté de Fort George.

Aucune des dispositions précédentes n'affecte les droits et les obligations des parties au Protocole d'entente actuellement en vigueur entre le Canada, le Québec et l'Hydro-Québec au sujet de l'alimentation

en énergie électrique des communautés isolées du Québec septentrional, signé par les parties le 1^{er} mars 1974, le 29 janvier 1974 et le 21 décembre 1973 respectivement.

CBJNQ, al. 8.6.8
c. compl. n° 4, a. 5

8.6.9 Alimentation temporaire en eau à Fort George

La Société d'énergie de la Baie James doit assurer une alimentation temporaire en eau au village de Fort George durant le remplissage initial du réservoir LG 2 du Complexe La Grande (1975).

CBJNQ, al. 8.6.9
c. compl. n° 4, a. 6

8.7 (Abrogé).

8.7.1 (Abrogé).

CBJNQ, al. 8.7.1
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

8.7.2 (Abrogé).

CBJNQ, al. 8.7.2
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

8.7.3 (Abrogé).

CBJNQ, al. 8.7.3
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

8.7.4 (Abrogé).

CBJNQ, al. 8.7.4
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

8.7.5 (Abrogé).

CBJNQ, al. 8.7.5
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

CBJNQ, a. 8.7
c. compl. n° 4, a. 7
c. compl. n° 13, a. 4

8.8 Autres engagements

8.8.1 Réseau routier du complexe La Grande (1975)

Les routes construites dans le territoire par la Société d'énergie de la Baie James ou la Société de développement de la Baie James, ou les deux, pour le complexe La Grande (1975) peuvent être utilisées par les Cris, à l'exception des routes situées à l'intérieur des campements de travail et des chantiers de construction, dès que ces routes sont achevées et sont sûres, sous réserve de l'observation des règlements applicables ou qui seront applicables.

Les Cris peuvent également utiliser les stations de services situées le long de ces routes, dans les mêmes conditions que les autres usagers des routes.

8.8.2 Alimentation en électricité des communautés septentrionales isolées

Les parties conviennent d'accélérer l'exécution du Protocole d'entente visé par l'alinéa 8.6.8 et prévoyant l'alimentation en électricité des communautés septentrionales isolées du Québec.

8.9 Travaux de correction et autres travaux d'amélioration

8.9.1 Préambule

Il est reconnu que certaines des répercussions possibles et plusieurs mesures de correction liées au complexe La Grande (1975) ne peuvent être établies à l'heure actuelle et que des mesures de correction devront être étudiées, planifiées et exécutées pendant la construction et l'exploitation du complexe La Grande (1975).

En conséquence, les parties conviennent de la nécessité d'échanges continus entre les Cris et la Société d'énergie de la Baie James pour évaluer davantage les répercussions du projet sur le mode de vie des Cris et pour mettre à exécution des mesures d'atténuation.

Ces échanges continus entre les Cris et la Société d'énergie de la Baie James se feront par l'entremise d'une compagnie dont la raison sociale en langue française est la Société des travaux de correction du complexe La Grande et la raison sociale en langue anglaise est La Grande Complex Remedial Works Corporation, ci-après nommée SOTRAC.

La SOTRAC sera financée par la Société d'énergie de la Baie James, conformément aux dispositions et limites de l'alinéa 8.9.4 ci-après.

8.9.2 SOTRAC

La SOTRAC sera constituée en compagnie sans but lucratif, en vertu de la partie III de la Loi des compagnies du Québec ou en vertu de toute autre loi du Québec.

La Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) prendront les mesures nécessaires pour constituer la compagnie dès la signature de la Convention.

La compagnie comprendra deux catégories de membres, les membres avec droit de vote et les membres sans droit de vote. Les membres avec droit de vote de la société seront répartis également entre les représentants de la Société d'énergie de la Baie James et les représentants du Grand Council of the Crees (of Québec). La Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) pourront à leur gré, remplacer de temps à autre, les membres qui les représentent.

Le conseil d'administration comprendra cinq (5) membres, dont un membre sans droit de vote, dit honoraire. Deux (2) des directeurs avec droit de vote seront nommés par le Grand Council of the Crees (of Québec) ou avec son consentement, et les deux (2) autres par la Société d'énergie de la Baie James ou avec son consentement. Le membre sans droit de vote du conseil d'administration sera nommé par le Grand Council of the Crees (of Québec) ou avec son consentement, sous réserve de l'approbation de cette nomination par la Société d'énergie de la Baie James.

Pour être valide, toute résolution du conseil d'administration doit être approuvée par la majorité des directeurs avec droit de vote présents, y compris au moins un membre avec droit de vote du Grand Council of the Crees (of Québec) et un membre avec droit de vote de la Société d'énergie de la Baie James.

En cas d'égalité des voix sur un projet de résolution, la question qui fait l'objet de la proposition pourra être soumise à un arbitrage final et sans appel par tout directeur du conseil d'administration présent lorsque ladite résolution a été votée, conformément à l'article 8.16.

La demande de constitution et les projets de règlements seront de nature à donner effet à l'intention des dispositions du présent article.

La SOTRAC aura pour objet de planifier, d'évaluer, d'autoriser, d'exécuter et d'exploiter, de son propre chef ou par d'autres, des travaux et programmes de correction dans le domaine et les limites définis ci-après.

L'objet de ces travaux et programmes de correction sera, en premier lieu, d'atténuer les répercussions négatives du complexe La Grande (1975) sur les activités de chasse, de pêche et de trappage des Cris et autres activités connexes et, en deuxième lieu, de prendre les mesures nécessaires pour l'exécution de travaux d'amélioration destinés à compenser ces répercussions négatives.

Sans limitation du caractère général de ce qui précède, la SOTRAC est seule responsable :

- a) de tous les travaux reliés à la planification et à l'exécution de la capture, de l'exploitation ou de la relocalisation des animaux, ou les deux, avant, pendant et après le remplissage des réservoirs et biefs d'amont du complexe La Grande (1975); pour les travaux reliés au réservoir Caniapiscau, certains Inuit seront employés par la SOTRAC, s'ils sont disponibles.
- b) de tous les travaux reliés à la planification et à l'exécution de la réorganisation des terrains de trappage des Cris en raison du complexe La Grande (1975);
- c) de tous les travaux reliés à la planification et à l'exécution de travaux de correction généraux à l'avantage des Cris en aval de LG 1, Révision 1, ou LG 1, selon le cas et en aval des points de détournement de l'Eastmain et de l'Opinaca, sous réserve des engagements de la Société d'énergie de la Baie James en vertu des articles 8.5, 8.6 et 8.7 du présent chapitre qui ne sont pas de la responsabilité de la SOTRAC;
- d) de l'administration et de l'exploitation de la SOTRAC, y compris les honoraires, salaires, frais de déplacement, bureaux, fournitures de bureau et tous autres frais reliés à son administration et à son fonctionnement.

Le conseil d'administration de la SOTRAC sera limité dans ses activités au mandat et aux responsabilités exposés dans le présent article. Pour plus de clarté, une liste des travaux et programmes de correction admissibles et qui peuvent être exécutés par la SOTRAC est jointe en annexe 4, qui fait partie des présentes.

En général, les décisions seront prises dans les limites de la définition des travaux et programmes de correction admissibles et des contraintes budgétaires. D'une manière générale, les Cris, par l'intermédiaire de leurs représentants sur le conseil d'administration de la SOTRAC, proposeront les travaux et programmes de correction. Toutefois, la Société d'énergie de la Baie James et les autres parties à la Convention pourront également proposer des travaux et programmes de correction au conseil d'administration de la SOTRAC, pour considération.

La Société d'énergie de la Baie James, par l'intermédiaire de ses représentants sur le conseil d'administration de la SOTRAC, conseillera les Cris sur la compatibilité des programmes proposés avec les travaux du projet et sur les aspects scientifiques, techniques et économiques des programmes proposés.

Les représentants de la Société d'énergie de la Baie James peuvent faire opposition aux propositions présentées au conseil d'administration de la SOTRAC qui, à leur avis, sortent des limites des travaux et programmes de correction admissibles et peuvent faire opposition aux propositions qui paraissent incompatibles avec les plans du projet et aux programmes qui sont présumés non conformes aux règlements et procédures relatifs à l'utilisation de fonds publics. Les représentants du Grand Council of the Crees (of Québec) peuvent faire opposition aux programmes qui à leur avis sont incompatibles avec les intérêts des Cris, ou qui sortent des limites des travaux et programmes de correction admissibles. Une

telle opposition ne doit pas être exercée indûment et, à la demande de l'une ou l'autre des parties, elle est soumise à un arbitrage final et sans appel selon les dispositions prévues à l'article 8.16.

Tous les travaux exécutés au nom de la SOTRAC sont régis par les lois et règlements applicables, ainsi que par les divers régimes institués en vertu de la Convention.

Les activités de la SOTRAC seront administrées par un petit nombre de personnes employées à temps plein qui relèvera directement du conseil d'administration de la SOTRAC. Le siège social de la SOTRAC sera situé à Montréal et un ou plusieurs bureaux régionaux seront établis selon les besoins.

Les travaux et programmes de correction approuvés par la SOTRAC pourront être exécutés par des tiers en vertu de contrats adjugés, administrés et surveillés par la Société d'énergie de la Baie James jusqu'au 31 décembre 1982 et directement par la SOTRAC après cette date.

Les transactions et contrats de la SOTRAC seront exécutés en français et en anglais, sauf si le conseil d'administration de la SOTRAC en décide autrement. La SOTRAC prendra les mesures nécessaires et paiera pour les traductions autorisées par le conseil d'administration de la SOTRAC de temps à autre. Le Grand Council of the Crees (of Québec) aura la responsabilité pour les traductions du ou au Cri, mais celles-ci seront payées par la SOTRAC.

Les Cries auront un statut préférentiel relativement aux possibilités d'emploi découlant des travaux et programmes de correction exécutés par ou au nom de la SOTRAC. De plus, la SOTRAC concevra, pour autant qu'il est pratique de le faire, des lots de travail relativement aux programmes et aux travaux de correction, de façon à ce que les bandes crie ou les entreprises crie ou les deux puissent soumissionner dans des conditions équitables en vue d'obtenir des contrats pour lesdits travaux et programmes. Dans l'adjudication des contrats de la SOTRAC, les bandes et les entreprises crie jouiront d'une marge préférentielle de 10 %. La SOTRAC prendra toutes les mesures administratives nécessaires pour appliquer les dispositions ci-dessus.

CBJNQ, al. 8.9.2
c. compl. n° 4, a. 8

8.9.3 Modification de la composition de la SOTRAC

Jusqu'au 1^{er} janvier 1986 et jusqu'à ce que tous les versements de la Société d'énergie de la Baie James prévus ci-après pour le financement de la SOTRAC aient été faits, la Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) continueront d'être représentés à la SOTRAC, à moins que les deux parties n'en conviennent autrement d'un commun accord. En pareil cas, l'une des parties pourra se retirer. Le consentement des deux (2) parties à ce retrait sera donné par résolution en bonne et due forme des conseils d'administration de la Société d'énergie de la Baie James et du Grand Council of the Crees (of Québec), communiquée à l'autre partie et à la SOTRAC.

Après le 1^{er} janvier 1986 et après que tous les versements de la Société d'énergie de la Baie James prévus ci-après pour le financement de la SOTRAC auront été faits, la Société d'énergie de la Baie James aura la faculté de cesser de participer et d'être représentée à la SOTRAC. Elle devra exercer cette faculté par résolution de son conseil d'administration, communiquée au Grand Council of the Crees (of Québec) et à la SOTRAC.

Les parties conviennent de signer les documents légaux nécessaires pour donner effet aux dispositions précédentes.

Les droits, intérêts et obligations de la Société d'énergie de la Baie James seront transférés à l'Hydro-Québec dans le cas où la Société d'énergie de la Baie James serait dissoute avant la dissolution de la SOTRAC.

Au cas où le Grand Council of the Crees (of Québec) cesserait de participer ou de représenter la majorité des Cris, les Cris de la Baie James désigneront le successeur du Grand Council of the Crees (of Québec) pour l'application des présentes dispositions.

En cas de retrait de l'une ou l'autre des parties, mais sous réserve du paragraphe précédent, la corporation dont les représentants continuent de siéger à la SOTRAC aura le droit de nommer tous les membres, et les restrictions relatives au vote cesseront de s'appliquer.

8.9.4 Financement de la SOTRAC

La Société d'énergie de la Baie James versera une somme totale de trente millions (\$ 30 000 000) de dollars, conformément aux modalités et au calendrier exposés ci-après pour tous les coûts résultant des activités de la SOTRAC autorisés en vertu des présentes dispositions, à l'exception des services fournis à titre gratuit par la Société d'énergie de la Baie James, en conformité des dispositions du sous-alinéa 8.9.4 b).

Ladite somme de trente millions (\$ 30 000 000) de dollars comprend la somme de treize millions (\$ 13 000 000) de dollars prévue à l'alinéa 8.2.1 du présent chapitre.

a) *Calendriers des versements*

Au cours de la principale période de construction, définie pour l'application du présent sous-alinéa comme étant la période comprise entre la signature de la Convention et le 31 décembre 1982, la Société d'énergie de la Baie James versera pour le compte de la SOTRAC pour les coûts des travaux et programmes de correction et de l'administration de la SOTRAC, une somme totale de neuf millions (\$ 9 000 000) de dollars jusqu'à concurrence des montants suivants durant chacune des années civiles indiquées ci-dessous :

1976	250 000 \$
1977	500 000
1978	750 000
1979	1 000 000
1980	1 500 000
1981	2 500 000
1982	2 500 000

Toute partie de ces montants annuels qui n'est pas dépensée à la fin de chaque année civile sera versée à la SOTRAC. Ces sommes pourront être utilisées en tout ou en partie pour des travaux et programmes de correction au cours des années ultérieures, ou placées dans les conditions exposées ci-après ou les deux.

À compter du 1^{er} janvier 1983, la SOTRAC acquerra son autonomie financière et la Société d'énergie de la Baie James lui versera comme suit le solde de vingt et un millions (\$ 21 000 000) de dollars :

1 ^{er} janvier 1983	\$ 2 000 000
1 ^{er} janvier 1984	2 000 000
1 ^{er} janvier 1985	2 000 000
1 ^{er} janvier 1986	15 000 000

Lesdites sommes et toute somme qui n'auront pas été dépensées, pendant la principale période de construction définie ci-dessus, seront placées comme en décidera de temps à autre le conseil d'administration de la SOTRAC. Le produit de ces placements sera utilisé pour le financement des travaux et programmes de correction et pour l'administration de la SOTRAC, étant entendu qu'une partie du

capital pourra être utilisée, au besoin, pour les travaux de correction d'envergure sur résolution du conseil d'administration de la SOTRAC.

b) *Services fournis par la Société d'énergie de la Baie James*

Pendant la principale période de construction, la Société d'énergie de la Baie James, sans frais pour la SOTRAC, préparera les documents nécessaires à l'octroi des contrats, y compris les dessins et spécifications, lorsque le coût de ces dessins et spécifications est couru par l'intermédiaire du personnel permanent de la Société d'énergie de la Baie James, lancera les appels d'offres, évaluera les soumissions, adjudgera, administrera et surveillera les contrats relatifs aux travaux et programmes de correction autorisés par la SOTRAC. De plus, pendant la principale période de construction, la Société d'énergie de la Baie James fournira sans frais à la SOTRAC des services administratifs tels que la comptabilité, tenue de livres, paye et autres services, y compris des bureaux d'une superficie maximum de mille pieds carrés, conformes aux normes de la Société d'énergie de la Baie James, selon les besoins du personnel permanent du siège social de la SOTRAC et du personnel de liaison cri.

À compter du 1^{er} janvier 1983, la SOTRAC prendra en charge tous ses frais d'administration ainsi que le coût des travaux et programmes de correction, à l'exclusion des salaires et frais de déplacement des membres et directeurs du conseil d'administration de la SOTRAC nommés par la Société d'énergie de la Baie James, qui seront à la charge de la Société d'énergie de la Baie James.

La Société d'énergie de la Baie James mettra à la disposition de la SOTRAC, sans frais, les renseignements scientifiques et techniques résultant de ses programmes écologiques qui sont en cours et qui peuvent être d'utilité pour les activités de la SOTRAC tant que la Société d'énergie de la Baie James participe à la SOTRAC.

8.9.5 Au moment de la constitution de la Société Eeyou de la Baie James au moyen d'une loi adoptée par l'Assemblée nationale du Québec ou dans un délai d'un an de la signature de la Convention complémentaire No 7, selon la première de ces dates, toutes les obligations et responsabilités ainsi que tous les droits, éléments d'actif et pouvoirs de la SOTRAC sont transmis à la Société Eeyou de la Baie James.

c. compl. n° 7, a. 4

8.9.6 La Société Eeyou de la Baie James est constituée en société de manière à succéder à la SOTRAC à compter de la date mentionnée dans ledit alinéa 8.9.5 pour étudier, planifier, concevoir, prendre et administrer des mesures de mitigation et afin de contrôler et gérer le Fonds des travaux de mitigation (SOTRAC 1986) qui comprend le solde des fonds au crédit de la SOTRAC au moment mentionné dans ledit alinéa 8.9.5, de même qu'une somme supplémentaire de QUINZE MILLIONS DE DOLLARS (15 000 000 \$) dont le versement est échelonné sur une période de vingt (20) ans; le Fonds communautaire cri qui comprend une somme de CINQUANTE MILLIONS DE DOLLARS (50 000 000 \$) dont une tranche de QUINZE MILLIONS DE DOLLARS (15 000 000 \$) comptant et une tranche de TRENTE-CINQ MILLIONS DE DOLLARS (35 000 000 \$) dont le versement est échelonné sur une période de dix (10) ans; ainsi que le Fonds de développement économique cri qui comprend une somme de QUARANTE-CINQ MILLIONS DE DOLLARS (45 000 000 \$) dont le versement est échelonné sur une période de vingt (20) ans.

c. compl. n° 7, a. 5 et 17

8.9.7 La Société Eeyou de la Baie James s'acquitte également des fonctions de la SOTRAC conformément à la Convention de la Baie James et du Nord québécois et offre une tribune permanente

pour traiter plus efficacement les questions qui touchent les Cris de la Baie James et Hydro-Québec; elle assume aussi les autres fonctions que les parties aux présentes peuvent lui confier.

c. compl. n° 7, a. 6 et 17

8.9.8 La Société Eeyou de la Baie James est constituée à titre de société sans but lucratif, sans capital-actions, sans gain et sans avantage pour ses membres; sa dénomination sociale est, en français, la Société Eeyou de la Baie James, en anglais, James Bay Eeyou Corporation et en cri, Eeyou Companeé.

c. compl. n° 7, a. 7 et 17

8.9.9 À la signature de la présente convention, l'Administration régionale crie peut, à son gré, faire constituer la Société Eeyou de la Baie James en vertu de la Loi sur les Compagnies du Québec avant sa constitution statutaire par l'Assemblée nationale du Québec, si cette dernière juge pareille constitution statutaire appropriée.

c. compl. n° 7, a. 8 et 17

8.9.10 La Société Eeyou de la Baie James, telle qu'elle aura été constituée en vertu de la Loi sur les Compagnies du Québec, sera la Société Eeyou de la Baie James visée par la présente convention et continuera de l'être jusqu'à la constitution statutaire dont il est question dans l'article précédent.

c. compl. n° 7, a. 9 et 17

8.9.11 En outre, le Grand Conseil des Cris (du Québec) agit provisoirement au nom de la Société Eeyou de la Baie James et pour son compte jusqu'à ce que cette dernière soit constituée en société en vertu de la Loi sur les Compagnies du Québec.

c. compl. n° 7, a. 10 et 17

8.9.12 Les membres de la Société Eeyou de la Baie James sont l'Administration régionale crie et Hydro-Québec.

c. compl. n° 7, a. 11 et 17

8.9.13 Un conseil d'administration composé de la manière suivante dirige les activités de la Société Eeyou de la Baie James :

8.9.13.1 les membres du conseil de l'Administration régionale crie sont membres du conseil d'administration de la Société Eeyou de la Baie James de par leur poste et, jusqu'à ce que des représentants des Cris de Oujé-Bougoumou soient membres du conseil de l'Administration régionale crie, les Cris de Oujé-Bougoumou nomment deux (2) membres du conseil d'administration;

8.9.13.2 Hydro-Québec nomme quatre (4) membres du conseil d'administration dont le mandat est de la durée précisée par cette dernière et dont elle assume les frais;

8.9.13.3 avec le consentement de l'Administration régionale crie, le Gouvernement du Québec peut nommer un maximum de trois (3) membres additionnels au conseil d'administration et le Gouvernement du Canada, un (1) membre additionnel.

c. compl. n° 7, a. 12 et 17

8.9.14 Les objets de la Société Eeyou de la Baie James sont les suivants :

8.9.14.1 de s'acquitter des fonctions qui lui sont conférées par la présente convention relativement aux améliorations d'ordre social et public dans les communautés cries;

8.9.14.2 d'améliorer les conditions de vie et les conditions économiques dans les communautés crie, de promouvoir le bien-être général des Cris de la Baie James et leur offrir des possibilités de formation et d'emploi;

8.9.14.3 de réaliser des mesures de mitigation concernant le Complexe La Grande (1975);

8.9.14.4 de succéder à la SOTRAC quant à ses droits, ses éléments d'actif, ses intérêts, ses obligations et ses responsabilités conformément audit alinéa 8.9.5;

8.9.14.5 d'aider les bandes crie à protéger le mode de vie traditionnel des Cris de la Baie James qui repose sur la chasse, la pêche et le trappage et d'aider à promouvoir leur culture, leurs valeurs et leurs traditions;

8.9.14.6 de prévoir une structure plus efficace pour améliorer les relations entre les Cris et Hydro-Québec;

8.9.14.7 de détenir une participation majoritaire au sein de la Société de développement autochtone de la Baie James et de détenir cette dernière à titre de filiale de la Société Eeyou de la Baie James, sous réserve des amendements à la Convention de la Baie James et du Nord québécois et à la loi afférente à la SODAB.

c. compl. n° 7, a. 13 et 17

8.9.15 Les pouvoirs et les responsabilités de la Société Eeyou de la Baie James sont :

8.9.15.1 de contrôler et de gérer le Fonds des travaux de mitigation (SOTRAC 1986), le Fonds communautaire cri et le Fonds de développement économique cri mentionnés ci-dessus;

8.9.15.2 d'étudier, de planifier, de concevoir, de prendre et d'administrer des mesures de mitigation et de collaborer avec Hydro-Québec en ce qui concerne les engagements de cette dernière relatifs à la mitigation à l'égard du Complexe La Grande (1975);

8.9.15.3 de collaborer avec Hydro-Québec pour ce qui concerne les engagements de cette dernière afférents à l'emploi, à la formation et aux contrats;

8.9.15.4 de s'acquitter des autres fonctions, d'assumer toute responsabilité de même que d'exercer tout pouvoir qui peut lui être confié par les parties à la Convention complémentaire N° 7.

c. compl. n° 7, a. 14 et 17

8.9.16 Le siège social de la Société Eeyou de la Baie James est situé à l'intérieur des terres crie de catégorie IA de la communauté crie de Chisasibi.

c. compl. n° 7, a. 15 et 17

8.10 *(Retranché).*

8.10.1 *(Retranché).*

CBJNQ, al. 8.10.1

c. corr.

c. compl. n° 9, a. 2

8.10.2 *(Retranché).*

CBJNQ, al. 8.10.2

c. corr.

c. compl. n° 9, a. 2

8.10.3 *(Retranché).*

CBJNQ, al. 8.10.3
c. corr.
c. compl. n° 9, a. 2

CBJNQ, a. 8.10
c. corr.
c. compl. n° 9, a. 2

8.11 Représentation au comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James

La société d'énergie de la Baie James exécutera son programme écologique normal et en paiera les frais, y compris l'évaluation des répercussions et les travaux de correction qu'elle étudie, décide, planifie, exécute et surveille par ses voies administratives normales. Les Cris et les Inuit auront la possibilité de participer aux activités mentionnées ci-dessus par l'intermédiaire de leurs représentants au comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James, comme il est prévu ci-après.

8.11.1 Comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James

Le comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James est constitué de manière à examiner de temps à autre les répercussions écologiques de diverses caractéristiques des travaux du projet, dans le but de minimiser leurs répercussions négatives possibles sur l'environnement, compte tenu des impératifs techniques et économiques, et dans le but d'utiliser dans toute la mesure possible les répercussions positives possibles, compte tenu des impératifs techniques et économiques. Les membres dudit comité peuvent être changés, au gré de la Société d'énergie de la Baie James.

Les questions présentées au comité d'experts de l'environnement pour examen et recommandations sont soumises aux membres pour examen et analyse avant les séances.

Les recommandations du comité d'experts de l'environnement sont soumises au Comité de gérance de la Société d'énergie de la Baie James et, suivant le cas, au conseil d'administration qui prend la décision finale sur leur mise en œuvre.

8.11.2 Champ d'activités

Dans le cadre du programme écologique de la Société d'énergie de la Baie James, les études et considérations sur l'environnement font partie intégrante du mécanisme de décision. Ces études et considérations traitent de toutes les caractéristiques des travaux, par exemple le maintien du débit des cours d'eau pendant la construction, y compris LG 2, le déboisement des réservoirs, les répercussions sur la faune et les moyens d'amélioration, tels que la préparation d'endroits de frai, et l'emplacement de route d'accès et autres.

8.11.3 Représentation des Cris au comité d'experts de l'environnement

Les Cris de la Baie James auront droit à un représentant régulier au comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James. Le représentant qu'ils désigneront sera un membre à part entière du comité.

Le représentant des Cris sera désigné par le Grand Council of the Crees (of Québec), sous réserve de l'approbation de la Société d'énergie de la Baie James. Il sera nommé pour des périodes d'un an.

8.11.4 Représentation des Inuit au comité d'experts de l'environnement

Les Inuit disposeront d'un représentant au comité d'experts de l'environnement de la Société d'énergie de la Baie James. Ce représentant sera un membre régulier du comité, mais ne pourra intervenir ou soumettre des rapports que sur des matières qui pourraient affecter les régions situées au nord du 55^e parallèle de latitude. Le représentant des Inuit sera désigné par la Northern Quebec Inuit Association,

sujet à l'approbation de la Société d'énergie de la Baie James. Ce représentant sera nommé pour des périodes d'un an.

8.11.5 Participation aux délibérations du comité d'experts de l'environnement

Les représentants des Cris et des Inuit au comité d'experts de l'environnement ont des droits et obligations semblables à ceux des membres nommés par la Société d'énergie de la Baie James.

8.11.6 Rémunération

Les représentants des Cris de la Baie James et des Inuit du Québec recevront une rémunération correspondant à celle qui est versée aux autres membres du comité, compte tenu des qualifications et de l'expérience desdits représentants.

8.12 Indemnisation au titre des dommages causés aux matériels et installations des trappeurs en raison de la construction du complexe La Grande (1975)

La Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) conclueront un contrat immédiatement après la signature de la Convention, afin d'établir un mécanisme approprié pour le règlement de toute réclamation faite à la Société d'énergie de la Baie James au titre de dommages causés aux matériels et installations des trappeurs en raison de la construction du complexe La Grande (1975).

8.13 Recherche et marquage des lieux de sépulture autochtones et transfert sur demande des restes funéraires

La Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) conclueront un contrat immédiatement après la signature de la Convention, afin d'établir un mécanisme approprié pour la recherche et le marquage des lieux de sépulture autochtones dans les endroits touchés par les travaux du complexe La Grande (1975) et par les zones d'inondation dudit complexe et pour le transfert des restes inhumés.

8.14 Dispositions en faveur des Cris pour l'emploi et les contrats

La Société d'énergie de la Baie James et l'Hydro-Québec s'engagent, dans les limites de leurs mandats et attributions, à appliquer des mécanismes préférentiels pour permettre aux Cris, eu égard à leurs aptitudes, d'obtenir des emplois et des contrats concurrentiels sur le complexe La Grande (1975).

Plus précisément, la Société d'énergie de la Baie James et l'Hydro-Québec s'engagent :

8.14.1 à maintenir et à améliorer les mécanismes déjà en vigueur pour l'embauche pendant la construction du complexe La Grande (1975), y compris pour la construction des lignes de transport d'énergie traversant le territoire;

8.14.2 à encourager, dans les limites de leurs mandats et attributions, des programmes de formation et d'apprentissage mettant particulièrement l'accent sur la nécessité pour les Cris d'acquérir une plus grande spécialisation dans les métiers de l'industrie de la construction, par exemple, installation électrique, plomberie, charpenterie, maçonnerie et réparation du matériel;

8.14.3 à étudier la mise en œuvre d'un programme qui donnerait aux Cris les moyens de recevoir une instruction ou une formation ou les deux, leur permettant de répondre aux critères d'emploi permanent au complexe La Grande (1975) dans les services d'exploitation, d'entretien et d'administration;

8.14.4 à élaborer des mécanismes et dispositions d'adjudication des contrats permettant aux bandes ou entreprises crées de faire des offres pour des travaux de construction et des services correspondant à leurs qualifications et expérience. Ces mécanismes et dispositions d'adjudication des contrats devront être conçus de manière à donner aux Cris la possibilité d'entrer en concurrence dans des conditions équitables

avec d'autres soumissionnaires qui tentent d'obtenir des contrats pour lesdits travaux de construction et services.

8.15 Force majeure

La responsabilité d'aucune des parties à la présente Convention n'est engagée dans le cas d'événement incontrôlable et dans le cas de force majeure, à savoir un événement imprévu causé par une force supérieure à laquelle il est impossible de résister. Sans limitation du caractère général de ce qui précède, la force majeure comprend les actes d'ennemis publics, guerres, invasions, insurrections, émeutes, troubles civils, grèves et autres événements semblables.

8.16 Arbitrage

Pour la seule application de l'article 8.9, la Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) conviennent de soumettre à arbitrage final et sans appel tout différend relatif à l'application dudit article 8.9, en conformité des lois du Québec et comme il est indiqué ci-après.

Les arbitres seront au nombre de trois et seront choisis de la façon suivante. La Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) nomment chacun un arbitre et ces deux arbitres en nomment un troisième. Si les deux arbitres nommés ne peuvent convenir d'un troisième arbitre dans un délai de trente (30) jours, à compter de la demande initiale d'arbitrage, un juge de la Cour provinciale sera nommé par le Juge en chef de cette Cour, sur requête de la Société d'énergie de la Baie James ou du Grand Council of the Crees (of Québec) adressée à lui.

Les arbitres se réunissent dans les trente (30) jours de la demande d'arbitrage pour examiner le différend dont ils sont saisis, et statuer sur ce différend.

La sentence arbitrale sera rendue par écrit dans les dix (10) jours qui suivent la fin de l'audience d'arbitrage et un avis en sera donné à la Société d'énergie de la Baie James et au Grand Council of the Crees (of Québec).

La sentence des arbitres sera finale et sans appel. Elle sera irrévocable et obligera la Société d'énergie de la Baie James et le Grand Council of the Crees (of Québec) mais ne sera exécutée que sous l'autorité d'un tribunal ayant compétence et sur requête d'homologation d'exécution de la sentence, à condition toutefois que ladite requête soit présentée dans l'année qui suit la date de la sentence.

8.17 Quittance

En considération et sous réserve des avantages et engagements en faveur des autochtones, visés par la Convention et sauf dispositions contraires de celle-ci, lesdits autochtones libèrent par les présentes la Société d'énergie de la Baie James et/ou l'Hydro-Québec et/ou la Société de développement de la Baie James, en ce qui concerne le complexe La Grande (1975), de toutes revendications, tous dommages, inconvénients et répercussions de quelque nature, reliés aux activités de chasse, de pêche et de trappage des Cris et des Inuit et autres activités connexes et à leur culture et à leurs usages traditionnels, qui découlent de la construction, de l'entretien et de l'exploitation du complexe La Grande (1975).

CBJNQ, a. 8.17

c. corr.

c. compl. n° 9, a. 3

8.18 Application des lois du Canada

Nonobstant le contenu du présent chapitre, les lois du Canada en vigueur de temps à autre continuent de s'appliquer à tout développement visé aux dispositions du présent chapitre dans la mesure où ces lois s'appliquent audit développement.

Le Canada reconnaît que le projet et ses éléments, tels que présentement décrits à l'annexe I, sont substantiellement conformes aux exigences des lois et règlements fédéraux applicables et consent à sa construction en conformité avec cette description dans la mesure où ce consentement est nécessaire.

8.19 Amendements

Les dispositions de l'alinéa 8.1.2 et des articles 8.2 à 8.17 ainsi que celles de l'alinéa 2.9.5 peuvent être amendées avec le consentement de la Société d'énergie de la Baie James, de l'Hydro-Québec et du Grand Council of the Crees (of Québec) ou de son successeur, jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi établissant l'Administration régionale crie et, par la suite, l'Administration régionale crie ou son successeur, sauf si cet amendement a trait au détournement de la Caniapiscou, auquel cas le consentement de la Northern Québec Inuit Association ou de son successeur, jusqu'à l'entrée en vigueur de la loi établissant la Société inuit de développement – The Inuit Development Corporation et par la suite, ladite société ou son successeur, est également nécessaire.

Annexe 1

Chapitre 8 Dispositions techniques

Société d'énergie de la Baie James

Le Complexe La Grande (1975)

Description technique

20 octobre 1975

Liste des planches

Planche n°		Titre
1	20 octobre 1975	Complexe La Grande Carte de localisation générale
2	20 octobre 1975	Complexe La Grande Plan et profil d'aménagement
3	20 octobre 1975	Complexe La Grande Aéroport, routes et lignes de transport
4	20 octobre 1975	LG 1 Plan de localisation
5	20 octobre 1975	LG 2 Plan de localisation
6	20 octobre 1975	LG 3 Plan de localisation
7	20 octobre 1975	LG 4 Plan de localisation
8	20 octobre 1975	Caniapiscou – Réservoir Caniapiscou et Détournement Laforge Plan de localisation

9	20 octobre 1975	Détournement Eastmain – Opinaca – La Grande Plan de localisation
10	20 octobre 1975	LG 1 Plan général de l'aménagement
11	20 octobre 1975	LG 1 Centrale de 10 groupes de 91 MW – coupe de l'aménagement
12	20 octobre 1975	LG 2 Plan général de l'aménagement
13	20 octobre 1975	LG 2 Centrale de 16 groupes de 333 MW – coupe de l'aménagement
14	20 octobre 1975	LG 3 Plan général de l'aménagement
15	20 octobre 1975	LG 3 Centrale de 10 groupes de 192 MW – coupe de l'aménagement
16	20 octobre 1975	LG 4 Plan général de l'aménagement
17	20 octobre 1975	LG 4 Centrale de 8 groupes de 254 MW – coupe de l'aménagement

Introduction

La décision conjointe des membres de la Commission hydroélectrique du Québec et du Conseil d'administration de la Société d'énergie de la Baie James d'opter pour un aménagement hydroélectrique de la partie nord du territoire de la Baie James parmi les aménagements envisagés suite aux diverses études effectuées sur l'ensemble du territoire, se concrétise par les phases de construction suivantes :

- la construction de quatre (4) centrales sur La Grande Rivière et surnommées LG 1, LG 2, LG 3 et LG 4.– la dérivation d'une partie des eaux du bassin de la rivière Caniapiscou (au niveau du lac Duplanter) dans le bassin de la rivière Laforge, tributaire de La Grande Rivière, en amont de la centrale LG 4.
- la dérivation d'une partie des eaux des rivières Eastmain et Opinaca, vers La Grande Rivière, en amont de la centrale LG 2.

La capacité totale installée de ces quatre (4) centrales est de 10 190 MW, le débit régularisé de la centrale LG 1 étant d'environ 118 000 pi³/s.

Voir les planches n° 1, 2 et 3 montrant les cartes de la région intéressée. Le tableau qui suit donne les principales caractéristiques des composantes du complexe.

Complexe La Grande (1975)

Caractéristiques principales

Emplacement	Description	Cote (pi)		Réserve utile (Gpi ³)	Nombre de groupes	Puissance Installée (MW)	Énergie annuelle (en milliards de KWH)
		Max.	Min.				
LG-1	Centrale	105		1.4	10	910	5.6
LG-2	Centrale	575	550	690	16	5 328(1)	35.8
LG-3	Centrale	840	800	900	10	1 920(1)	12.3
LG-4	Centrale	1 235	1 200	250	8	2 032	14.1
Caniapiscou	Rés. & Dét.	1 760	1 717	1 400			
Opinaca	Rés. & Dét.	708	695	125			
Laforge	Détournement	1 590					
Frégate	Détournement	1 053					
Total				3 366	44	10 190(2)	67.8

Note:

(1) Seules les puissances installées de LG 2 et LG 3 sont définitives.

(2) Des études sont présentement effectuées en vue d'aménager d'autres centrales comme la centrale LA 1 sur la rivière Laforge et la centrale EM 1 sur la rivière Eastmain.

Réservoir Caniapiscou et détournement Laforge

Le réservoir Caniapiscou et le détournement Laforge permettent au moyen de rehaussements des eaux le transfert des eaux du bassin supérieur de la rivière Caniapiscou dans celui de la rivière Laforge, un affluent de La Grande Rivière en amont de LG 4

L'agencement général est montré sur la planche no 8.

Les cotes maximale et minimale du réservoir Caniapiscou sont respectivement 1760 et 1717 pour une réserve utile de 1 400 Gpi³. Un réseau de 32 digues et 2 barrages sont requis, nécessitant un volume total de remblai d'environ 35 300 000 v³ et une excavation de 4 200 000 v³. Le barrage principal situé à la fermeture sur la rivière Caniapiscou est du type enrochement avec noyau de moraine; il constitue environ 80 % du volume total de remblai requis.

L'évacuateur de crues est situé à l'extrémité nord du réservoir dans le bras ouest de la fermeture principale de la rivière Caniapiscou. Cet ouvrage d'une capacité de 130 000 pi³/s constitué de 2 vannes d'une largeur de 40 pieds et d'une hauteur de 55 pieds permet de retourner dans la rivière Caniapiscou le surplus d'eau accumulé dans le réservoir lors des crues.

Durant l'exploitation, les eaux du réservoir Caniapiscou sont canalisées vers l'ouvrage de contrôle situé à l'extrémité ouest du réservoir au nord du lac Brisay. Cet ouvrage de contrôle est composé de quatre ouvertures d'une largeur de 40 pieds et d'une hauteur de 63 pieds; sa capacité est de 40 000 pi³/s sous le niveau minimum; l'excavation nécessaire pour les canaux est de 2 000 000 v³.

Pour réaliser la fermeture en rivière, une galerie de dérivation d'une capacité de 88 000 pi³/s est requise; ses dimensions sont de 45 pieds de largeur, 55 pieds de hauteur et 800 pieds de longueur.

À la sortie de l'ouvrage de contrôle, les eaux de la Caniapiscou sont dirigées vers un second détournement appelé « Laforge » composé de 12 digues totalisant quelques 10 000 000 v³ de remblai et des canaux impliquant quelques 500 000 v³ de déblai, et, de là, suivent le cours naturel de la rivière Laforge, un affluent de La Grande Rivière, vers l'amont de la centrale LG 4.

L'accès à l'emplacement se fait au moyen d'une route de pénétration de 220 milles partant de la centrale LG 4, avec embranchement vers les ouvrages du détournement Laforge.

Réservoir Opinaca

Le détournement d'une partie des eaux des bassins des rivières Eastmain, Petite Opinaca et Opinaca dans celui de la rivière La Grande Rivière s'obtient par la fermeture de ces rivières. Ainsi, sur la rivière Eastmain, une digue de fermeture avec évacuateur permet de retenir les eaux, de les rehausser et de les transvaser dans le bassin de la Petite Opinaca, puis dans le bassin de l'Opinaca et finalement dans celui de La Grande Rivière via le lac Sakami (voir planche n° 9).

Le niveau maximum de rétention est à la cote 708 et le niveau minimum à 695 pour une réserve utile de 125 Gpi³.

La fermeture principale sur la rivière Eastmain est constituée d'un barrage en enrochement avec noyau en moraine d'une hauteur maximale de 100 pieds. L'évacuateur de crues situé dans l'axe de ce barrage et qui aura été construit au préalable servira de détournement temporaire des eaux lors de la construction du barrage. Cet évacuateur de crues d'une capacité de 220 000 pi³/s sous la cote maximale de 708 est situé sur la rive gauche de la rivière Eastmain et est composé de trois ouvertures de 40 pieds de largeur sur 65 pieds de hauteur.

Un second évacuateur de crues est situé sur la rivière Opinaca et est composé de deux vannes de dimension identique à celle de l'évacuateur sur la rivière Eastmain.

L'ouvrage de contrôle situé en amont du lac Boyd et qui sert à régulariser les apports des rivières Eastmain et Opinaca est constitué de trois vannes de 40 pieds de largeur sur 33 pieds de hauteur chacune, dont la capacité est de 70 000 pi³/s.

Les ouvrages sont reliés à la route Matagami-LG 2 au moyen de routes de pénétration d'une longueur totale d'environ 50 milles.

Détournement Frégate

À l'état naturel, en période hors crues, les eaux de la partie supérieure de la rivière Sakami s'écoulent dans la rivière de Pontois au niveau du lac Frégate et rejoignent La Grande Rivière en amont de la centrale LG 3. En période de crues cependant, le rehaussement du lac Frégate entraîne un déversement dans la partie inférieure de la rivière Sakami, en aval de cette centrale. Afin d'éviter ces pertes en eau, une digue de fermeture de 64 000 v³ est nécessaire; la longueur en crête est de 800 pieds et la hauteur maximale est de 50 pieds.

L'accès à l'ouvrage se fait au moyen d'une route d'hiver partant de la route joignant les centrales LG 3 et LG 4, dans la région du poste Lemoyne.

Biefs d'amont des centrales

Les centrales LG 1, LG 2, LG 3 et LG 4 sont respectivement situées à 44, 69, 148 et 288 milles de l'embouchure de La Grande Rivière.

Aménagement LG 1

L'agencement général de cet aménagement est illustré sur les planches n° 4 et 10.

La cote maximale du bief d'amont est à l'élévation 105 et la cote minimale à l'élévation 100; le niveau aval, en condition d'écoulement libre et correspondant au débit régularisé de 118 000 pi³/s de la centrale, se situe à la cote 28.0 pour une chute brute maximale d'environ 77 pieds.

La centrale, située en surface du côté sud de la rivière, est composée de 10 groupes de 91 MW, d'une capacité totale installée de 910 MW sous une chute nette d'environ 72 pieds; le débit d'équipement, en conditions hivernales, est d'environ 152 000 pi³/s.

Une coupe en travers de la centrale est montrée sur la planche n° 11.

Les transformateurs 13.8 – 315 kV sont situés sur la passerelle aval au-dessus des aspirateurs et sont reliés à un poste de départ situé sur le toit de la centrale. Une ligne biterne à 315 kV de 18 milles de longueur relie la centrale LG 1 au poste collecteur Radisson situé à quelque 12 milles à l'ouest de la centrale LG 2.

L'évacuateur de crues situé du côté nord de la rivière servira de dérivation provisoire durant la construction de la centrale; il est composé de huit vannes de 65 pieds de hauteur sur 40 pieds de largeur pour une capacité de 540 000 pi³/s à la cote maximale.

Une digue de fermeture en enrochement avec noyau de moraine de 65 000 v³ constitue le raccordement entre l'évacuateur et la rive droite tandis qu'un mur de béton raccorde la centrale à la rive gauche.

Aménagement LG 2

La centrale souterraine LG 2 qui est la plus importante des quatre centrales du complexe La Grande et la première à être mise en service est située sur La Grande Rivière à 69 milles de la Baie James. Un plan de localisation et un plan général d'aménagement sont montrés sur les planches n° 5 et 12 respectivement.

Le niveau maximum d'exploitation est à la cote 575 et le niveau minimum à 550, pour une réserve utile de 690 Gpi³.

Le barrage principal situé au millage 73 est en enrochement avec un noyau de moraine. Sa longueur en crête est d'environ 10 000 pieds et le remblai de l'ordre de 33 500 000 v³ de matériaux, y incluant les batardeaux. Un réseau de 30 digues est également requis pour compléter la fermeture du bief d'amont représentant en tout un volume total de remblai de 29 500 000 v³.

Pour permettre la construction du barrage principal, deux galeries de dérivation de 48 pieds de largeur sur 59 pieds de hauteur et d'une longueur totale de 2 600 pieds sont requises : leur capacité totale est de 265 000 pi³/s sous un niveau d'eau amont à la cote 255.

Une vallée naturelle située sur la rive sud permet la canalisation des eaux vers les prises d'eau et la centrale qui sont situées à quelque quatre milles en aval du site du barrage principal. Les seize prises d'eau individuelles sont munies d'une grille à débris et d'une vanne wagon; les conduites forcées sont bétonnées dans la partie inclinée et recouvertes d'un blindage d'acier dans la partie horizontale. Une coupe longitudinale de la centrale est montrée sur la planche n° 13.

La puissance installée de la centrale est de 5 328 MW composée de 16 groupes d'une puissance individuelle de 333 MW. La centrale a une longueur totale de 1 584 pieds et une largeur de 76 pieds. L'aire de montage divise la centrale en deux groupes de 8 unités chacun; une galerie de 33 pieds de largeur sur 30 pieds de hauteur en permet l'accès. Un ascenseur donne accès au centre de la centrale.

La chambre d'équilibre située en aval de la centrale a 64 pieds de largeur sur 147 pieds de hauteur et 1 479 pieds de longueur et permet les fluctuations de niveau entre les cotes 66 et 187. L'aération se fait au moyen d'un puits de 30 pieds de diamètre.

Les quatre galeries de fuite, d'une largeur de 45 pieds et d'une hauteur de 65 pieds, ont une longueur approximative de 3 900 pieds; des ouvrages de béton situés en amont de chacune des galeries de fuite en permettront la fermeture au moyen de l'abaissement de vannes batardeaux.

L'évacuateur de crues, composé de huit vannes wagons de 40 pieds de largeur sur 67 pieds de hauteur, a une capacité totale de 540 000 pi³/s sous la cote 575; il est situé à l'extrémité nord du barrage principal.

Les alternateurs sont reliés aux transformateurs 13.8 – 735 kV du poste de départ en surface au moyen de barres blindées placées dans des puits verticaux d'un diamètre de 11 pieds; quatre lignes de 735 kV joignent cette centrale au réseau sud de la province ainsi qu'aux autres centrales du complexe.

Aménagement LG 3

L'aménagement LG 3 est situé au millage 148 sur La Grande Rivière; la centrale elle-même est implantée sur la rive gauche de la rivière tandis que les galeries de dérivation et l'évacuateur de crues le sont sur une île en rivière. La réserve utile du bief d'amont est de 900 Gpi³ entre les cotes maximale et minimale de 840 et 800 respectivement.

Le plan de localisation est montré sur la planche n° 6 et le plan général d'aménagement sur la planche n° 14.

La route d'accès, située au sud du bief d'amont de LG 2, part d'un point situé sur la route Matagami – LG 2, dans la région du lac Yasinski; cette route a une longueur totale de 79 milles. Un pont est requis pour la traversée de la rivière Sakami, à l'embouchure du lac du même nom.

Pour la construction du barrage principal, deux galeries de dérivation non bétonnées de 45 pieds de largeur, 55 pieds de hauteur et 1 279 pieds de longueur sont requises.

La centrale en surface comprend dix turbines de type Francis d'une puissance installée de 192 MW chacune; une coupe longitudinale est montrée sur la planche n° 15.

Les transformateurs 13.8 – 735 kV sont localisés au niveau du toit, du côté amont de la centrale et de là, trois lignes se rendent au poste collecteur Chissibi situé à environ 2 milles au sud-ouest de la centrale.

L'évacuateur de crues, situé sur l'île en rivière, est muni de cinq vannes wagons de 40 pieds de largeur sur 67 pieds de hauteur; sa capacité est de 340 000 pi³/s à la cote maximale de 840.

Le barrage principal est en enrochement avec noyau de moraine; un réseau de 50 digues est également requis sur les rives nord et sud pour compléter la fermeture à l'élévation 840. La longueur totale en crête des digues et du barrage est de 80 200 pieds; leur hauteur varie de 10 à 300 pieds et le volume total de remblai est de 42 800 000 v³.

Aménagement LG 4

La centrale souterraine est située sur la rive nord au mille 288 et possède huit groupes d'une puissance unitaire nominale de 254 MW sous une chute nette garantie de 376 pieds. La cote maximale d'exploitation du bief d'amont est à l'élévation 1 235 et la cote minimale à l'élévation 1 200 pour une réserve active de 250 Gpi³.

Le plan de localisation et le plan général d'aménagement sont reproduits respectivement sur les planches n° 7 et 16.

La route d'accès entre les centrales LG 3 et LG 4 est située au sud du bief d'amont de LG 3 et a une longueur totale de 143 milles. Un pont temporaire donnera accès à la rive nord pour la construction des camps.

Le barrage principal, ferme le lit de la rivière et un réseau de dix digues permettent la fermeture des vallées secondaires. Le barrage et les digues du bief d'amont représentent un volume total de 47 000 000 v³ de remblai.

Une seule galerie de dérivation provisoire est nécessaire; elle est située sur la rive sud, a une largeur de 45 pieds, une hauteur de 60 pieds et une longueur de 1 300 pieds.

Les prises d'eau sont du même type que celles de LG 2; les conduites forcées y sont également bétonnées dans la partie inclinée et recouvertes d'un blindage d'acier dans leur partie horizontale. (voir la planche n° 17 pour une coupe longitudinale de la centrale)

La centrale a une longueur totale de 905 pieds, une largeur de 85 pieds et une hauteur maximale de 162 pieds. L'aire de montage est située à l'extrémité sud. Un tunnel de 38 pieds de largeur sur 31 pieds de hauteur en permet l'accès du côté nord.

Huit puits relient les alternateurs au poste de départ 13.8 – 315 kV situé en surface. Deux lignes biternes à 315 kV de 2 milles de longueur chacune permettent le raccordement de ce poste de départ à un poste élévateur 315 – 735 kV situé sur la rive nord à l'ouest de la centrale.

La chambre d'équilibre d'une largeur maximale de 62 pieds a une hauteur de 160 pieds et une longueur de 835 pieds.

Les deux galeries de fuite non bétonnées ont une largeur de 50 pieds, une hauteur de 65 pieds et une longueur de 3 150 pieds.

L'évacuateur de crues est situé à l'extrémité sud du barrage principal et permet le rejet des eaux excédentaires dans une vallée secondaire qui rejoint la rivière à trois milles en aval au moyen d'une série de canaux excavés dans le roc; l'évacuateur lui-même a quatre ouvertures de 40 pieds de largeur sur 65 pieds de hauteur; sa capacité est de 257 000 pi³/s sous la cote maximale.

Lignes de transport à très haute tension 735 kV; postes élévateurs, collecteurs et de manœuvre.

La conception des lignes de transport à très haute tension ainsi que celle des postes élévateurs, collecteurs et de manœuvre est la responsabilité entière des ingénieurs de l'Hydro-Québec. Durant les années 1973 à 1975, un premier choix des corridors a été établi et l'alignement des corridors les plus à l'ouest a été fixé.

L'agencement des postes et lignes de transport est montré schématiquement sur la planche n° 3.

Trois corridors composés de cinq lignes de transport à 735 kV relient le projet La Grande au réseau de consommation du sud de la province. Deux de ces corridors, comprenant au total trois lignes, partent directement de la centrale LG 2; l'une de ces trois lignes traverse le poste Radisson auquel vient se raccorder la centrale LG 1. Le troisième corridor part du poste Lemoyne à l'ouest de la rivière De Pontois.

Une ligne biterne à 315 kV raccorde la centrale LG 1 au poste Radisson; une ligne à 735 kV relie LG 2 au poste Chissibi situé à quelque deux milles au sud-ouest de la centrale LG 3. Une ligne à 735 kV relie le poste Chissibi au poste Lemoyne; deux lignes à 735 kV relient ce dernier poste à un poste élévateur situé à 2 milles à l'ouest de la centrale LG 4.

Un total de 3 000 milles de longueur de ligne est impliqué.

Autres centrales

Les ingénieurs de la Société d'énergie de la Baie James étudient présentement la possibilité d'aménagement d'autres centrales sur les rivières et affluents du complexe La Grande; ainsi en est-il des centrales LA 1 sur la rivière Laforge et EM 1 sur la rivière Eastmain.

La localisation de ces deux centrales est montrée sur la planche n° 3; une ligne biterne 315 kV sera alors requise pour raccorder LA 1 à la centrale LG 4 et EM 1 au poste Némiscau, poste situé dans la région de la rivière du même nom; une sixième ligne à 735 kV sera également nécessaire, laquelle sixième ligne suivra un corridor parallèle au corridor est joignant le poste Lemoyne au réseau de l'Hydro-Québec.

Voir carte n° 40 Planche 1 Complexe La Grande Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte-plan n°41 Planche 2 Complexe La Grande Plan et profil (Documents complémentaires)

Voir carte n° 42 Planche 3 Complexe La Grande Aéroports, routes et lignes (Documents complémentaires)

Voir carte n° 43 Planche 4 Complexe LG 1 Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n° 44 Planche 5 Complexe LG 2 Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n°45 Planche 6 LG 3 Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n° 46 Planche 7 LG 4 Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n° 47 Planche 8 Caniapiscau Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n° 48 Planche 9 Eastmain-Opinaca Localisation (Documents complémentaires)

Voir carte n° 49 Planche 10 LG 1 Plan général (Documents complémentaires)

Voir plan n° 50 Planche 11 LG 1 Centrale de 10 groupes (Documents complémentaires)

Voir carte n° 51 Planche 12 LG 2 Plan général (Documents complémentaires)

Voir plan n° 52 Planche 13 LG 2 Centrale de 16 groupes (Documents complémentaires)

Voir carte n° 53 Planche 14 LG 3 Plan général (Documents complémentaires)

Voir plan n°54 Planche 15 LG 3 Centrale de 10 groupes (Documents complémentaires)

Voir carte n° 55 Planche 16 LG 4 Plan général (Documents complémentaires)

Voir plan n° 56 Planche 17 LG 4 Centrale de 8 groupes (Documents complémentaires)

Annexe 2

Chapitre 8 – Dispositions techniques

Objectifs et spécifications de déboisement du complexe La Grande (1975)

1. Déboisement destiné à améliorer la reproduction des poissons dans les biefs d'amont et les réservoirs

Des études particulières sont faites pour chaque réservoir et bief d'amont, afin de déterminer les emplacements qui se prêteraient à un déboisement sélectif pour améliorer la reproduction des poissons. Pour l'évaluation des emplacements, ces études tiennent compte des éléments suivants :

1. écologie des poissons en cause
2. variations du niveau des eaux

3. nature des substrats

4. proximité d'emplacements naturels de frai

5. utilisation potentielle du lac par les autochtones

6. exposition des rives aux vents et courants

7. expérience acquise avec les réservoirs et biefs d'amont existants.

2. Déboisement des cours d'eau se jetant dans les biefs d'amont et réservoirs, pour l'amélioration de la pêche

L'inondation des cours d'eau tributaires peut faire mourir des arbres le long des rives et sur les terres basses. Les arbres morts qui tombent dans l'eau obstruent l'entrée au cours d'eau, ce qui peut empêcher la remontée des poissons à l'époque du frai, par exemple dans le cas du doré, de l'esturgeon, de la truite brune et des meuniers. Les cours d'eau se jetant dans les réservoirs et biefs d'amont, qui ont des possibilités pour le frai des poissons et où des difficultés risquent de surgir en raison de la présence d'arbres morts, sont considérés comme des zones prioritaires de déboisement. Les zones choisies pour le déboisement tiennent compte :

- i) de l'utilisation possible de ces populations de poissons par les autochtones pour leur subsistance; et,
- ii) des possibilités du cours d'eau pour le frai des poissons.

Les objectifs de déboisement sont d'obtenir un dégagement de 5 pieds en-dessous du niveau minimal des basses eaux dans le réservoir et au moins jusqu'au niveau maximal des eaux dans les zones choisies.

3. Déboisement destiné à faciliter l'exploitation des poissons

La pêche à des fins de subsistance, peut être faite par les autochtones dans les biefs d'amont et réservoirs qui contiennent des populations de poissons appréciables.

Les emplacements de pêche sont souvent proches des zones où les poissons se réunissent pour le frai ou la migration, près des récifs de frai et aux embouchures des cours d'eau tributaires. Les emplacements de pêche possibles convenables sont choisis et considérés comme des zones prioritaires pour le déboisement.

Le déboisement assure une marge verticale de 10 pieds d'eaux claires au-dessous du niveau minimal des eaux du réservoir pendant la saison de pêche. Des endroits d'accostage sont déboisés à proximité des zones de pêche dégagées.

4. Déboisement de couloirs de navigation

Le déboisement de couloirs de navigation est pris en considération afin de permettre l'utilisation des réservoirs comme parcours possibles pour les canots de transport et les motoneiges à destination des terrains de trappage intérieurs et des zones de chasse et de pêche. Dans certains cas, le déboisement des rivières et cours d'eau tributaires utilisés comme routes de navigation est également considéré afin de permettre l'accès à ces rivières par canot.

Le déboisement nécessaire pour les couloirs de navigation varie selon les caractéristiques particulières de chaque réservoir. Toutefois, la profondeur des eaux claires est d'au moins 10 pieds en-dessous du niveau minimal des eaux enregistré dans le réservoir en dehors de la saison des glaces (c'est-à-dire entre début mai et fin novembre).

5. Déboisement des points prévus pour les endroits d'accostage

Le déboisement des endroits d'accostage doit être essentiellement lié à la sécurité des autochtones, des pêcheurs ou des touristes. Ces endroits d'accostage sont choisis afin de donner aux autochtones un moyen d'accès aux campements dans les bois et de faciliter l'utilisation des biefs d'amont et réservoirs.

Les zones d'accostage sont déboisées de manière qu'il y ait un dégagement de 5 pieds d'eau au-dessous du niveau minimal des eaux enregistré en dehors de la saison des glaces. Ce niveau est calculé à compter du niveau minimal prévu pour la période comprise entre début mai et fin novembre.

6. Déboisement des voies d'accès

Des voies d'accès aux réservoirs sont aménagées en des points facilement accessibles par la route, afin de permettre la mise à l'eau des canots. Leur emplacement tient compte des couloirs de navigation, des emplacements prévus pour la pêche de subsistance et du réseau routier afin de permettre un accès aux réservoirs et biefs d'amont quel que soit le niveau des eaux pendant la saison de navigation.

Les voies d'accès doivent être déboisées afin d'aménager une bande atteignant un maximum de 500 pieds le long de la rive en direction des eaux, de manière à obtenir un dégagement vertical de 10 pieds au-dessous du niveau minimal des eaux enregistré en dehors de la saison des glaces et jusqu'au niveau maximal des eaux. À l'intérieur de la bande dégagée, la construction d'une route de pénétration allant jusqu'au niveau minimal des eaux est prise en considération.

7. Déboisement destiné à permettre l'accès des avions à flotteurs

Des zones d'amerrissage sur les réservoirs pour les avions à flotteurs peuvent être utiles aux autochtones afin qu'ils rejoignent leurs terrains de trappage et exercent d'autres activités dans le bois lorsque les lacs naturels ne peuvent servir aux amerrissages. Les baies abritées qui ne risquent pas d'être encombrées de bois et débris à la dérive et qui peuvent être fermées au moyen de barrages flottants sont les sites d'amerrissage les plus appropriés.

Les zones choisies sont nettoyées de manière à assurer un dégagement de 5 pieds de profondeur au-dessous du niveau minimum des eaux en dehors de la saison des glaces.

CBJNQ, Ann. 2
c. corr.

Annexe 3

Chapitre 8 – Dispositions techniques

Voir carte n° 57 Déboisement Réservoir Opinaca (Documents complémentaires)

Annexe 4

Chapitre 8 – Dispositions techniques

Travaux et programmes de correction admissibles

Préambule

Aucun travail ou programme de correction ne peut être exécuté sans que les plans, budgets et mécanismes administratifs correspondants ne soient autorisés par résolution du Conseil d'administration de la SOTRAC.

Les travaux et programmes de correction admissibles visés dans l'alinéa 8.9.2 (SOTRAC) de la Convention comprennent, entre autres, les éléments décrits ci-après.

1.0 Trappage, relocalisation ou exploitation des animaux, ou les deux, des régions inondées par les biefs d'amont et les réservoirs.

En règle générale, la SOTRAC doit coopérer étroitement avec la Société d'énergie de la Baie James pour planifier et exécuter les activités de trappage, d'exploitation ou de capture, ou les deux, et de relocalisation

des animaux des régions inondées par les biefs d'amont et les réservoirs. Plus précisément, ces activités comportent les phases suivantes :

1.1 Trappage ou exploitation, ou les deux, des animaux des régions inondées, avant le remplissage des biefs d'amont et des réservoirs.

1.2 Capture, et relocalisation, dans d'autres régions, de la faune des régions inondées par les biefs d'amont et les réservoirs, avant le remplissage de ces derniers.

1.3 Sauvetage, relocalisation ou exploitation, ou les deux, des animaux des régions inondées, pendant le remplissage des biefs d'amont et des réservoirs.

2.0 Réorganisation des terrains de trappage.

La SOTRAC, de concert avec les trappeurs cris et suivant les avis du Comité conjoint – Chasse, Pêche et Trappage, planifie et met en œuvre la réorganisation de terrains de trappage cris, rendue nécessaire par la perte de régions de trappage causée par le remplissage de biefs d'amont et de réservoirs et la construction d'autres installations. Ces activités peuvent comprendre les phases suivantes :

2.1 Organiser des réunions de trappeurs et en assumer le coût, au sein des communautés cries et entre elles, pour retracer les limites des terrains de trappage.

2.2 Organiser des visites de reconnaissance à l'intention des trappeurs cris, dans les nouvelles régions de trappage proposées, et en payer les frais.

2.3 Fournir l'assistance technique et financière aux trappeurs pour la planification, et la construction ou l'aménagement de nouveaux camps abris, caches, zones d'accostage, portages et autres installations auxiliaires pour la chasse, la pêche et le trappage, nécessaires pour le bon usage des terrains de trappage aménagés.

2.4 Fournir l'assistance technique et financière pour le déplacement du matériel et des fournitures des camps, abris et caches situés dans des endroits ne correspondant plus aux terrains de trappage réorganisés, vers les nouveaux points décrits en 2.3 ci-dessus.

2.5 Fournir l'assistance technique et financière aux trappeurs cris pour tous les autres programmes et activités nécessaires à la bonne réorganisation des terrains de trappage.

3.0 Subventions au transport.

Comme la réorganisation des terrains de trappage risque d'obliger les Cris à s'éloigner davantage de leur communauté, la SOTRAC, pour compenser les répercussions économiques en résultant peut fournir aux trappeurs cris, pendant les périodes qu'elle détermine, l'assistance technique et financière pour :

3.1 compenser l'augmentation des coûts de transport vers les terrains de trappage réorganisés,

3.2 étudier, planifier et mettre en service des moyens de transport plus appropriés aux conditions et aux distances des terrains de trappage réorganisés,

3.3 étudier, planifier et mettre sur pied d'autres programmes reliés au transport pour compenser les répercussions du projet de la Baie James et permettre un meilleur usage des terrains de trappage réorganisés.

4.0 Programmes destinés à augmenter l'efficacité de l'exploitation à des fins de subsistance.

Reconnaissant que des régions à rendement économique marginal seront peut-être utilisées pour les terrains de trappage réorganisés, afin de compenser la perte de régions à rendement élevé, causée par l'inondation ou d'autres conséquences du projet de la Baie James, la SOTRAC étudie, planifie, met à exécution et finance des programmes pour augmenter l'efficacité des activités d'exploitation à des fins de subsistance, par exemple :

4.1 relevés aériens des huttes de castors, des bandes de caribous, d'originaux et d'autres animaux;

4.2 nouvelles méthodes d'exploitation;

4.3 amélioration des communications et du soutien logistique pour les trappeurs dans les bois;

4.4 autres programmes connexes.

5.0 Programmes de promotion des activités connexes à la chasse, à la pêche et au trappage.

Reconnaissant la possibilité d'une baisse de rendement de la chasse, de la pêche et du trappage causée par le complexe La Grande (1975), la SOTRAC étudie, planifie et met à exécution des mesures visant à promouvoir les activités connexes à la chasse, à la pêche et au trappage exercées par les Cris, et fournit l'aide financière à ce sujet. Ces activités sont, entre autres,

5.1 l'étude, l'évaluation, l'aménagement et l'exploitation d'élevages d'animaux à fourrure;

5.2 la contribution à la formation des Cris pour l'exercice d'activités connexes à la chasse, à la pêche et au trappage, comme, par exemple, le tannage, la commercialisation des fourrures;

5.3 l'étude de l'implantation de conserveries pour augmenter les possibilités de troc ou de commerce, à l'intérieur des communautés cries et entre elles, du poisson, des viandes, du gibier et d'autres produits alimentaires résultant de l'exploitation à des fins de subsistance; ces activités ne portent pas, en principe, sur la construction de ces conserveries;

5.4 les études relatives à l'expansion de la chasse et du trappage sur les îles du littoral, et de la pêche dans la baie.

6.0 Travaux d'amélioration des habitats et d'augmentation de la productivité de l'environnement.

Reconnaissant le désir des Cris de maintenir le potentiel d'exploitation de subsistance au niveau le plus élevé possible dans les limites de la capacité de production de la zone touchée par le complexe La Grande (1975), ainsi que les objectifs de conservation énoncés dans le chapitre Chasse, Pêche et Trappage de la Convention, la SOTRAC peut étudier, analyser, et mettre en œuvre des mesures destinées à augmenter le potentiel d'exploitation de subsistance, par exemple :

6.1 Programmes de gestion des cours d'eau afin d'améliorer les frayères, les zones d'alevinage et la capacité générale des rivières, eu égard aux populations de poissons souhaitées;

6.2 Programmes de modification du débit des cours d'eau détournés ou dont le régime d'écoulement est influencé par le projet;

6.3 Amélioration des chenaux et dragage dans les rivières, estuaires et zones riveraines de la Baie James pour faciliter la navigation aux Cris exerçant des activités à des fins de subsistance, ainsi que le passage des poissons;

6.4 Travaux d'amélioration des habitats existants ou création de nouveaux habitats pour l'alimentation, les étapes et la nidification du gibier d'eau;

6.5 Travaux sur les réservoirs et lacs afin d'améliorer les habitats des animaux à fourrure et de réduire les problèmes d'érosion;

6.6 Travaux de stabilisation des rives de cours d'eau, lacs et réservoirs pour améliorer l'habitat des animaux à fourrure et réduire les problèmes d'érosion;

6.7 Amélioration et gestion des habitats sur les rives des cours d'eau et réservoirs;

6.8 Création de structures de retenue, particulièrement à l'embouchure des rivières se jetant dans les réservoirs, pour créer des zones optimales de frai et d'alevinage, ainsi qu'un habitat optimal pour les animaux à fourrure;

6.9 Travaux matériels qui peuvent entraîner une amélioration des habitats des poissons, du gibier d'eau, des animaux à fourrure et du gros gibier.

7. Création d'installations artificielles de frai dans les rivières et cours d'eau, par exemple, création de frayères artificielles et de boîtes d'incubation pour remplacer les régions naturelles perdues en raison de la construction et de l'exploitation du complexe La Grande (1975).

8. Création d'alevinières destinées à pourvoir les biefs d'amont et réservoirs ainsi que les rivières et lacs où le recrutement de populations naturelles de poissons est compromis par le complexe La Grande (1975) et/ou à empoissonner les lacs et rivières existants afin de compenser les pertes de productivité dans les zones touchées par le projet.

9. Repeuplement ou introduction d'espèces particulières d'animaux à fourrure et de mammifères, en utilisant des systèmes de surveillance rigoureux.

10. Travaux particuliers. Les travaux suivants sont donnés à titre d'exemples de travaux spéciaux de correction qui peuvent être étudiés par la SOTRAC

10.1 Construction d'un ouvrage de contrôle à l'exutoire du lac Menouow pour y stabiliser le niveau des eaux et permettre l'aménagement d'un nouvel habitat sur la rive.

10.2 Création d'ouvrages de contrôle dans d'autres secteurs localisés du réservoir Opinaca afin de maintenir le niveau des eaux et de créer ainsi un habitat.

10.3 Amélioration du chenal de l'Eastmain en aval du point de détournement, particulièrement dans la région des îles, c'est-à-dire aménagement d'un chenal au nord ou au sud de Rapides des Îles et ailleurs sur la rivière.

10.4 Amélioration et gestion du cours de la Miskimatao qui rejoint la rive sud de l'Eastmain juste en amont de Rapides des Îles.

10.5 Gestion du cours de la rivière à l'Eau Froide qui rejoint la rive sud de l'Eastmain, en aval des Premiers Rapides, et amélioration de l'habitat.

10.6 Amélioration de l'habitat et gestion du cours de l'Opinaca.

10.7 Dragage et amélioration du chenal dans l'estuaire de l'Eastmain, afin de permettre l'accès au village d'Eastmain.

10.8 Au mille 23 de La Grande Rivière, création d'un passage pour les poissons blancs (corégones) et les ciscos qui remontent La Grande Rivière au-delà du mille 23 et, éventuellement, dans les rivières tributaires en aval du mille 44.

10.9 Gestion du niveau des eaux dans certaines baies le long de la côte de la baie James, afin d'optimiser leurs possibilités à titre de zones d'alimentation et d'étape pour le gibier d'eau, entre autres dans la baie des Oies et la baie Paul.

10.10 Aménagement d'un chenal dans la baie James entre l'île Wastikun et la terre ferme. Ce promontoire rocheux, situé à environ 15 milles au nord de Fort George, le long de la côte, constitue un danger pour la navigation côtière vers les zones de chasse à l'oie, et il serait peut-être possible d'aménager un chenal d'environ 200 pieds de long dans les hauts-fonds entre l'île Wastikun et la terre ferme, afin d'assurer la sécurité de passage des canots par tous les temps.

Annexe R1

Cette annexe comprend :

LG 1, Révision 1, au mille 23, sur La Grande Rivière

Liste des planches

Planche D-1

Planche D-2

Planche D-3

Planche D-4

LG 1, Révision 1, au mille 23, sur La Grande Rivière

L'aménagement de LG 1, Révision 1, qui sera situé approximativement au mille 23, sur la Grande Rivière, remplace l'aménagement de LG 1 du Complexe La Grande (1975), qui devait être situé au mille 44, sur La Grande Rivière. Le Complexe La Grande (1975) est défini à l'annexe 1 du chapitre 8 de la Convention de la Baie James et du Nord québécois. L'aménagement de LG 1, Révision 1, est décrit ci-après et illustré sur les planches D-1 à D-4 ci-jointes.

Caractéristiques principales :

Niveau maximal	105	pieds
Niveau minimal	100	pieds
Chute nette approximative	92.5	pieds
Réserve utile	4	Gpi ³
Nombre de groupes	10	
Puissance installée	1140	MW
Production annuelle	7.2	milliards de kWh

Description

La centrale, située en surface du côté sud de la rivière, est composée de 10 groupes de 114 MW, d'une capacité installée totale de 1140 MW sous une chute nette d'environ 92.5 pieds; le débit d'équipement, en conditions hivernales, est d'environ 152 000 pi³/s avec un débit moyen annuel régularisé de 118 000 pi³/s.

Les transformateurs 13.8 – 315 kV sont situés sur la passerelle aval, au-dessus des aspirateurs, et sont reliés à un poste de départ situé sur le toit de la centrale. Une ligne biterne à 315 kV, de 38 milles de longueur, relie la centrale de LG 1 au poste collecteur de Radisson situé à quelque 12 milles à l'ouest de la centrale de LG 2.

L'évacuateur de crues situé du côté nord de la rivière est composé de huit vannes de 65 pieds de hauteur sur 40 pieds de largeur, pour une capacité de 540 000 pi³/s à la cote 105.

Un canal de dérivation peut être excavé sur la rive nord pour permettre la dérivation de la rivière pendant la construction de la centrale et de l'évacuateur de crues. Un barrage-poids en béton est construit dans ce canal pour fermer la dérivation.

Deux digues de fermeture sont construites : l'une, sur la rive nord, d'une longueur de 8000 pieds et d'une hauteur de 50 pieds, et l'autre, sur la rive sud, d'une longueur de 850 pieds et d'une hauteur de 100 pieds.

Liste des planches

No	Date	Titre
D-1	6 mars 1978	Complexe La Grande Plan et profil avec LG 1, Révision 1
D-2	6 mars 1978	LG 1, Révision 1 Plan de localisation
D-3	6 mars 1978	LG 1, Révision 1 Plan général de l'aménagement
D-4	6 mars 1978	LG 1, Révision 1 Centrale de 10 groupes de 114 MW Coupe de l'aménagement

Voir carte n° 58 Plan et profil LG 1, Révision 1 (Documents complémentaires)

Voir carte n° 59 Plan de localisation LG 1, Révision 1 (Documents complémentaires)

Voir carte n° 60 Plan général LG 1, Révision 1 (Documents complémentaires)

Voir plan n° 61 Centrale de 10 groupes LG 1, Révision 1 (Documents complémentaires)

c. compl. n° 4, (Ann. R1)

c. compl. n° 21