

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2006-123

R-3602-2006

08 août 2006

PRÉSENT :

M^e Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision

Demande d'autorisation pour réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation électrique de la région de Schefferville

1. LA DEMANDE

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) deux choses : premièrement, de l'autoriser à réaliser le projet de prise en charge de l'alimentation de la région de Schefferville (le Projet) et deuxièmement, de l'autoriser à effectuer les investissements reliés à l'approvisionnement de la région de Schefferville qui découlent du contrat d'approvisionnement en électricité (le Contrat) conclu entre le Distributeur et Newfoundland and Labrador Hydro (NLH)¹.

2. LES FAITS

Le Projet porte sur la distribution d'électricité à trois communautés situées au nord du 53^e parallèle, à environ 600 km au nord de Sept-Îles : Matimekosh/Lac John, Schefferville et Kawawachikamach. Ces trois communautés regroupent environ 1 900 personnes.

En 1954, la Compagnie minière IOC du Canada (IOC) a construit une centrale hydroélectrique à Menihek au Labrador (la Centrale), à une quarantaine de kilomètres à l'est de Schefferville, afin de fournir l'électricité nécessaire aux opérations minières et à la population de Schefferville. Depuis ce temps, la région de Schefferville est alimentée exclusivement à partir de la Centrale. Le réseau privé d'IOC n'est pas relié au réseau de distribution du Distributeur. Les populations locales sont donc entièrement tributaires de l'électricité provenant de la Centrale et, en cas de pannes, de sources d'appoint de production d'électricité au moyen de groupes électrogènes au diesel.

La Centrale comprend deux groupes turbines-alternateurs de 4,4 MW installés en 1954 et un groupe de 8,4 MW installé en 1960. La centrale a donc une puissance installée de 17,2 MW.

En 1982, IOC a mis fin à ses activités minières mais a continué jusqu'en 2002 à fournir l'électricité à la région de Schefferville à partir de la Centrale.

En août 2002, à la demande du gouvernement du Québec, le Distributeur a entrepris des démarches afin de négocier un contrat de long terme pour l'achat de l'électricité produite à la Centrale. En novembre 2002, vu la décision irrévocable d'IOC de mettre immédiatement fin à ses activités reliées à l'électricité, le Distributeur a pris en charge les coûts

¹ Pièce HQD-1, document 1.

d'exploitation et les dépenses de nature capitale jusqu'à ce qu'une solution permanente soit mise en œuvre.

Une partie de la solution proposée est au Contrat signé en décembre 2005 entre le Distributeur et NLH. L'entrée en vigueur du Contrat est conditionnelle à la conclusion d'ententes entre NLH, le Distributeur et IOC. Ainsi, NLH acquerra la Centrale d'IOC et fournira la puissance et l'énergie requises pour desservir la région de Schefferville. Le Distributeur assumera tous les coûts d'exploitation et de remise à neuf de la Centrale. Des négociations sont en cours entre NLH et IOC pour la vente de la Centrale et des installations de transport au Labrador. La transaction sera complétée si la Régie autorise le Projet.

Le Distributeur acquerra les installations de transport et de distribution d'IOC au Québec. Cet aspect du Projet ne fait pas partie de la présente demande. Le Distributeur doit revenir devant la Régie pour faire autoriser ces acquisitions d'immeubles et d'autres actifs.

Le coût unitaire estimé pour l'approvisionnement de la région de Schefferville est de l'ordre de 12 ¢/kWh. Ce coût est la somme (i) du coût de l'énergie prévu au Contrat à 3 ¢/kWh pour les 40 premiers GWh/an et de 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire et (ii) des autres coûts assumés par le Distributeur pour la réfection des équipements de production et de transport et les autres charges d'exploitations énumérés à l'article 5.01 du Contrat.

Le Distributeur a comparé le coût d'approvisionnement mentionné plus haut aux coûts d'autres solutions² : 40,2 ¢/kWh pour une centrale thermique diesel, 20,0 ¢/kWh pour une centrale thermique à la biomasse forestière et 43,1 ¢/kWh pour raccorder le réseau de Schefferville au réseau du Distributeur à partir de Fermont. Le Distributeur écarte la solution éolienne. Vu la nature intermittente du vent, cette solution nécessite un couplage obligatoire avec une autre source pouvant offrir puissance et énergie en tout temps. Ces coûts seraient prohibitifs selon la preuve au dossier.

Le Contrat a été signé le 14 décembre 2005. Le 23 décembre 2005, le groupe turbine-alternateur n° 3, le plus puissant de la Centrale, a subi une panne majeure qui nécessitait des réparations urgentes. La Régie a autorisé le Distributeur à débiter les réparations urgentes aux conditions prévues dans sa décision D-2006-93 du 1^{er} juin 2006.

² Pièce HQD-2, document 1, p.33.

3. LE DROIT

Le Distributeur fonde sa demande sur l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³ (la Loi). Cet article de la Loi et le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*⁴ (le Règlement d'application) prévoient, dans leur application au distributeur d'électricité, qu'une «*autorisation de la Régie de l'énergie est requise pour [...] acquérir, construire ou disposer des immeubles ou des actifs destinés [...] à la distribution ainsi que pour étendre, modifier ou changer l'utilisation du réseau [...] de distribution dans le cadre d'un projet de distribution d'électricité d'un coût de 10 millions de dollars et plus*» (nous soulignons). Le Règlement d'application prévoit qu'une autorisation de la Régie est également requise, mais suivant une procédure différente, si le projet est d'un coût inférieur à 10 millions de dollars.

Le Projet passe inévitablement, comme nous le verrons plus loin, par l'extension du réseau de distribution du Distributeur et, plus particulièrement, par l'ajout d'un nouveau réseau autonome pour la desserte de la région de Schefferville.

Quant aux investissements que le Distributeur demande d'autoriser, ils sont destinés à des travaux de construction à la Centrale. Le Distributeur précise⁵ que ses investissements dans ce Projet s'échelonnent sur 40 ans et totaliseront plus de 90 M\$. Le Distributeur ne demande cependant pas à la Régie d'autoriser tous ces investissements mais uniquement ceux reliés aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes, soit des investissements totalisant 12,4 M\$. La Régie a déjà reconnu l'urgence de procéder aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale et autorisé provisoirement ces travaux⁶, dont des investissements à hauteur de 9,2 M\$⁷.

Le Distributeur déposera ultérieurement des demandes spécifiques pour faire autoriser les aspects suivants du Projet : la réfection des équipements de transport situés au Labrador, le cas échéant, la réfection des groupes 1 et 2 de la Centrale et la réfection de la Centrale prévue en 2027-2029⁸.

³ L.R.Q., c. R-6.01.

⁴ G.O.Q., partie 2, 5 septembre 2001, 133^e année, n^o 36, p. 6165, art. 1, 4 et 5.

⁵ Pièce HQD-3, Document 1.2, p. 5 et 6.

⁶ Décision D-2006-93, 1^{er} juin 2006.

⁷ Décision D-2006-93, p.3.

⁸ Pièce HQD-3, Document 1.2, p. 5.

La demande du Distributeur s'inscrit donc dans le cadre des dispositions des alinéas 1 et 2 de l'article 73 de la Loi.

Le Règlement d'application prévoit qu'une telle demande doit être accompagnée des informations suivantes⁹ :

- (1) les objectifs visés par le Projet;
- (2) la description du Projet;
- (3) la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- (4) les coûts associés au Projet;
- (5) l'étude de faisabilité économique du Projet;
- (6) la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;
- (7) l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- (8) l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel; et
- (9) le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

4. OBSERVATIONS DU PUBLIC

Bien que la Régie n'ait pas l'obligation de tenir une audience publique pour décider d'une demande sous l'article 73 de la Loi, elle a néanmoins donné l'occasion au public de lui soumettre des observations écrites.

La Régie a reçu des observations du Conseil de la Nation Naskapi de Kawawachikamach (**CNNK**), du Groupe de recherche appliquée en macroécologie (**GRAME**) et de Stratégies énergétiques et l'Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (**SÉ/AQLPA**).

CNNK appuie la demande du Distributeur de prendre en charge l'alimentation de la région de Schefferville incluant Kawawachikamach. Pour le **CNNK**, ce Projet assure le maintien des emplois des membres de la nation Naskapi qui participent déjà, par le biais de *Kawawachikamach Energy Services Inc.*, à l'opération et l'entretien de certains équipements du Projet. **CNNK** fait état de ses préoccupations relativement à la tarification qui

⁹ Art. 2 du Règlement d'application.

s'appliquera une fois que le réseau de la région de Schefferville fera partie du réseau de distribution d'électricité du Distributeur. La Régie explique plus loin qu'elle n'a pas à traiter de la tarification qui s'appliquera dans cette région. Cela sera abordé ultérieurement dans le cadre d'une demande spécifique du Distributeur.

Le **GRAME** approuve également le Projet. Le GRAME, notant que l'électricité est fournie à bas prix dans cette région, formule certaines recommandations portant sur des incitatifs à optimiser la consommation électrique pour éviter le gaspillage. Le GRAME suggère également de donner une valeur supérieure à l'électricité fournie en pointe. À ce stade, comme mentionné plus haut, ces recommandations débordent du cadre de la demande puisque la tarification de l'électricité dans ce réseau autonome au nord du 53^e parallèle sera discutée ultérieurement. Le GRAME émet également certaines réserves sur le choix du Distributeur d'utiliser des groupes électrogènes au diesel de 7 MW pour assurer la puissance d'appoint. Comme mentionné plus loin, cette question a trait aux coûts d'opération de ce nouveau réseau autonome et la Régie ne se prononce pas sur cela à ce stade. Cette question reviendra en temps opportun lors de l'examen d'une demande tarifaire du Distributeur.

SÉ/AQLPA appuie le Projet, incluant la réfection du groupe 3 et la réfection éventuelle des groupes 1 et 2 de la Centrale, et considère le Projet comme la meilleure option disponible du point de vue environnemental. SÉ/AQLPA recommande cependant à la Régie d'autoriser le Projet par étapes : le contrat d'approvisionnement, l'acquisition des actifs, la poursuite des négociations de la prise en charge de l'alimentation de la région de Schefferville (avec ou sans un redistributeur) et l'examen du revenu requis du Distributeur.

Le Distributeur a répliqué aux observations du public en réitérant essentiellement sa position voulant que la Régie n'ait pas à approuver le Contrat en vertu de la Loi, qu'il n'a pas l'obligation d'aller en appel d'offres pour l'approvisionnement en réseaux autonomes et que sa demande n'est pas prématurée mais, au contraire, nécessaire afin de pouvoir étendre son réseau et assumer pleinement son rôle de distributeur d'électricité. Le Distributeur réitère, en réplique, qu'il prie la Régie « *d'accepter sa demande selon ses conclusions et d'autoriser le Distributeur à prendre en charge l'alimentation électrique de Schefferville et d'effectuer les investissements décrits dans sa preuve* »¹⁰.

¹⁰ Pièce HQD-3, document 1.2, p. 5 et 6.

5. OPINION DE LA RÉGIE

La prise en charge par le Distributeur du Projet, en suivant la chaîne des opérations à partir du point de production de l'électricité à la Centrale au Labrador jusqu'aux points de distribution aux consommateurs québécois de cette région, impliquera plusieurs étapes :

- (1) Un approvisionnement à long terme à partir de la Centrale;
- (2) Des investissements pour rénover la Centrale;
- (3) Une entente sur les modalités d'opération de la Centrale;
- (4) L'acquisition du réseau de transport et de distribution d'électricité d'IOC au Québec;
- (5) Des investissements pour rénover la portion québécoise du réseau de transport et de distribution d'électricité;
- (6) L'opération du réseau de transport et de distribution au Québec.

En pratique, même si la Régie sera appelée à analyser ultérieurement et spécifiquement certains des investissements reliés au Projet et découlant du Contrat, elle doit se prononcer sur la pertinence ou l'utilité du Projet dans son ensemble. En effet, les engagements du Distributeur de prendre en charge le Projet à partir de la Centrale, de rénover la Centrale et d'en assumer les coûts d'opération n'ont de sens que si le Distributeur devient propriétaire du réseau de transport et de distribution d'IOC au Québec. Cela découle du fait que la région de Schefferville sera alimentée par un réseau autonome que le Distributeur a le droit exclusif d'opérer avec les responsabilités que cela implique au niveau de la production, du transport et de la distribution de l'électricité.

Le Distributeur a assujéti à une décision favorable de la Régie l'entrée en vigueur du Contrat avec NLH. Cette dernière en a fait autant avec IOC en ce qui concerne l'acquisition de la Centrale et du réseau de transport au Labrador¹¹. L'aval de la Régie est donc nécessaire pour que les parties mènent à terme leurs transactions. Cela est compréhensible.

5.1 PRISE EN CHARGE DE L'ALIMENTATION DE LA RÉGION DE SCHEFFERVILLE

Le Projet s'imposera comme étant la solution pertinente dans la mesure où le Distributeur a l'obligation de desservir la région de Schefferville et que le Projet est l'alternative la moins coûteuse et la plus acceptable du point de vue environnemental. Pour les motifs exposés plus loin, la Régie est d'avis que tel est le cas en l'instance.

¹¹ Pièce HQD-3, Document 1.2, p. 3.

L'obligation de desservir du Distributeur

Le Distributeur justifie sa démarche par le fait qu'il a l'obligation de desservir les consommateurs de cette région du Québec en vertu de l'article 76 de la Loi.

Pour que le Distributeur ait l'obligation de desservir cette région, il faut qu'elle soit incluse dans le territoire où il a un droit exclusif. L'article 76 de la Loi prévoit que le « *distributeur d'électricité, les réseaux municipaux d'électricité et la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste de Rouville* sont tenus de distribuer l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce leur droit exclusif ». (nous soulignons)

Le Distributeur n'a pas de droit exclusif sur un territoire déjà desservi par un distributeur privé. Cela s'infère de l'article 62 de la Loi qui prévoit que le « *distributeur d'électricité* [i.e. Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité¹², le Distributeur] est titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité sur l'ensemble du territoire du Québec, à l'exclusion des territoires desservis par les réseaux municipaux ou privés d'électricité... ». (nous soulignons)

La preuve montre que le distributeur privé d'électricité dans la région de Schefferville, IOC, se retire de cette activité. La *Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité*¹³ prévoit une procédure, dont le vote des personnes habiles à voter, lorsqu'une municipalité veut abandonner un *système d'électricité*. La loi est cependant muette lorsqu'un distributeur privé abandonne son réseau.

Il s'ensuit que le Distributeur voit automatiquement le territoire où s'exerce son droit exclusif d'exploiter un réseau de distribution d'électricité¹⁴ s'étendre au territoire de la région de Schefferville. Cela découle du texte de l'article 62 de la Loi voulant que le droit exclusif du Distributeur porte sur l'ensemble du territoire de la province de Québec, sauf les territoires desservis par un réseau privé. Le territoire de Schefferville n'étant plus desservi par IOC, il faut conclure que l'obligation de desservir prévue à l'article 76 de la Loi incombe alors au Distributeur.

Le droit exclusif du Distributeur *d'exploiter un réseau de distribution d'électricité*¹⁵ dans la région de Schefferville, implique, puisqu'il s'agit d'un réseau autonome, que le Distributeur a le droit exclusif d'exploiter les installations servant à produire, transporter et distribuer

¹² Art. 2 de la Loi.

¹³ L.R.Q., c. S-41, art. 15.

¹⁴ Art. 60 de la Loi.

¹⁵ Art. 60 de la Loi.

l'électricité suivant la définition de « *réseau de distribution d'électricité* » prévue à l'article 2 la Loi :

« l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs, et, dans le cas des réseaux autonomes de distribution d'électricité du distributeur d'électricité, l'ensemble des ouvrages, des machines, de l'appareillage et des installations servant à produire, transporter et distribuer l'électricité. » (nous soulignons)

La responsabilité exclusive de voir à la production et au transport de l'électricité nécessaire à l'approvisionnement du réseau autonome de la région de Schefferville incombe donc au Distributeur. Il soumet à la Régie que le Contrat est la meilleure façon d'assumer cette responsabilité dans le contexte particulier de la configuration du réseau électrique de la région de Schefferville.

L'obligation prévue à l'article 76 de la Loi de distribuer l'électricité est assortie de la possibilité d'obtenir une dispense sur demande d'un distributeur ou d'un consommateur. Comme aucune telle demande n'a été présentée à la Régie et, qu'au contraire, les observations du public sont plutôt favorables au Projet, la Régie n'a pas à traiter de cette question.

À partir du moment où le Distributeur a un droit exclusif d'opérer un réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la province de Québec partout où les consommateurs ne sont pas desservis par un réseau municipal ou privé, et comme ce droit exclusif inclut celui de produire l'électricité dans un réseau autonome, tout ce que le Distributeur peut faire est de choisir la source de production d'électricité. En l'occurrence, il a opté pour la continuité : utiliser la Centrale, une source hydrique de production d'électricité.

Les alternatives

Le Distributeur aurait-il pu aller en appel d'offres? En pratique, oui. Du point de vue légal, la chose est moins certaine. On peut douter qu'un appel d'offres ait été une solution conforme à la Loi. En effet, comme le droit exclusif du Distributeur inclut, dans le cas d'un réseau autonome, le droit exclusif d'exploiter les installations servant à la production de l'électricité¹⁶, on peut s'interroger — mais la Régie ne se prononce pas sur cette question de

¹⁶ Art. 60 et 2 de la Loi.

droit — sur la légalité d'une solution voulant qu'un tiers ait le droit de produire l'électricité destinée à un réseau autonome.

Faute de pouvoir confier à un tiers la responsabilité d'alimenter le réseau autonome de la région de Schefferville, le Distributeur devait trouver un autre moyen de produire et transporter l'électricité destinée à son réseau autonome.

Le Distributeur a envisagé les alternatives suivantes pour alimenter son réseau autonome : une centrale thermique au diesel, une centrale thermique à la biomasse forestière, un couplage thermique-éolien ou un raccordement au réseau de transport d'Hydro-Québec. Ces alternatives ont toutes été écartées en raison des coûts plus élevés que la solution retenue. De plus, ces alternatives impliquent toutes la production d'électricité par des groupes électrogènes au diesel. Ces alternatives s'écartent de la stratégie d'Hydro-Québec de réduire le recours aux centrales au diesel pour l'alimentation des réseaux autonomes¹⁷ et, de toute évidence, ne sont pas des solutions idéales du point de vue environnemental.

La pertinence des alternatives doit également être évaluée en fonction d'un fait important et peu commun en réseau autonome : cette région est alimentée, depuis plus de cinquante ans, par une centrale hydroélectrique qui est toujours en opération et qui peut demeurer opérationnelle à long terme, moyennant certains investissements.

Hydro-Québec n'a pas pu acheter la Centrale puisque le gouvernement de Terre-Neuve et Labrador ne voulait pas lui céder les droits hydriques. Le Contrat s'avérait donc l'alternative la plus appropriée.

Comme mentionné plus haut, l'autorisation du Projet tombe sous le deuxième paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la Loi qui prévoit que le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie pour *étendre son réseau de distribution* (ou pour ajouter un réseau autonome au réseau de distribution du Distributeur). Une telle demande doit être accompagnée des informations suivantes¹⁸ :

- (1) les objectifs visés par le Projet;
- (2) la description du Projet;
- (3) la justification du Projet en relation avec les objectifs visés;
- (4) les coûts associés au Projet;
- (5) l'étude de faisabilité économique du Projet;
- (6) la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois;

¹⁷ Plan stratégique 2006-2010 d'Hydro-Québec, p. 38.

¹⁸ Art. 2 du Règlement d'application.

- (7) l'impact sur les tarifs, incluant une analyse de sensibilité;
- (8) l'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'électricité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité ou de distribution d'électricité ou de gaz naturel; et
- (9) le cas échéant, les autres solutions envisagées, accompagnées des renseignements visés aux paragraphes précédents.

Les renseignements en preuve satisfont aux exigences 1, 2, 3, 6, 7, 8 et 9 citées plus haut.

En ce qui concerne la faisabilité économique (5) et, surtout, l'impact sur les tarifs (7), ces questions doivent être débattues en phase 2 alors que la Régie sera appelée à fixer les tarifs applicables dans ce nouveau réseau autonome au nord du 53^e parallèle. La Loi fait exception à l'uniformité tarifaire pour les réseaux autonomes situés au nord du 53^e parallèle¹⁹. La Régie n'a cependant pas à se prononcer sur cette question dans le présent dossier.

Quant aux coûts du Projet (4), ils sont évalués mais comportent une incertitude plus grande qu'à l'étape budgétaire normale d'un projet. Ces coûts sont échelonnés sur une longue période dans le temps et dépendront d'une inspection plus approfondie de l'état de la Centrale et du réseau de transport au Labrador. De toute façon, le Distributeur s'est engagé à revenir devant la Régie pour faire autoriser certains investissements spécifiques. Quant aux coûts d'exploitation, ils pourront être analysés en temps et lieu lors des demandes tarifaires.

Vu que le Projet incombe au Distributeur en vertu de la Loi, qu'il a la responsabilité de produire l'électricité nécessaire à l'alimentation en électricité de la région de Schefferville, qu'il devra investir des montants importants pour assumer ses nouvelles obligations et qu'il a droit à une certaine prévisibilité à l'égard de ses engagements financiers et à une autorisation claire avant d'aller plus loin dans ce Projet, **la Régie autorise le Projet, sujet à ce qui suit relativement aux coûts et investissements découlant du Contrat.**

5.2 LES INVESTISSEMENTS DÉCOULANT DU CONTRAT

La portion « contrat d'approvisionnement en électricité » du Contrat — coût de l'énergie prévu au Contrat à 3 ¢/kWh pour les 40 premiers GWh/an et de 2 ¢/kWh pour toute quantité excédentaire — sera traitée ultérieurement en tarifaire au chapitre des coûts d'approvisionnement. La Régie n'a pas à approuver cet aspect du Contrat.

¹⁹ Art. 52.1 de la Loi.

Une partie des coûts découlant du Contrat sont des dépenses d'opération. La Régie n'a pas à approuver ces dépenses à ce stade. Leur approbation se fera ultérieurement lorsque la Régie approuvera le coût de service du Distributeur et fixera ses tarifs.

Comme mentionné plus haut, le Distributeur ne demande pas à la Régie d'autoriser des investissements à hauteur de plus de 90 M\$ sur 40 ans. Il demande d'autoriser des investissements totalisant 12,4 M\$²⁰ reliés aux travaux urgents de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et à d'autres dépenses contingentes. La Régie a déjà autorisé provisoirement le Distributeur à procéder aux travaux urgents sans attendre la décision finale sur le Projet²¹.

L'analyse économique du Distributeur²² présente le coût global, actualisé sur 40 ans, de l'ensemble des obligations du Distributeur découlant du Contrat, incluant les travaux urgents. Ce coût est de 12,1 ¢/kWh. Même si la projection des coûts sur 40 ans comporte un élément d'incertitude, elle permet de comparer les coûts du Projet aux autres options. Comme le démontre le Distributeur, ces options ont un prix beaucoup plus élevé par cent le kWh : 40,2 ¢/kWh pour une centrale thermique au diesel, 20,0 ¢/kWh pour une centrale thermique à la biomasse forestière et 43,1 ¢/kWh pour raccorder le réseau de Schefferville au réseau du Distributeur à partir de Fermont. Sur une base comparative, les investissements en production et transport d'électricité qui découlent du Contrat sont donc acceptables. Comme le coût global est acceptable et que la Régie n'est appelée, à ce stade, qu'à en approuver une partie, elle autorise le Distributeur à effectuer les investissements découlant du Contrat, tel que spécifié au dispositif de la présente décision.

POUR CES MOTIFS,

La Régie de l'énergie :

AUTORISE le Distributeur à réaliser le Projet;

AUTORISE les investissements découlant du Contrat et reliés aux travaux de réparation du groupe 3 de la Centrale, à la réfection du poste de départ de la Centrale et les dépenses contingentes à ces travaux;

PREND ACTE de l'engagement du Distributeur de faire autoriser ultérieurement et spécifiquement les investissements découlant du Contrat et reliés à la réfection des

²⁰ Pièce HQD-3, Document 1.2, p. 5 et 6.

²¹ Décision D-2006-93.

²² Pièce HQD-2, document 1, p. 28.

équipements de transport situés au Labrador, à la réfection, le cas échéant, des groupes 1 et 2 de la Centrale et à une nouvelle réfection de la Centrale prévue à l'horizon 2027-2029;

DEMANDE au Distributeur de rendre compte de l'évolution du Projet lors des prochaines demandes tarifaires.

Richard Lassonde
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Yves Fréchette.