

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2007-141

R-3631-2007

18 décembre 2007

---

**PRÉSENTS :**

Richard Carrier, B. Sc. (Écon.), M.A. (Écon.)

Régisseur

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

---

**Décision partielle incluant les frais des intervenants**

*Demande d'autorisation du Transporteur pour acquérir et construire des actifs et des immeubles requis pour l'intégration des parcs éoliens au réseau régional de transport Matapédia*

**Intervenants :**

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. DEMANDE ET PROCÉDURE

Le 23 avril 2007, Hydro Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur), demande à la Régie de l'énergie (la Régie) l'autorisation d'acquérir et de construire des actifs et des immeubles requis pour l'intégration de huit parcs éoliens au réseau régional de transport Matapédia (le Projet).

Le 27 avril 2007, la Régie publie la procédure qu'elle entend suivre pour les demandes d'intervention. Elle précise aussi qu'elle entend procéder à l'examen de la demande sur dossier.

Le 8 juin 2007, la Régie accorde le statut d'intervenant à l'Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ), à Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) et à l'Union des municipalités du Québec (UMQ) et le statut d'expert à deux personnes respectivement pour l'AIEQ et S.É./AQLPA. Elle autorise l'accès aux schémas unifilaires, de liaison et d'écoulement de puissance (les Schémas), déposés au présent dossier sous pli confidentiel par le Transporteur, aux intervenants qui ont convenu d'une entente de confidentialité avec le Transporteur, selon les modalités prévues aux décisions D-2006-15<sup>1</sup> et D-2006-130<sup>2</sup>.

La Régie tient une séance de travail le 14 juin 2007 et publie le 18 juin 2007 un échéancier pour la suite du déroulement du dossier. Après une série de demandes de renseignements au Transporteur, les preuves d'expert sont déposées le 2 août 2007 et les observations des intervenants le 29 août 2007. Le 30 août 2007, la Régie accepte des « précisions sur le scénario alternatif » présenté par S.É./AQLPA le 27 août 2007, tout en permettant au Transporteur d'y répondre. Elle refuse toutefois une demande de renseignements additionnels de cet intervenant au Transporteur. Le Transporteur réplique aux intervenants le 5 septembre 2007 et la Régie prend le dossier en délibéré à cette date.

Les intervenants soumettent leurs demandes de paiement des frais entre le 20 septembre 2007 et le 9 octobre 2007. Le Transporteur dépose ses commentaires sur ces demandes le 5 et le 15 octobre 2007. L'UMQ réplique à ces commentaires le 9 octobre 2007 et S.É./AQLPA, le 25 octobre 2007.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3592-2005, 24 janvier 2006.

<sup>2</sup> Dossier R-3606-2006, 31 août 2006.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

Aux termes de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>3</sup> (la Loi), le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour acquérir et construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité ainsi que pour étendre ou modifier son réseau de transport d'électricité.

Le Transporteur doit obtenir une autorisation spécifique et préalable de la Régie lorsque le coût global d'un projet est égal ou supérieur à 25 M\$, conformément aux dispositions du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>4</sup> (le Règlement). Dans le présent dossier, une autorisation est demandée pour des investissements totalisant 509,5 M\$<sup>5</sup>.

## 3. OBJECTIFS, DESCRIPTION DU PROJET ET ALTERNATIVES

La demande de raccordement formulée par Hydro Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) fait suite à un appel d'offres A/O 2003-02 lancé en mai 2003. Cet appel d'offres visait l'achat d'énergie éolienne devant être produite au Québec suivant les conditions et modalités édictées au Règlement sur l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse adopté par le gouvernement du Québec<sup>6</sup>.

Les objectifs poursuivis par le Projet visent l'intégration des huit parcs éoliens sélectionnés à la suite de l'appel d'offres A/O 2003-02, au réseau régional Matapédia, afin de répondre à la demande de raccordement du Distributeur de novembre 2004.

L'ensemble des travaux requis vise le raccordement des parcs éoliens suivants, soit les parcs Baie-des-Sables, Anse-à-Valleau, St-Ulric/St-Léandre, Carleton, Les-Méchins, Mont-Louis, Gros-Morne et Montagne-Sèche, dont les mises en service s'échelonnent entre 2006 et 2012.

Parmi ces parcs, six seront exploités par Cartier Wind Energy Inc. et deux autres par Northland Power Inc., pour une puissance installée totale de 990 MW. Les contrats d'approvisionnement en électricité ont été signés avec ces deux soumissionnaires le

---

<sup>3</sup> L.R.Q., c.R-6.01.

<sup>4</sup> (2001) 133 G.O. II, 6165.

<sup>5</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 5.

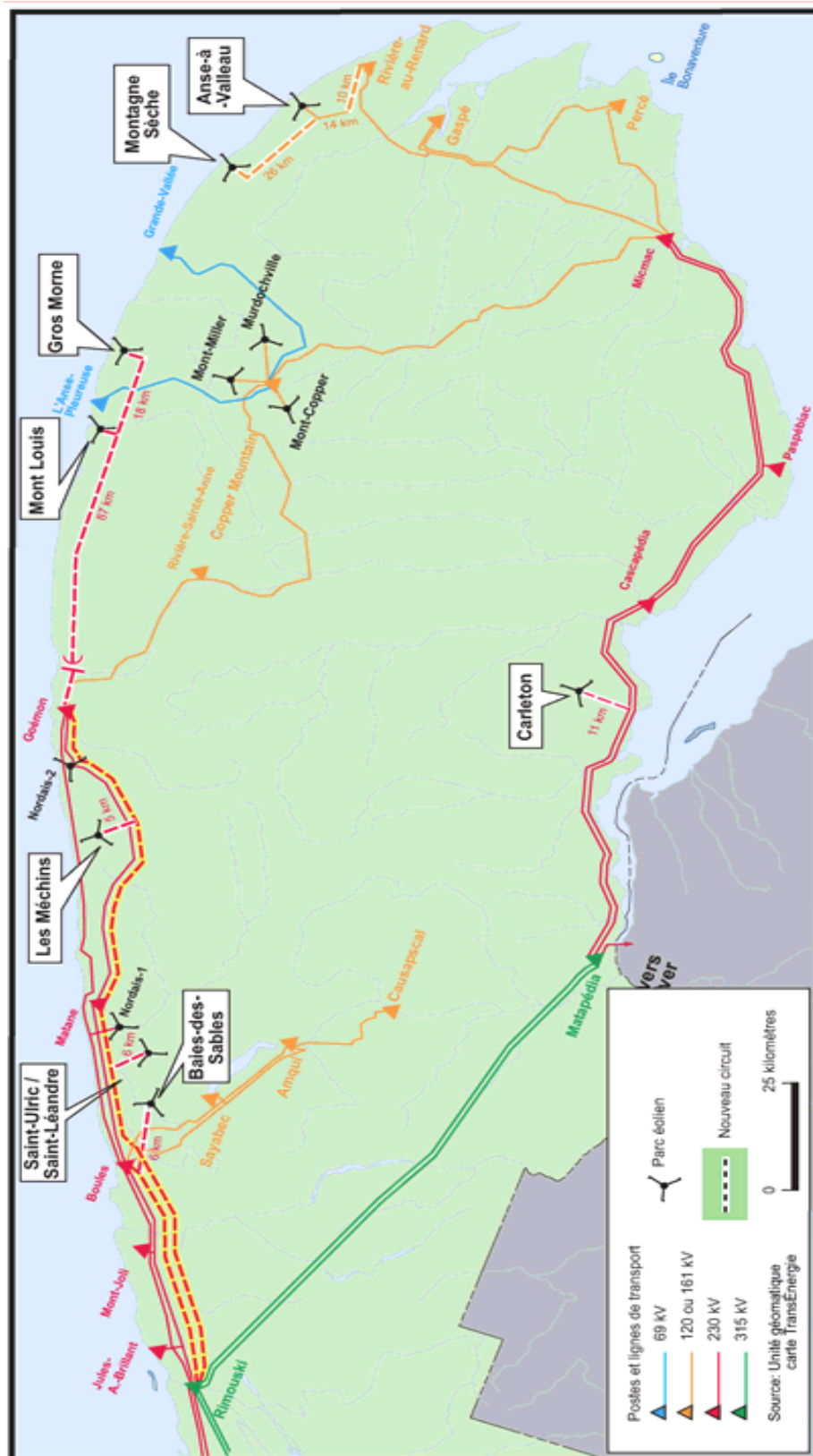
<sup>6</sup> Décret 352-2003, Règlement sur l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse en vigueur le 3 avril 2003.

25 février 2005. La Régie a approuvé ces contrats le 22 juillet 2005<sup>7</sup>. GE Wind Inc. est l'unique manufacturier impliqué pour la fourniture des éoliennes.

La position des huit parcs est représentée sur la figure de la page suivante ainsi que le schéma général de leur raccordement.

---

<sup>7</sup> Dossier R-3569-2005, décision D-2005-129, 22 juillet 2005.



## **RACCORDEMENT DES QUATRE PREMIERS PARCS ET RENFORCEMENT DE L'AXE NORD**

Pour le raccordement des parcs éoliens Baie-des-Sables, St-Ulric/St-Léandre, Les-Méchins et Carleton, le Transporteur ne présente qu'un seul scénario. Ces parcs sont tous situés à moins de 10 km du réseau de transport à 230 kV et y seront raccordés en dérivation suivant le tracé le plus court.

Le Transporteur indique que pour permettre l'intégration de la majorité des parcs qui sont situés sur la rive nord de la péninsule gaspésienne, l'axe nord doit être renforcé à 230 kV entre les postes Rimouski et Goémon. Pour ce renforcement, un seul scénario est présenté. Il consiste à ajouter une ligne biterne entre les postes Rimouski et Les Boules afin de maintenir trois circuits en service en cas de perte de l'un d'eux à la suite d'un événement ainsi que pour maintenir le transit en dessous de la capacité thermique des circuits.

En outre, un circuit à 230 kV doit être ajouté entre les postes Les Boules, Matane et Goémon. Ce circuit additionnel est obtenu d'abord par l'ajout d'un second terne à la ligne 2340 existante entre Les Boules et Matane, ensuite par le « déparallèlement » des conducteurs de la ligne 2349 qui était de conception biterne et exploitée comme une ligne à simple terne<sup>8</sup>.

## **ALTERNATIVES POUR LE RACCORDEMENT DES QUATRE AUTRES PARCS**

Pour le raccordement des parcs Mont Louis, Gros Morne, Anse-à-Valleau et Montagne-Sèche, le Transporteur présente trois scénarios et les décrit sommairement de la façon suivante :

### Scénario 1

- Intégration des parcs Mont-Louis et Gros-Morne au poste Goémon au moyen d'une ligne monoterne à 230 kV compensée série;
- Intégration des parcs Anse-à-Valleau et Montagne-Sèche au poste Rivière-au-Renard au moyen d'une ligne monoterne à 161 kV.

### Scénario 2

- Intégration des parcs Mont-Louis et Gros-Morne au poste Goémon au moyen d'une ligne biterne à 230 kV;

---

<sup>8</sup> Pièce B-1-HQT-4, document 1, pages 6 à 10.

- Intégration des parcs Anse-à-Valleau et Montagne-Sèche au poste Rivière-au-Renard au moyen d'une ligne monoterne à 161 kV.

### Scénario 3

- Intégration des parcs Mont-Louis, Gros-Morne et Montagne-Sèche au poste Goémon au moyen d'une ligne monoterne à 230 kV compensée série;
- Intégration du parc Anse-à-Valleau en dérivation sur le circuit à 161 kV Gaspé-Rivière-au-Renard (circuit 1605) au moyen d'une ligne monoterne à 161 kV<sup>9</sup>.

Le Transporteur indique que la comparaison des trois scénarios sur les plans technique et économique a mené au choix du scénario 1. Le scénario 2 se rapproche de la stratégie d'intégration que le Transporteur envisageait dans le dossier R-3560-2005. Il est rejeté parce qu'il est plus cher de 21,59 M\$, soit d'environ 20 %.

Les coûts du scénario 3 ne sont que légèrement supérieurs à ceux du scénario 1, soit de 2,87 M\$ ou environ 2,6 %. Cependant, le scénario 1 présente des avantages sur le plan technique<sup>10</sup>. En effet, un seul parc (Mont-Louis) serait raccordé en dérivation sur le nouveau circuit à 230 kV Goémon – Gros Morne. De plus, avec le scénario 3, le parc d'Anse-à-Valleau serait raccordé en permanence en dérivation, et le poste de charge de Rivière-au-Renard, un des rares postes du Transporteur n'ayant aucune relève pour sa charge, serait fragilisé<sup>11</sup>.

## **ALTERNATIVE PROPOSÉE PAR UN INTERVENANT**

L'expert de S.É./AQLPA propose une alternative pour raccorder les postes de Mont-Louis et Gros-Morne à partir du poste de Copper Mountain. Elle consiste à construire une nouvelle ligne à 230 kV de Goémon jusqu'au poste Rivière-Sainte-Anne selon le même corridor que la ligne 1601 déjà existante et de là, poursuivre la nouvelle ligne suivant le chemin le plus court disponible jusqu'à Copper Mountain. Les parcs d'éoliennes de Mont-Louis et Gros-Morne seraient raccordés au poste de charge de l'Anse-Pleureuse. L'intervenant suggère une ligne double terne 161 kV pour ce raccordement, suivant un même corridor que la ligne 712 à 69 kV déjà existante.

---

<sup>9</sup> Pièce B-1-HQT-4, document 1, pages 12 à 17.

<sup>10</sup> Pièce B-9-HQT-4, document 1, révisé le 12 juin 2007, page 19.

<sup>11</sup> Pièce B-9-HQT-4, document 1, révisé le 12 juin 2007, page 18.



L'avantage de cette solution serait de renforcer une portion du bouclage actuel à 161 kV existant entre les postes Goémon et Micmac ainsi que les postes Copper Mountain et les postes de charge l'Anse-Pleureuse et Grande-Vallée. S.É./AQLPA évalue le coût de cette solution à 130 M\$ indiquant que sa solution permettrait d'éviter des zones de givre intense<sup>12</sup>.

L'intervenant recommande de refuser ces investissements afin que le Transporteur soumette une nouvelle analyse détaillée des solutions, y compris celle qu'il propose.

Le Transporteur avait envisagé la possibilité du scénario alternatif proposé. Mais selon lui, cette nouvelle ligne serait bien plus longue que celles des scénarios qu'il a étudiés puisqu'elle doit contourner le Parc de la Gaspésie et elle ne pourrait éviter une zone de givre<sup>13</sup>. Cette solution pourrait coûter plus de 200 M\$ au lieu des 130 M\$ estimés par l'intervenant. Il ajoute que sa proposition présente une diversité de parcours par rapport au réseau existant ce qui est un atout notable pour la fiabilité<sup>14</sup>.

Il souligne aussi que les travaux d'ingénierie des lignes Goémon/Mont-Louis et Mont-Louis/Gros-Morne doivent débiter en 2008 et qu'une autorisation de la Régie est donc requise dès à présent.

Le Transporteur demande par ailleurs à la Régie de lui accorder l'autorisation requise en vertu de l'article 73 de la Loi pour réaliser le Projet conformément à la preuve soumise, « *le Transporteur ne pouvant apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable tant la description technique que les coûts* »<sup>15</sup>.

La Régie a examiné les avantages et inconvénients de l'alternative présentée par l'intervenant et les arguments tant de S.É./AQLPA que du Transporteur. Au terme de son examen, elle est d'avis que les renseignements fournis par le Transporteur à l'appui de sa proposition sont suffisants et qu'il n'y a pas lieu, dans le cas présent, d'approfondir la solution proposée par l'intervenant. Bien qu'intéressante, la Régie retient qu'il s'agit d'une solution que le Transporteur avait déjà envisagée et écartée pour des raisons de coûts principalement. La preuve démontre que le scénario retenu est la meilleure approche pour raccorder les huit parcs éoliens avec les informations disponibles. Le scénario retenu, en plus de coûter moins cher, permet d'utiliser les servitudes existantes et offre une diversité de

---

<sup>12</sup> Pièce C-3-7, S.É./AQLPA, document 1, pages 14 et 15.

<sup>13</sup> Pièce B-17, Réplique du Transporteur, 5 septembre 2007, page 11.

<sup>14</sup> Pièce B-14-HQT-18, document 1, page 9.

<sup>15</sup> Pièce B-1-HQT, requête, 23 avril 2007, page 5.

parcours assurant ainsi une meilleure fiabilité. Enfin, la stratégie d'intégration a été optimisée depuis 2005.

## **CONCLUSION**

La Régie est satisfaite du choix proposé par le Transporteur pour l'intégration au réseau de transport des huit parcs éoliens sélectionnés à la suite de l'appel d'offres A/O 2003-02 du Distributeur. Elle est également satisfaite de la preuve et des justifications fournies à l'appui de sa demande d'autoriser dès maintenant les parcs Mont-Louis et Gros-Morne.

Comme mentionné en preuve, l'intégration de ces parcs permettra au Distributeur l'achat d'énergie éolienne produite au Québec suivant les conditions et modalités édictées au Règlement sur l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse adopté par le gouvernement du Québec.

La Régie accueille la proposition du Transporteur de soumettre une nouvelle demande d'autorisation préalable en cas de modification qui aurait pour effet de modifier de façon appréciable la description technique ou les coûts du Projet.

De plus, comme il s'agit d'un projet majeur, s'étalant sur plus de 5 ans, la Régie s'attend à ce que le Transporteur l'informe de l'état d'avancement des travaux et, le cas échéant, des modifications apportées aux travaux planifiés en Gaspésie dans le cadre du Projet dans ses rapports annuels, en précisant, entre autres, si d'autres parcs éoliens, ou des charges importantes, sont raccordés à ce réseau régional.

## **4. JUSTIFICATION DU PROJET**

L'objectif du Projet consiste à assurer le raccordement au réseau régional Matapédia des huit parcs éoliens issus de l'appel d'offres A/O-2003-05, l'intégration de cette nouvelle capacité de production de 990 MW et son transport jusqu'aux centres de charges. Le Transporteur considère aussi que le Projet tel que planifié permettra de respecter les dates de mises en service des huit parcs éoliens qui s'échelonnent jusqu'en 2012.

Le Transporteur indique que le Projet a été défini de façon à s'assurer que les critères de conception de son réseau sont respectés. Il ajoute que la répartition géographique des parcs éoliens sur le territoire gaspésien, ainsi que la technologie de la double alimentation qui permet aux parcs éoliens de fournir au réseau un support réactif dynamique, sont autant d'éléments qui amélioreront la qualité de l'alimentation des charges raccordées sur le réseau Matapédia. Ces charges seront dorénavant soumises à un meilleur contrôle de tension.

La Régie est satisfaite de la justification du Projet, telle qu'exposée par le Transporteur dans sa preuve.

Les commentaires et décisions qui suivent ont trait à certains aspects du Projet qui ont fait l'objet de questionnements lors de l'examen de la demande.

### **RENFORCEMENT DU RÉSEAU PRINCIPAL : POSTES CHÉNIER ET HERTEL**

Cette nouvelle production doit être intégrée et transportée sur le réseau principal vers la charge. Selon les études du Transporteur, la stabilité de tension ne sera plus assurée advenant la perte d'une ligne en réseau dégradé au sud du poste La Vérendrye. Pour résoudre ce problème de tension le Transporteur propose d'ajouter deux batteries de condensateurs de 345 MVAR plus au sud. Une batterie sera ajoutée au poste Chénier à 315 kV en 2008 et la deuxième au poste Hertel en 2011<sup>16</sup>. Le coût total de ces additions est estimé à 12,7 M\$.

S.É./AQLPA indique être en accord avec ce renforcement, mais soutient que ces investissements semblent plutôt justifiés par l'accroissement de la charge à Montréal. L'intervenant recommande leur autorisation, mais qu'ils soient imputés à la croissance de la charge locale plutôt qu'à l'intégration des parcs éoliens en Gaspésie<sup>17</sup>.

La Régie juge justifiés les investissements reliés aux postes Chénier et Hertel et accepte de les considérer comme partie intégrante du Projet d'intégration des huit parcs éoliens en Gaspésie. Ces investissements découlent d'une demande du Distributeur de raccorder de nouvelles unités de production pour répondre à sa prévision d'accroissement des besoins de la charge locale. Le Transporteur doit s'assurer, en pareil cas, de présenter tous les investissements requis pour intégrer la nouvelle capacité de production dans la demande d'autorisation du projet<sup>18</sup>. La Régie ne retient donc pas la recommandation de S.É./AQLPA.

---

<sup>16</sup> Pièce B-2-HQT-5, document 1, révisé le 27 avril 2007, page 26.

<sup>17</sup> Pièce C-3-14, Argumentation de S.É./AQLPA, 29 août 2007, pages 14 et 18.

<sup>18</sup> Tarifs et conditions du service de transport, Annexe J, section B, page 200.

## **CAPACITÉ THERMIQUE DES ÉQUIPEMENTS**

L'étude de capacité thermique des équipements consiste à s'assurer que la capacité thermique maximale des lignes et des transformateurs ne soit pas excédée à la suite de la perte d'un élément sur le réseau pouvant survenir en première contingence.

Selon le Transporteur, les travaux et ajouts d'équipements suivants sont requis sur le réseau afin d'éviter toute surcharge des équipements causée spécifiquement par l'arrivée des parcs éoliens sur le réseau :

- Réseau 230 kV entre Rimouski et Goémon (axe nord);
- Rehaussement thermique du circuit 2341 – Section Matane – Goémon;
- Rehaussement thermique du circuit 1602 Copper Mountain – Micmac;
- Surcharge des transformateurs 220/169/12,4 kV au poste Micmac.

La Régie accepte les justifications présentées pour les deux premiers cas ci-dessus, soit le Réseau 230 kV entre Rimouski et Goémon (axe nord) et le Rehaussement thermique du circuit 2341 – Section Matane – Goémon. Elle se prononce ci-après de façon plus détaillée sur les deux autres propositions.

## **REHAUSSEMENT THERMIQUE DU CIRCUIT 1602 COPPER MOUNTAIN – MICMAC**

Le Transporteur inclut au Projet des travaux de rehaussement thermique pour le circuit 1602 à 161 kV qui relie les postes Copper Mountain et Micmac sur une longueur de 98 km. Cette ligne est présentement exploitée à une température de 49°C et le rehaussement prévoit porter cette température d'exploitation à 75°C, ce qui permettra d'augmenter la capacité du circuit de 107 MVA à 165 MVA. Le Transporteur modifie ensuite cette température d'exploitation à 95°C, indiquant qu'il n'y aurait pas de coûts additionnels. Cela permettrait une capacité de transit encore supérieure.

Les études démontrent, selon le Transporteur, que des risques de surcharge surviendront en condition de faible charge, lorsque les parcs éoliens raccordés sur l'axe sud du réseau à 230 kV seront exploités à faible puissance (par vent faible par exemple) et que les trois parcs éoliens raccordés au poste Copper Mountain ainsi que les parcs raccordés sur l'axe nord du réseau à 230 kV seront exploités à la pleine puissance nominale. Cette condition soumet l'axe nord à un fort écoulement de puissance et soulage du même coup l'axe sud. La

puissance provenant de Copper Mountain tend donc à se diriger vers l'axe sud en empruntant le circuit 1602<sup>19</sup>.

Le Transporteur a réalisé son étude d'intégration en appliquant des critères de conception résultant d'une approche déterministe. Dans cette approche, le Transporteur utilise un certain nombre de paramètres et fixe un certain nombre d'hypothèses dont l'occurrence doit être simultanée pour justifier ce rehaussement. En outre, il indique qu'il faut plusieurs minutes pour que le conducteur dépasse la température de 49 °C selon la surcharge.

Le Transporteur indique que les parcs doivent être intégrés de façon à ce qu'ils puissent produire à leur puissance nominale pour « *tous les niveaux de charges et de transit susceptibles de se produire sur le réseau* » [...] et « *indépendamment de la probabilité d'occurrence des conditions de réseau menant à ces surcharges* »<sup>20</sup>.

Le Transporteur souligne que ses critères de conception doivent être respectés en tout temps, pour tous les niveaux de charge et de transit susceptibles de se produire sur le réseau. À cette fin, le Transporteur applique une approche dite « parapluie » pour la conception de son réseau de transport, au bénéfice de toutes les conditions d'exploitation, car il ne peut prévoir et étudier à l'avance toutes les conditions auxquelles le réseau aura à faire face.

Ainsi, les études que réalise le Transporteur pour répondre à une demande de son client, le Distributeur, sont toujours basées sur un certain nombre d'hypothèses ayant pour simple but de prendre en compte des conditions d'exploitation difficiles sur lesquelles le Transporteur applique ses critères de conception de manière déterministe<sup>21</sup>.

L'expert de l'AIEQ mentionne que le Transporteur a fait la démonstration que, dans certaines conditions d'exploitation tout à fait possibles, il y a un risque de surcharge sur la ligne 1602 et qu'il faut procéder à un rehaussement thermique de ce tronçon de ligne pour être en mesure d'assurer une continuité d'exploitation. Il souligne qu'à l'heure actuelle on ne dispose pas de données sur les conditions de vent ni sur les probabilités d'occurrence des conditions extrêmes entre le nord de la péninsule et le sud, situation qui entraînerait des surcharges sur cette ligne. De même, la prévision des charges peut également varier à brève échéance comme ce fut le cas récemment avec la fermeture de plusieurs industries sur le territoire, ce qui également pourrait surcharger ce lien. À défaut de procéder à un rehaussement thermique fait selon les règles de l'art, des perturbations dans l'exploitation du

---

<sup>19</sup> Pièce B-2-HQT-5, document 1, page 42.

<sup>20</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 14.

<sup>21</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 18.

réseau pourraient forcer le Transporteur à délester occasionnellement la production à Copper Mountain<sup>22</sup>.

Enfin, dans le cadre des scénarios alternatifs proposés dans son rapport, S.É./AQLPA recommande de refuser le rehaussement thermique de la ligne 1602.

La Régie a soulevé plusieurs interrogations sur les conditions qui provoqueraient ce dépassement de température du conducteur de la ligne 1602. En particulier, le Transporteur confirme que la surcharge se produirait lors de l'occurrence simultanée des conditions suivantes<sup>23</sup> :

- 1) on est en situation de faible charge;
- 2) la température ambiante est de 30 °C;
- 3) la vitesse du vent à l'endroit du circuit 1602 est de 2,2 km/h;
- 4) la production des parcs de l'axe nord-est à capacité maximale;
- 5) la production de 2 parcs de Murdochville est à capacité maximale;
- 6) les parcs de l'axe sud sont à capacité quasi-nulle; et
- 7) on perd à ce moment-là un circuit à 230 kV entre Rimouski et Goémon ou la charge de Tembec.

Il ajoute que la surcharge se produirait sans la production totale du parc Les-Méchins et qu'il faut aussi considérer le 3<sup>ème</sup> parc de Murdochville. Globalement, le transit sur le circuit 1602 pourrait être de 145 MVA, mais il diminue à 118 MVA sans la production du 3<sup>e</sup> parc de Murdochville<sup>24</sup>. Le Transporteur indique aussi que la température du conducteur est très sensible à la vitesse du vent, par exemple, à 2,2 km/h, la capacité de transit pour le conducteur choisi est de 107 MVA, alors qu'à 6 km/h, elle est de 140 MVA. Le Transporteur ajoute que le refroidissement que procure le vent dépend de son orientation par rapport au conducteur.

La Régie accepte l'objectif poursuivi par le Transporteur dans le cas des projets de rehaussement thermique des équipements, soit de s'assurer que la capacité thermique maximale des lignes et des transformateurs ne soit pas excédée à la suite de la perte d'un élément sur le réseau pouvant survenir en première contingence. Elle comprend également qu'un tel exercice exige nécessairement le recours à un certain nombre d'hypothèses ayant pour but de prendre en compte diverses conditions d'exploitation difficiles pouvant se produire au fil des ans.

---

<sup>22</sup> Pièce C-1-4, AIEQ, Mémoire d'expertise, page 22.

<sup>23</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, pages 12 et 13.

<sup>24</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 9.

La Régie est toutefois d'avis qu'une application strictement littérale des critères avancés par le Transporteur, dans le cas de la ligne 1602, pourrait conduire à des surinvestissements. Faire l'hypothèse que plusieurs parcs distants de plusieurs centaines de kilomètres dans l'axe nord produisent ensemble à leur capacité nominale, alors que d'autres dans l'axe sud ne produisent pas, est déjà le résultat d'un concours de circonstances. Selon la preuve, il faut qu'une telle éventualité se produise alors que la température ambiante en Gaspésie s'élève à 30 °C. Il faut, de plus, que la vitesse du vent soit très faible sur le conducteur pour que sa température dépasse la consigne. Enfin, le tout doit être conjugué avec la perte d'un circuit à 230 kV entre Rimouski et Goémon ou la perte de la charge de Tembec. Cela vient relativiser encore plus la possibilité concrète qu'un tel événement se produise.

Par ailleurs, elle constate aussi que même si toutes ces conditions énoncées plus haut se produisaient et que le dégagement du conducteur au milieu de certaines portées ne respectait plus la norme CSA C22.3 no1, le Transporteur disposerait d'un délai dans cette situation pour agir et au besoin réduire la production de certains parcs.

Enfin, selon la Régie, l'expert de l'AIEQ n'a pas étayé de façon probante son affirmation à l'effet que les conditions d'exploitation pouvant justifier le rehaussement étaient tout à fait possibles. Il admet, à cet égard, ne pas disposer de données sur les conditions de vent ni sur les probabilités d'occurrence des conditions extrêmes entre le nord et le sud de la péninsule gaspésienne.

Bien qu'il soit normal que le Transporteur applique une approche dite « parapluie » pour la conception de son réseau de transport, la Régie considère que, lorsque les particularités d'un projet le justifient, le Transporteur doit réaliser les analyses et investigations nécessaires et justifier au besoin ses hypothèses.

La Régie estime que le Transporteur n'a pas fait la démonstration, au présent dossier, de la nécessité de l'investissement aux fins de respecter ses critères de conception et d'assurer la fiabilité de son réseau selon les standards usuels. Elle refuse la proposition de rehaussement thermique du circuit 1602, dont la valeur s'élève à 6,3 M\$.

## **SURCHARGE DES TRANSFORMATEURS AU POSTE MICMAC**

Le poste Micmac comprend trois transformateurs 220/169/12,4 kV d'une puissance nominale de 93,75 MVA chacun. Les transformateurs T1 et T3 sont raccordés directement sur les mêmes barres à 230 kV et à 161 kV, alors que T2 est séparé électriquement par deux

disjoncteurs. Cette configuration fait en sorte qu'un défaut de l'un des deux transformateurs T1 ou T3 peut mener à la perte de ces deux transformateurs.

Avec le raccordement des deux parcs éoliens d'Anse-à-Valleau et de Montagne-Sèche au poste de Rivière-au-Renard à 161 kV, le déclenchement simultané des deux transformateurs T1 et T3 pourrait conduire à une surcharge de plus de 200 % sur le transformateur T2 en condition de faible charge du réseau.

Pour corriger cette situation, le Transporteur propose d'ajouter un disjoncteur à 230 kV et un disjoncteur à 161 kV au poste Micmac, au coût de 2,46 M\$.

La Régie accepte la proposition d'ajouter deux disjoncteurs au poste Micmac. Cet investissement apparaît nécessaire, dans le cas présent, aux fins de respecter les critères de conception du réseau et d'assurer la fiabilité du service. Comme la surcharge potentielle est importante, elle pourrait se produire en diverses circonstances, et ce, même si la charge du réseau n'est pas à son plus bas ou si les parcs ne sont pas à leur production maximale.

## 5. COÛTS DU PROJET

### COÛTS DU PROJET

Le Transporteur évalue le coût total à 597,6 M\$ pour la réalisation de l'ensemble des travaux requis pour l'intégration des huit parcs éoliens au réseau de transport régional Matapédia et totalisant 990 MW de puissance installée.

Le Transporteur demande à la Régie d'autoriser 509,5 M\$<sup>25</sup>. Cette somme exclut :

- Le montant de 11,8 M\$ nécessaire à l'intégration temporaire d'un des parcs éoliens, soit le parc de Baie-des-Sables, afin de permettre la livraison d'électricité par le producteur le 1<sup>er</sup> décembre 2006. Il est à noter que le montant de 11,8 M\$ a été pris à même le budget des investissements annuels 2006 pour les projets de moins de 25 M\$.
- Le montant de 34,6 M\$ du projet de mise à niveau du réseau régional Matapédia dans le cadre de l'intégration des éoliennes déjà approuvé par la Régie dans sa décision

---

<sup>25</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 5.



D-2005-142 du 2 août 2005 et dans les motifs de cette décision en date du 16 septembre 2005.

- Le montant de 41,7 M\$ attribuable aux investissements pour les installations de télécommunications numériques sur le réseau régional Matapédia, les actifs de télécommunications n'étant pas réglementés.

Le tableau 1 présente la répartition des coûts par projet<sup>26</sup>.

**Tableau 1**

Projet	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Poste de Départ* (M\$)	Autres coûts (M\$)	Coûts totaux (M\$)
Parc éolien Baie-des-Sables	2006	109,5	10,4	1,4	11,8
Parc éolien Anse-à-Valleau	2007	100,5	19,1	0,8	19,9
Parc éolien St-Ulric/St-Léandre	2007	150,0	28,5	7,5	36,0
Parc éolien Carleton	2008	109,5	20,8	11,7	32,5
Parc éolien Les Méchins	2009	150,0	28,5	7,5	36,0
Parc éolien Mont-Louis	2010	100,5	19,1	0,4	19,5
Parc éolien Montagne Sèche	2011	58,5	11,1	44,7	55,8
Parc éolien Gros-Morne	2011-12	211,5	40,2	0,5	40,7
Circuits 230kV Rimouski-Goémon				99,6	99,6
Ligne 230kV Goémon-Gros Morne				141,7	141,7
Ligne Copper Mountain-Micmac				6,4	6,4
Poste Micmac				2,5	2,5
Poste Matapédia				4,2	4,2
Poste Rimouski				2,0	2,0
Renforcement du réseau 735kV				12,7	12,7
<b>Sous-total</b>		<b>990,0</b>	<b>177,7</b>	<b>343,6</b>	<b>521,3</b>
Mise à niveau				34,6	34,6
Télécommunications				41,7	41,7
<b>Total</b>		<b>990,0</b>	<b>177,7</b>	<b>419,9</b>	<b>597,6</b>

Note\* : Remboursement des coûts des postes de départ incluant 15 % de frais d'exploitation et d'entretien.

<sup>26</sup> Agrégation de la Régie selon les pièces B-1-HQT-5, document 1, page 8, B-1-HQT-6, document 1, annexe A, page 2 et B-1-HQT-6, document 1, page 11.

Le tableau 2 présente l'évolution des coûts par champs d'activité par rapport aux estimations préliminaires de 2005 présentées au dossier R-3560-2005<sup>27</sup>.

**Tableau 2**

Champs d'activité	Estimations préliminaires de 2005 (M\$)	Estimations d'avant-projet de 2007 (M\$)	Écart (M\$)
Projets de poste et renforcement du réseau principal	48,6	74,5	25,9
Projets de ligne	148,4	267,7	119,3
Réduction de projets de compensation	111,6	0,0	(111,6)
Mesurage	1,4	1,4	0,0
Remboursement des postes de départ	81,8	177,7	95,9
<b>Sous-total</b>	<b>391,8</b>	<b>521,3</b>	<b>129,5</b>
Mise à niveau	34,6	34,6	0,0
Télécommunications	32,3	41,7	9,4
<b>Total</b>	<b>458,7</b>	<b>597,6</b>	<b>138,9</b>

## ÉCARTS DE COÛTS PAR RAPPORT AUX ESTIMATIONS PRÉLIMINAIRES DE 2005

Dans le cadre du dossier R-3560-2005, le Transporteur présentait sa stratégie globale et estimait alors à 458,7 M\$ le coût total de l'ensemble des investissements nécessaires à l'intégration des 990 MW, incluant la mise à niveau des protections et les besoins en télécommunication.

Le Transporteur informait cependant la Régie que ces investissements pouvaient être réduits de 111,6 M\$, certains projets de compensation série et statique étant jugés non nécessaires. C'est donc plutôt un montant révisé de 347,1 M\$ qui peut être utilisé pour juger de l'évolution des coûts entre les estimations préliminaires et l'évaluation présentée au présent dossier.

Les investissements du Projet s'élèvent maintenant à 597,6 M\$, incluant la mise à niveau des protections et les besoins en télécommunication<sup>28</sup>. Une partie importante de l'augmentation observée s'explique par les modifications des *Tarifs et conditions des*

<sup>27</sup> Agrégation de la Régie selon les pièces B-1-HQT-6, document 1, page 11 et B-10-HQT-13, document 1, page 34.

<sup>28</sup> Pièce B-10-HQT-13, document 1, page 34.

*services de transport d'Hydro-Québec*<sup>29</sup> (Tarifs et conditions) ayant eu pour effet d'augmenter le maximum admissible au remboursement des postes de départ dans le cas des projets éoliens. Cette modification se traduit par un coût additionnel pour le Transporteur de 95,9 M\$<sup>30</sup>, soit une contribution passant de 81,8 M\$ à 177,7 M\$. Il est à noter que le montant de 177,7 M\$ représente le montant maximum admissible au remboursement des postes de départ. Ce montant pourrait être moindre si les coûts réels des postes de départ sont inférieurs à la contribution maximale.

Une autre partie importante de l'augmentation observée provient du coût des lignes qui a augmenté de 119,3 M\$. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation du coût unitaire par km de construction des lignes à 230 kV et 161 kV, passant de 664 970 \$/km à 1 092 307 \$/km, c'est-à-dire une augmentation de 64 % entre 2005 et 2007<sup>31</sup>.

Le Transporteur fournit des exemples d'augmentation des coûts de l'acier et des conducteurs en aluminium qui illustrent l'augmentation récente des coûts des lignes à haute tension. Ces augmentations confirment celles qui se retrouvent dans plusieurs publications sur les indices des matières premières. Le Transporteur dit noter une tendance générale haussière quant à l'évolution des coûts de construction des lignes depuis 2004<sup>32</sup>.

Le Transporteur mentionne également que les lignes indiquées ci-dessus n'ont pas nécessairement subi une hausse moyenne de leur coût unitaire de l'ordre de 64 %. Il précise que ce sont plutôt les façons de faire et une évaluation beaucoup plus précise du Projet qui ont contribué principalement à creuser l'écart entre les coûts provenant des évaluations sommaires effectuées aux fins de l'appel d'offres A/O 2003-02 du Distributeur et les estimations détaillées des coûts présentées dans le cadre du Projet<sup>33</sup>.

Bien que l'utilisation de tables de référence et de coûts types soit généralement utile et fiable afin de discriminer diverses variantes et retenir les solutions les plus économiques, elle s'est avérée insuffisante, selon le Transporteur, dans le cadre du projet sous étude pour lequel les critères de conception qui doivent être appliqués sont parmi les plus sévères<sup>34</sup>.

Le Transporteur explique, en outre, qu'Hydro Québec Équipement (HQÉ) a tenu compte, dans les études d'avant-projet présentées au présent dossier, des zones d'amplification de givre (ZAG) situées proche de la côte au nord et à l'est de la péninsule gaspésienne. Dans

<sup>29</sup> Décisions D-2007-08 et D-2007-34, dossier R-3605-2006, Tarifs et conditions, appendice J, section E, page 209.

<sup>30</sup> Pièce B-10-HQT-13, document 1, page 34.

<sup>31</sup> Pièce B-11-HQT-14, document 1, page 16.

<sup>32</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 8.

<sup>33</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 4.

<sup>34</sup> Pièce B-12-HQT-17, document 1, page 6.

ces zones, les lignes doivent être beaucoup plus robustes. Ainsi, les lignes reliant Goémon à Gros-Morne et Rivière-au-Renard à Montagne-Sèche impliquent des coûts plus importants par rapport à une ligne standard<sup>35</sup>.

La Régie accepte les justifications ayant trait à l'augmentation du coût des lignes, mais elle note que les coûts d'approvisionnement et de construction ne représentent respectivement que 23 % et 41 % des coûts unitaires du volet ligne dans le Projet<sup>36</sup>. La Régie estime que l'augmentation des coûts de l'acier et de l'aluminium ne peut expliquer la croissance des autres coûts, tels ceux d'ingénierie, de gestion de projet et du client.

La Régie reconnaît le fait que des écarts puissent se produire entre une estimation des coûts au niveau d'études préliminaires et une étude plus précise au niveau de l'avant-projet. Mais ces écarts de coûts devraient, en principe, se produire tant dans un sens que dans l'autre si les études préliminaires sont suffisamment approfondies. Dans le cas présent, on observe plutôt une augmentation systématique du coût unitaire de tous les projets de nouvelles lignes de l'ordre de 46 % à 106 %<sup>37</sup>.

L'UMQ suggère, à cet égard, que le Transporteur soit plus rigoureux et précis dans ses estimations de coûts lors de l'évaluation d'un projet<sup>38</sup>. L'AIEQ recommande, pour sa part, que ces estimations préliminaires soient validées par HQÉ<sup>39</sup>.

Selon la Régie, le Transporteur doit porter une attention particulière à la qualité de ses estimations afin de prévoir, de façon réaliste, les coûts finaux de ses projets de transport. Il doit, à cette fin, s'assurer que les tables et outils d'estimation des coûts qu'il utilise en phase préliminaire et de planification soient mis à jour régulièrement et raffinés au besoin.

Selon la Régie, la qualité des estimations est essentielle pour une prise de décision éclairée lorsque le Transporteur fournit les estimations de coûts de transport paramétriques devant être prises en compte en vertu de l'article 74.1 (3°) de la Loi dans le cadre du processus de sélection des fournisseurs répondant à un appel d'offres du Distributeur.

Enfin, comme HQÉ est l'entité qui est mandatée pour réaliser à la fois les études d'avant-projet, l'ingénierie détaillée puis la gestion de la construction d'un projet, le Transporteur doit disposer d'outils et de méthodologies d'estimation fiables afin de valider les

---

<sup>35</sup> Pièce B-12-QT-17, document 1, page 6.

<sup>36</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 1, Annexe A, page 3.

<sup>37</sup> Pièce B-11-HQT-14, document 1, page 16.

<sup>38</sup> Pièce C-4.5, UMQ, Mémoire, 2 août 2007, page 3.

<sup>39</sup> Pièce C-1.4, AIEQ, Rapport d'expertise, 2 août 2007, page 18.

propositions financières de son affiliée, de lui confier des mandats clairs et précis et d'être en mesure d'effectuer un suivi et un contrôle adéquat de l'exécution et des coûts du projet.

## CONCLUSION

La Régie autorise les coûts tels que budgétisés sur la base de la preuve au dossier, à l'exception d'un montant de 6,3 M\$ relié au rehaussement de la température pour le circuit 1602 (voir la section 4), soit un montant révisé à 503,2 M\$.

La Régie prend acte du fait que le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration d'Hydro Québec, auquel cas le Transporteur doit obtenir une nouvelle autorisation de celui-ci. Le montant de référence, à cet égard, doit être réduit de 6,3 M\$, tel qu'indiqué plus haut. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer la Régie en temps opportun<sup>40</sup>.

Enfin, le Transporteur devra présenter, dans le rapport annuel soumis en vertu de l'article 75 (5) de la Loi :

- un tableau représentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et selon le niveau de détail du Tableau 1 figurant à la pièce B-1-HQT-6, document 1;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances.

## 6. JUSTIFICATION ÉCONOMIQUE ET FINANCIÈRE DU PROJET

Le Projet s'inscrit dans la catégorie « croissance des besoins de la clientèle », dans le cadre des investissements générant des revenus additionnels liés aux besoins de la charge locale. Les mises en service du projet sont prévues jusqu'en 2012.

Selon le Transporteur, la faisabilité économique est assurée par le fait que des besoins additionnels relatifs au Projet seront ajoutés aux besoins de transport et partant, les coûts respectifs, jusqu'à concurrence du montant maximal pour les ajouts au réseau, seront

---

<sup>40</sup> Pièce B-1-HQT-6, document 1, page 10.

recupérés à partir des revenus requis du Transporteur et des tarifs de transport correspondants.

En considérant une puissance maximale à transporter de 990 MW, le Transporteur estime à 564,3 M\$ le montant maximal qu'il peut assumer à titre de frais de raccordement. Comme le coût total d'intégration au réseau est de 597,6 M\$, la contribution du Distributeur a été fixée à 33,3 M\$ en tenant compte du coût du Projet, de l'allocation maximale du Transporteur pour les ajouts au réseau, des besoins de transport relatifs au projet, ainsi que des paramètres de la décision D-2007-34. Par ailleurs, le montant final de la contribution du Distributeur sera déterminé selon les modalités des Tarifs et conditions après la mise en service complète du Projet.

**Tableau 3**  
**Sommaire du coût d'intégration estimé<sup>41</sup>**

	<b>Coûts estimés M\$</b>	<b>Coûts unitaires \$/kW</b>
Postes de départ	177,7	
Travaux particuliers et Travaux Communs	419,9	
<b>Total</b>	597,6	604
Maximum applicable	564,3	570
Excédent assumé par HQD	33,3	34

En conclusion, selon le Transporteur, le Projet ne génère pas d'impact tarifaire à la hausse, compte tenu que la croissance des besoins de transport associée au Projet ainsi que la contribution estimée du Distributeur permettent de neutraliser les coûts associés à la mise en service du projet.

<sup>41</sup> Agrégation de la Régie selon les pièces B-1-HQT-7, document 2, Annexe 2, B-1-HQT-7, document 1, page 7 et le Tableau 1 de la présente.

Dans sa preuve<sup>42</sup>, l'expert de l'AIEQ conclut que le Projet entraînera une augmentation des tarifs de transport, contrairement à ce que conclut le Transporteur. Il mentionne que le Transporteur prend pour hypothèse que la production éolienne sera à sa capacité nominale de 990 MW à la pointe du réseau. S'il est vrai que le réseau de transport envisagé doit être en mesure de véhiculer à certains moments les 990 MW de puissance produite par les huit parcs d'éoliennes, on ne peut utiliser cette hypothèse pour des fins d'impact sur les tarifs du Transporteur. Les tarifs du Transporteur sont plutôt déterminés par les transits de puissance à la pointe du réseau, soit la méthode du « 1 CP ». Or, les 990 MW de production éolienne installée ne pourraient garantir qu'environ 35 % de ce montant à la pointe du réseau, et ce, à travers une entente d'équilibrage convenue entre le Distributeur et Hydro Québec dans ses activités de production (le Producteur). Dans cette perspective, c'est donc 346 MW qui devraient servir à la fin des mises en service des huit parcs de production éolienne pour établir l'incidence sur les tarifs de transport et non les 990 MW.

L'expert évalue à 71,73 \$/kW le tarif annuel en 2012 qui découlerait de la mise en œuvre du Projet, comparativement au tarif en vigueur qui est de 70,82 \$/kW.

Il ajoute que ce résultat est tout à fait logique puisque le financement à même les tarifs de Transport d'une infrastructure de transport ne servant que 35 % du temps devrait certainement influencer à la hausse les coûts de transport qui, pour le réseau d'Hydro-Québec, sont dictés par des investissements en transport qui servent en moyenne 60 % du temps. Il mentionne que cette constatation a d'ailleurs été entérinée par le Transporteur à l'occasion du mémoire qu'il déposait dans le dossier R-3526-2004 en rapport avec le débat sur le projet le Suroît devant la Régie<sup>43</sup>.

Selon l'expert, l'impact sur les tarifs est causé en bonne partie par l'éloignement des derniers parcs éoliens raccordés, soit les parcs de Mont-Louis et Gros-Morne, et que cette particularité pourrait revêtir une importance non négligeable lors de l'adjudication des prochains contrats éoliens résultant de l'appel d'offres de 2000 MW<sup>44</sup>.

Toutefois, il soumet que ce premier bloc d'énergie éolienne procure un approvisionnement à un coût compétitif, que le Transporteur a minimisé au maximum l'impact sur les tarifs et que

---

<sup>42</sup> AIEQ, Rapport d'expertise, 2 août 2007, pages 25 à 27.

<sup>43</sup> R-3526-2004, HQT-2, document 1, page 9 : « du point de vue de l'énergie transportée, le facteur de livraison de l'énergie éolienne se situant entre 20 % et 30 % (alors qu'il est d'environ 60 % pour l'hydraulique et de plus de 90 % pour le thermique), le Transporteur souligne que le coût des équipements de transport requis pour intégrer 1000 MW d'éoliennes est amorti sur deux à trois fois moins d'énergie transportée que s'il s'agissait de 1000 MW d'hydroélectricité, ou sur trois à quatre fois et demi moins d'énergie transportée que s'il s'agissait de 1000 MW d'électricité d'origine thermique. Cette situation se reflétera nécessairement sur la base de tarification du Transporteur avec un effet à la hausse sur les coûts du Distributeur pour la desserte de la charge locale ».

<sup>44</sup> AIEQ, Rapport d'expertise, 2 août 2007, pages 25 à 27.

les démarches effectuées auprès du fabricant d'éoliennes ont permis un développement technologique non négligeable.

En argumentation, S.É./AQLPA se dit en désaccord avec la position de l'AIEQ.

La Régie se prononce dans la section qui suit sur l'établissement de la contribution financière du Distributeur, sur l'impact tarifaire et la faisabilité économique du Projet ainsi que sur les implications qui en découlent pour l'approbation du Projet. Elle se prononce dans les sections 7 et 8 sur les modalités de prise en compte du montant de 15 % de frais d'exploitation et d'entretien des postes de départ dans le calcul de la contribution du Distributeur et sur les modalités de détermination du montant final de cette dernière.

### **CONTRIBUTION FINANCIÈRE DU DISTRIBUTEUR, IMPACT TARIFAIRE ET FAISABILITÉ ÉCONOMIQUE DU PROJET**

La Régie accepte la classification proposée du Projet comme faisant partie de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle ».

En ce qui a trait à l'analyse de neutralité tarifaire du Projet, la Régie partage la position exprimée par l'expert de l'AIEQ. Pour le calcul des revenus additionnels à prendre en considération dans le calcul de l'impact tarifaire du Projet, le paramètre utilisé doit être l'estimé de la variation des besoins du Distributeur à la pointe du réseau, soit le critère usuel servant à l'établissement du tarif, et non la puissance maximale à raccorder et à transporter sur le réseau. Cette puissance maximale de 990 MW est appliquée comme critère de conception du réseau, mais non comme critère d'établissement du tarif.

Selon la Régie, le mode de calcul de l'impact tarifaire présenté dans les dossiers de projets d'investissements doit être cohérent avec le mode de calcul de l'impact tarifaire à long terme des investissements du Transporteur présenté dans les dossiers tarifaires ou dans les dossiers d'autorisations des investissements inférieurs au seuil de 25 M\$. Or, les prévisions de besoins utilisées dans ces autres dossiers réfèrent à la prévision des besoins du Distributeur lors de la pointe coïncidente du réseau.

Aux fins du calcul de l'impact tarifaire du Projet, l'augmentation des besoins du Distributeur devrait donc, en suivant cette logique, être en lien avec les données du plan d'approvisionnement du Distributeur et avec la garantie fournie par l'entente d'équilibrage convenue entre le Distributeur et le Producteur. La part des besoins satisfaits par



l'intégration de la production éolienne découlant du premier appel d'offres devrait ainsi être fixée à 346 MW, soit 35 % des 990 MW de puissance maximale raccordée<sup>45</sup>. Sur cette base et en considérant la contribution de 33,3 M\$ proposée pour le Distributeur, le Projet entraîne un impact à la hausse important sur les tarifs. Il s'agit en fait d'un impact à la hausse sur les tarifs payés par l'ensemble des usagers existants du réseau de transport qui atteindrait 1,3 % en 2012. De même, si l'on référerait, pour le calcul des revenus additionnels du Projet, à l'augmentation de l'énergie transitée sur le réseau plutôt qu'à la puissance garantie à la pointe, une conclusion similaire s'imposerait.

La déficience de revenus constatée est majeure. Elle représente l'équivalent des deux tiers des revenus escomptés. Cette déficience des revenus découlant du projet et l'augmentation anticipée des tarifs qui en découle, de par leur objet et leur ampleur, excèdent largement le cadre réglementaire établi par la décision D-2002-95.

Étant donné la prémisse sur laquelle est fondée la proposition du Transporteur, soit celle de la neutralité tarifaire du Projet, et la conclusion à laquelle la Régie en arrive dans sa décision, soit que les revenus additionnels escomptés ne couvrent pas les coûts additionnels qui seront encourus par le Transporteur pour le Projet, la Régie permet au Transporteur de compléter sa preuve au présent dossier et de présenter, au besoin, une nouvelle proposition. Comme il s'agit d'un premier cas d'espèce pour le Distributeur depuis l'instauration du cadre réglementaire découlant de la décision D-2002-95, la Régie juge nécessaire de faire l'examen de toute proposition ou avenue susceptible d'assurer la neutralité tarifaire du projet à l'intérieur du cadre réglementaire actuel, soit par voie de contribution financière plus élevée du client, d'engagement contractuel complémentaire<sup>46</sup> ou autrement. À défaut, le Transporteur devra présenter une proposition quant au traitement de la déficience de revenus découlant du Projet, au besoin sous l'article 49, auquel cas la Régie avisera en conséquence.

La proposition du Transporteur devra permettre à la Régie de juger, au stade de l'autorisation préalable, dans quelle mesure les conditions nécessaires pour rencontrer le critère d'un actif prudemment acquis, telles qu'applicables dans le cas d'un projet d'investissement en croissance des besoins, sont réunies.

La Régie sera ouverte à entendre, à ce sujet, les représentations du Transporteur ainsi que celles des intervenants reconnus au présent dossier.

---

<sup>45</sup> Dossier R-3573-2005, D-2006-27, 9 février 2006.

<sup>46</sup> En vertu de l'article 12A. 2 des Tarifs et conditions et tel que présenté à la pièce B-11-HQT-14, document 1, page 24, un client des services de transport de point à point peut demander le raccordement d'une centrale sans disposer d'une convention de service de point à point de long terme d'une puissance équivalente à celle raccordée, à la condition qu'il signe un engagement d'achat de services de transport de point à point.

## CONCLUSION

En conclusion, la présente proposition ne permet pas d'assurer la neutralité tarifaire du Projet et le Transporteur devra présenter à la Régie, dans les 30 jours ouvrables, une proposition amendée répondant aux conclusions énoncées dans la présente décision.

Toutefois, étant donné que le Projet résulte de l'appel d'offres A/O 2003-02 du Distributeur, faisant lui-même suite au décret gouvernemental visant l'achat d'énergie éolienne, que le choix des solutions, les aspects techniques et les coûts du Projet ont été jugés acceptables et que les options devant être étudiées concernent essentiellement les modalités de financement du Projet à convenir entre le Transporteur et le Distributeur, la Régie juge opportun, dans ces circonstances, d'en autoriser dès maintenant la réalisation.

### 7. MODALITÉS DE PRISE EN COMPTE DU MONTANT DE 15 % DE FRAIS D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN DANS LE CALCUL DE LA CONTRIBUTION DU DISTRIBUTEUR

Le Transporteur explique que lorsqu'il effectue le calcul de la contribution requise du Distributeur afin de couvrir l'excédent de 570 \$/kW, il doit tenir compte de l'ensemble des coûts qu'il assume pour les ajouts au réseau, incluant les remboursements effectués auprès des propriétaires de postes de départ. Dans le cas présent, il s'agit d'un montant de 177,7 M\$. Ce montant est donc inclus dans le calcul de la contribution estimée du Distributeur de 33,3 M\$<sup>47</sup>.

Après examen de la réponse du Transporteur, la Régie est d'avis que lorsque celui-ci établit la contribution du client en lien avec le montant maximal qu'il peut assumer en vertu des Tarifs et conditions, soit 570 \$/kW dans le cas présent, il ne doit pas tenir compte des frais d'exploitation et d'entretien de 15 % inclus dans le remboursement total des postes de départ, et ce, pour les raisons qui suivent.

Selon les Tarifs et conditions, le montant maximal applicable pour les ajouts au réseau de 570 \$/kW est obtenu à partir de la valeur actualisée sur 20 ans du revenu unitaire produit par le tarif de point à point en vigueur pour une livraison annuelle, duquel on retranche un montant de 15 % pour couvrir les frais d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués. Un montant est aussi retranché pour tenir compte de la taxe sur le capital et de la

---

<sup>47</sup> Pièce B-11-HQT-14, document 1, pages 21 et 22.

taxe sur les services publics applicables<sup>48</sup>. Ces montants retranchés servent à compenser le Transporteur pour les frais d'exploitation, d'entretien ou de taxes qu'il devra assumer dans le futur, incluant, le cas échéant, ceux applicables aux postes de départ.

En conséquence, pour le calcul de la contribution du Distributeur aux fins d'assurer la neutralité tarifaire du raccordement, le coût du Projet qui est comparé au montant maximal de 570 \$/kW doit exclure les frais d'exploitation et d'entretien de 15 % applicables au montant des postes de départ inclus dans ce montant maximal.

L'approche décrite précédemment assure un traitement identique dans le cas de centrales de producteurs privés sous contrat avec le Distributeur et dans le cas de centrales du Producteur.

Ainsi, la contribution du Distributeur telle qu'estimée par le Transporteur doit, toutes choses étant égales par ailleurs, être réduite d'un montant de 22,4 M\$ relié aux frais d'exploitation et d'entretien de 15 % des postes de départ, soit la différence entre la contribution maximale de 95 \$/kW et une contribution de 83 \$/kW<sup>49</sup> qui exclut les frais d'exploitation et d'entretien.

De plus, conformément à la décision D-2006-36<sup>50</sup>, le Distributeur doit verser un montant additionnel relié à l'effet des frais d'exploitation et d'entretien, de la taxe sur le capital et de la taxe sur les services publics sur le montant qui excède le montant assumé par le Transporteur.

## 8. MODALITÉS DE DÉTERMINATION DU MONTANT FINAL DE LA CONTRIBUTION

Dans le présent dossier, le Transporteur propose d'établir, par entente administrative, le montant final de la contribution du Distributeur selon les modalités des Tarifs et conditions en vigueur après la mise en service du projet en 2012. Le paiement de la contribution du Distributeur serait effectué en janvier 2013.

Selon les termes de l'entente type de raccordement à laquelle réfère le texte des Tarifs et conditions, le maximum que peut assumer le Transporteur est normalement établi en

---

<sup>48</sup> Tarifs et conditions, appendice J, section E, page 209.

<sup>49</sup> Décisions D-2007-08 et D-2007-34, dossier R-3605-2006, Tarifs et conditions, appendice J, section B, page 203.

<sup>50</sup> Décision D-2006-36, dossier R-3585-2005, 28 février 2006, page 11.

fonction du montant prévu aux Tarifs et conditions en vigueur au moment de la signature de l'entente de raccordement. Or, comme le Projet comporte plusieurs mises en service échelonnées dans le temps et donc plusieurs ententes de raccordement, cela pose un problème d'appariement des coûts et des contributions dans la base de tarification.

Dans la mesure où la contribution totale requise du Distributeur est peu élevée et que les montants exacts servant à établir cette contribution ne seront connus qu'à la fin du Projet, la proposition du Transporteur peut être jugée acceptable. Par contre, si cette contribution devait s'avérer plus élevée, par exemple à la suite de la demande de la Régie de présenter une nouvelle proposition de financement du Projet, le mode d'établissement et de versement de la contribution du Distributeur devra faire l'objet d'un examen plus détaillé.

## **9. CONCLUSION**

La Régie est satisfaite du projet proposé par le Transporteur pour l'intégration au réseau de transport des parcs éoliens sélectionnés à la suite de l'appel d'offres A/O 2003-02 du Distributeur, à l'exception d'un montant de 6,3 M\$ relié au rehaussement de la température pour le circuit 1602.

L'intégration de ces parcs permettra au Distributeur l'achat d'énergie éolienne produite au Québec suivant les conditions et modalités édictées au Règlement sur l'énergie éolienne et l'énergie produite avec de la biomasse adopté par le gouvernement du Québec.

La Régie autorise, en conséquence, la réalisation du Projet.

La Régie demande cependant au Transporteur de soumettre, dans les 30 jours ouvrables, une proposition amendée répondant aux diverses conclusions et préoccupations énoncées dans la présente décision aux sections 6, 7 et 8 et, en conséquence, réserve la décision finale à rendre à ces égards en vertu de l'article 73 de la Loi.

## **10. FRAIS DES INTERVENANTS**

Selon l'article 36 de la Loi, la Régie peut ordonner le paiement des dépenses relatives aux questions qui lui sont soumises et à l'exécution de ses décisions et ordonnances ainsi que les frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations. Les demandes de

remboursement des frais sont encadrées par le *Guide de paiement de frais des intervenants* (le Guide) adopté par la décision D-2003-183<sup>51</sup>.

La Régie, dans sa lettre du 25 mai 2007, indiquait qu'elle envisageait le recours à l'approche de l'enveloppe globale prévue à la section 3.2 de la décision D-2003-183 pour un montant de 20 000 \$ par intervenant reconnu. Il y est précisé toutefois que cette approche est toujours sujette à l'appréciation de l'utilité de la participation des intervenants en fin de dossier.

Pour établir les frais admissibles dans le présent dossier, la Régie effectue la correction suivante sur les frais réclamés par S.É./AQLPA : le montant de 2 900 \$ avant taxes ajouté aux honoraires demandés pour la séance de travail du 14 juin 2007 est retiré. La rémunération pour cette séance de travail est en effet incluse dans l'enveloppe globale de 20 000 \$ annoncée par la Régie.

## **UTILITÉ DE LA PARTICIPATION ET CARACTÈRE RAISONNABLE DES FRAIS**

Le Transporteur n'émet aucun commentaire sur la réclamation de l'AIEQ. La Régie considère la preuve de cette intervenante utile à l'examen du dossier et le montant réclamé raisonnable. Elle lui accorde les frais demandés.

Le Transporteur soumet que la preuve de S.É./AQLPA est faible tant au niveau technique qu'économique et que les représentations de l'intervenant apportent peu aux délibérations de la Régie. La Régie juge que la preuve de S.É./AQLPA a été utile à ses délibérations, apportant des propositions concrètes qui méritaient d'être examinées selon le niveau de détail approprié. Elle accorde à l'intervenant les frais qu'elle considère admissibles, c'est-à-dire les frais demandés sans le montant de 2 900 \$ avant taxes.

En ce qui concerne l'UMQ, le Transporteur soumet que sa demande de frais est considérablement élevée en terme de nombre d'heures et compte tenu de la réelle portée des observations présentées au dossier par l'intervenante. La Régie considère utile d'entendre les positions des intervenants reconnus au dossier. Toutefois, le mémoire et l'argumentation présentés par l'UMQ n'apportent que quelques considérations d'ordre très général. Les points abordés éclairent très peu la Régie sur les questions débattre. La Régie accorde un montant de 12 000 \$ à cette intervenante.

---

<sup>51</sup> Dossier R-3500-2002, 2 octobre 2003.

La Régie accorde aux intervenants les frais indiqués au tableau ci-dessous :

**Tableau 4**

Intervenants	Catégorie	Frais réclamés	Frais admissibles	Frais octroyés
		\$	\$	
<b>AIEQ</b>	Avocat	-	-	
	Expert/analyste	10 050,00	10 050,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	301,50	301,50	
	Autres dépenses	-	-	
	Enveloppe globale	-	-	
	<b>Total</b>	<b>10 351,50</b>	<b>10 351,50</b>	<b>10 351,50 \$</b>
<b>S.É./AQLPA</b>	Avocat	10 729,54	10 729,54	
	Expert/analyste	11 395,00	11 395,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	663,74	663,74	
	Autres dépenses	-	-	
	Enveloppe globale	3 304,56	-	
	<b>Total</b>	<b>26 092,84</b>	<b>22 788,28</b>	<b>22 788,28 \$</b>
<b>UMQ</b>	Avocat	6 600,00	6 600,00	
	Expert/analyste	11 920,00	12 415,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	555,60	570,45	
	Autres dépenses	-	-	
	Enveloppe globale	495,00	-	
	<b>Total</b>	<b>19 570,60</b>	<b>19 585,45</b>	<b>12 000,00 \$</b>
<b>SOMMAIRE</b>	Avocat	17 329,54	17 329,54	
	Expert/analyste	33 365,00	33 860,00	
	Coordonnateur	-	-	
	Allocation forfaitaire	1 520,84	1 535,69	
	Autres dépenses	-	-	
	Enveloppe globale	3 799,56	-	
	<b>Total</b>	<b>56 014,94</b>	<b>52 725,23</b>	<b>45 139,78 \$</b>

**Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**ACCORDE** au Transporteur l'autorisation de réaliser le Projet visant l'intégration de 990 MW de production éolienne sur le réseau régional Matapédia, le Transporteur ne pouvant apporter, sans l'autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable tant la description technique que les coûts;

**AUTORISE** les coûts du Projet à l'exception d'un montant de 6,3 M\$ relié au rehaussement de la température pour le circuit 1602, soit un montant révisé de 503,2 M\$;

**DEMANDE** au Transporteur de soumettre, dans les 30 jours ouvrables, une proposition amendée répondant aux diverses conclusions et préoccupations énoncées dans la présente décision aux sections 6, 7 et 8 et, en conséquence, réserve la décision finale à rendre à ces égards en vertu de l'article 73 de la Loi;

**DEMANDE** au Transporteur de présenter, dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5<sup>o</sup>) de la Loi :

- un tableau présentant le suivi des coûts réels du Projet, sous la même forme et selon le niveau de détail du Tableau 1 figurant à la pièce HQT-6, document 1;
- le suivi de l'échéancier du Projet;
- le cas échéant, l'explication des écarts majeurs des coûts projetés et réels et des échéances;

et de l'informer de toute modification aux travaux planifiés en Gaspésie dans le cadre du Projet qui fait l'objet de la présente décision, en précisant, le cas échéant, si d'autres parcs éoliens ou des charges importantes sont raccordés à son réseau régional;

**ACCORDE** aux intervenants le remboursement des frais tel qu'indiqué au tableau 4;

**ORDONNE** au Transporteur de rembourser aux intervenants, dans un délai de 30 jours ouvrables, les montants octroyés dans la présente décision.

Richard Carrier  
Régisseur



**Représentants :**

- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M. Jean-François Samray;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Carolina Rinfret;
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Union des municipalités du Québec (UMQ) représentée par M<sup>e</sup> Steve Cadrin.