

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2010-165

R-3742-2010

23 décembre 2010

---

**PRÉSENT :**

Gilles Boulianne  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision finale**

*Demande du Transporteur afin d'obtenir l'autorisation requise pour l'acquisition et la construction d'immeubles ou d'actifs destinés au transport d'électricité — Projet d'intégration des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec*



**Intervenants :**

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);
- Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (S.É./AQLPA);
- Union des municipalités du Québec (UMQ).

## 1. DEMANDE

[1] Le 17 août 2010, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) s'adresse à la Régie de l'énergie (la Régie) pour obtenir l'autorisation, suivant l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), de construire ou modifier les lignes et les postes requis pour intégrer à son réseau de transport, à la demande d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), 1 936,5 MW d'électricité de source éolienne provenant de 14 parcs distincts découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 (le Projet). Le coût total s'établit à environ 1 466,3 M\$.

[2] Le Transporteur dépose, sous pli séparé et confidentiel, les annexes 3, 4, 5 et 8 de la pièce B-0005, ainsi que les pièces B-0008, B-0009 et B-0010. Il s'agit du schéma unifilaire d'un poste de départ type, des schémas d'intégration et de liaisons des parcs éoliens et leur emplacement, des écoulements de puissance du réseau de transport principal ainsi que des schémas de liaisons des solutions étudiées. Une affirmation solennelle est versée au dossier au soutien de la demande de traitement confidentiel de ces documents.

[3] Aux termes de l'article 30 de la Loi, le Transporteur demande à la Régie d'en interdire la divulgation, la publication et la diffusion.

[4] Le 30 septembre 2010, la Régie publie, sur son site internet, un avis aux personnes intéressées fixant au 8 octobre 2010 la date limite pour soumettre une demande d'intervention. La Régie fixe aussi au 13 octobre 2010 la date limite pour recevoir les commentaires du Transporteur sur ces demandes d'intervention et au 15 octobre 2010 la date de la réplique des intervenants aux commentaires du Transporteur.

[5] La Régie reçoit trois demandes d'intervention de la part de la FCEI, de S.É./AQLPA et de l'UMQ.

[6] Le 13 octobre 2010, le Transporteur soumet ses commentaires. S.É./AQLPA ainsi que l'UMQ réagissent à ces commentaires les 14 et 18 octobre respectivement.

[7] Le 28 octobre 2010, la Régie rend sa décision procédurale D-2010-140, accorde le statut d'intervenant aux trois intéressés et fixe les modalités ainsi que l'échéancier pour le traitement du dossier.

[8] Le 12 novembre 2010, la Régie et les intervenants adressent au Transporteur leur demande de renseignements et celui-ci y répond le 19 novembre 2010.

[9] Le 26 novembre 2010, les intervenants déposent leur preuve écrite et S.É./AQLPA demande à la Régie de reconnaître son témoin expert.

[10] Le 3 décembre 2010, le Transporteur réplique aux argumentations, commentaires et observations des intervenants.

[11] Le 7 décembre 2010, la Régie soumet une deuxième demande de renseignements au Transporteur, lequel y répond le 8 décembre 2010. La Régie prend le dossier en délibéré ce même jour.

## 2. CADRE RÉGLEMENTAIRE

[12] En vertu de l'article 73 de la Loi, le Transporteur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour étendre, modifier ou changer l'utilisation de son réseau de transport.

[13] 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* (le Règlement).

### **3. ANALYSE**

#### **3.1 DESCRIPTION DU PROJET, AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES ET JUSTIFICATION**

[14] Le Projet s'inscrit dans les catégories d'investissements Croissance des besoins de la clientèle et Maintien et amélioration de la qualité du service.

[15] Le Projet prévoit que 10 des 14 parcs éoliens seront raccordés en dérivation sur une ligne existante, alors que quatre d'entre eux seront raccordés de façon radiale sur un poste. Le Transporteur soutient que le mode de raccordement en dérivation demeure une solution économique en raison du tracé plus court et du raccordement direct sur les conducteurs de la ligne existante.

[16] Les mises en service des parcs éoliens s'échelonneront de 2011 à 2015 et les travaux relatifs au renforcement du réseau principal et du réseau régional Matapédia se réaliseront de 2010 à 2016.

**Tableau 1**  
**Travaux de raccordement des parcs éoliens**

Nom	Mise en service	Puissance (MW)	Description
De l'Érable	2011	100,0	Radial vers le poste Bois-Francis. Monoterne 120 kV <i>Bois-Francis—De l'Érable</i> de 14,5 km (L-1530).
Des Moulins	2011	156,0	En dérivation sur circuit 230 kV <i>Theford—Antoine-Lemieux</i> (L-2373). Monoterne de 3,1 km.
Le Plateau	2011	138,6	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Rimouski — Matapédia</i> (L-3089). Monoterne de 100 m.
St-Robert-Bellamin	2012	80,0	Radial vers le poste Bolduc. Monoterne 120 kV <i>Bolduc—St-Robert-Bellarmin</i> de 33 km.
Lac Alfred	2012 2013	150,0 150,0	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Rimouski — Matapédia</i> (L-3090). Monoterne de 30 km.
New Richmond	2012	66,0	Raidal vers le poste Cascapédia. Monoterne 230 kV <i>Cascapédia — New Richmond</i> de 8 km.
Massif du Sud	2012	150,0	Radial vers le poste Ste-Germaine. Monoterne 120 kV <i>Ste-Germain[e]—Massif du Sud</i> de 21 km.
Montérégie	2012	100,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>De Léry—St-Rémi</i> (L-1206). Monoterne de 0,4 km.
St-Valentin	2012	50,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>St-Rémi—Napierville</i> (L-1239). Monoterne de 6,5 km.
Seigneurie de Beaupré 2 et 3	2013	132,6 139,3	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Laurentides — Charlevoix</i> (L-3011). Monoterne de 23 km. Travaux <u>connexes</u> : Biterne à 315 kV de 3,6 km pour le bouclage du poste Charlevoix.
Vents du Kempt	2014	100,0	En dérivation sur circuit 120 kV <i>Amqui—Causapsal</i> (L-1450). Monoterne de 9 km.
Rivière-du-Moulin	2014- 2015	150,0 200,0	En dérivation sur circuit 345 kV <i>Laurentides—Delisle</i> (L-3095). Monoterne de 23 km.
Clermont	2015	74,0	En dérivation sur circuit 315 kV <i>Charlevoix—Bersimis</i> (L-3011). Monoterne de 13 km.

Source : Pièce B-0004, page 20

[17] De façon générale, les travaux de raccordement requis pour 11 des 14 parcs éoliens retenus consistent en :

- la construction d'une nouvelle ligne de transport;
- l'ajout de disjoncteurs;
- des modifications des protections;
- une nouvelle liaison de télécommunication;
- l'ajout des équipements de mesurage (facturation) au poste du parc éolien;
- des travaux de mise sous tension initiale.

[18] En ce qui a trait aux parcs Seigneurie-de-Beaupré 2 et 3 et Clermont, le Transporteur propose des travaux d'intégration conjoints afin de répondre à des enjeux et difficultés récurrentes d'exploitation reliés notamment à des conditions de surtension aux différents postes de charge raccordés en dérivation dans le sous-réseau à 315 kV Bersimis-Laurentides.

[19] Ainsi, les travaux liés au raccordement de ces parcs répondent aussi à l'objectif de la catégorie d'investissements Maintien et amélioration de la qualité du service. Le Transporteur, en comparant la solution retenue avec un scénario de raccordement de référence dans lequel il ne considère que le volet Croissance des besoins de la clientèle, évalue les coûts correspondant à cet objectif à 18,8 M\$.

[20] En plus du raccordement des parcs éoliens, l'ajout d'équipements est requis pour assurer un comportement stable du réseau de transport principal, les analyses du Transporteur ayant révélé que ce réseau ne serait pas en mesure d'intégrer de façon fiable, efficace et sécuritaire les 1 936,5 MW.

[21] Par ailleurs, le renforcement du réseau régional Matapédia est aussi requis, étant donné que quatre parcs du Projet sont localisés à l'est de Rivière-du-Loup et qu'ils s'ajoutent aux 1 063,5 MW de puissance éolienne découlant principalement de l'appel d'offres A/O 2003-02.

[22] Pour l'ensemble des 11 parcs éoliens devant faire l'objet d'un raccordement individuel, l'analyse économique présentée fait ressortir l'avantage comparatif du scénario de référence retenu par le Transporteur en tenant compte des aspects techniques, environnementaux et économiques.

[23] Quant au renforcement du réseau principal, le choix de la solution optimale est aussi le résultat d'une comparaison des aspects techniques, économiques et environnementaux. En ce qui a trait à l'aspect technique, la solution retenue comporte un niveau de risque plus faible étant donné la fréquence moindre de remplacement de systèmes de protection de lignes de transport. Le scénario retenu est aussi plus économique, alors que sur le plan environnemental, les deux scénarios étudiés s'équivalent.

### **3.2 COÛTS ET ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PROJET**

[24] Le coût des travaux associés au Projet s'élève à 1 466,3 M\$, dont 18,8 M\$ pour la catégorie d'investissements Maintien et amélioration de la qualité du service et 1 447,5 M\$ pour celle de la Croissance des besoins de la clientèle.

[25] Le Transporteur présente, au tableau suivant, la répartition des coûts du Projet par champ d'activité. Les résultats de la colonne B du tableau présentent les coûts incluant les essais de validation des technologies EdeV et de télécommunication, alors qu'ils sont exclus à la colonne A.

**Tableau 2**  
**Coûts totaux par champ d'activité**

Champs d'activité	A – Coûts totaux sans EdeV et Télécom		B – Coûts totaux	
	(M\$)	(%)	(M\$)	(%)
Travaux Postes	85,76	6,0%	85,76	5,8%
Travaux Lignes	288,39	20,3%	288,39	19,7%
Renforcement réseau principal	393,26	27,7%	393,26	26,8%
Renforcement réseau Matapédia	90,17	6,3%	90,17	6,1%
Mesurage	2,84	0,2%	2,84	0,2%
Remboursement poste de départ	558,33	39,3%	558,33	38,1%
PMVI	2,75	0,2%	2,75	0,2%
Essais de validation technologies				
Enercon et RePower (EdeV)			0,54	0,04%
Télécommunication			44,28	3,0%
<b>Total</b>	<b>1421,49</b>	<b>100%</b>	<b>1466,31</b>	<b>100,0%</b>
<b>Coût / kW</b>	<b>734,1 \$ / kW</b>		<b>757,2 \$ / kW</b>	

Note : L'ensemble des éoliennes du Projet est fourni par Enercon, pour 982,5 MW et RePower, pour 954 MW.

Source : Pièce B-0004, page 90

[26] Le Transporteur estime une contribution du Distributeur pour ce qui est des investissements visant la catégorie Croissance des besoins de la clientèle à 221,3 M\$. Pour ce faire, il tient compte du coût du Projet, incluant les remboursements, des postes de départs aux producteurs privés, du montant maximal que peut assumer le Transporteur pour les ajouts au réseau ainsi que de la puissance maximale à transporter pour le Projet. Le Transporteur précise que le montant final de la contribution sera déterminé en fonction des coûts réels après la mise en service du Projet.

[27] La Régie prend acte de l'affirmation du Transporteur selon laquelle le coût total du Projet ne doit pas dépasser de plus de 15 % le montant autorisé par le Conseil d'administration, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de ce dernier et que, le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun. La Régie note également l'engagement du Transporteur à déployer tous les efforts afin de contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

[28] Le Transporteur demande à la Régie l'autorisation de créer un compte de frais reportés (CFR) afin d'y inscrire les montants afférents aux mises en service qui n'auront pas été prises en compte dans le coût de service déposé dans le dossier tarifaire. En réponse à la demande de renseignements n° 2 de la Régie, le Transporteur chiffre ce montant à 3,8 M\$.

### **3.3 IMPACT SUR LA FIABILITÉ**

[29] Le Transporteur soutient que les critères de conception du présent Projet visent à assurer que le réseau de transport principal ainsi que les réseaux régionaux disposent de suffisamment de souplesse et de robustesse pour être en mesure de satisfaire les besoins de manière fiable.

[30] La réalisation du Projet permet de répondre aux engagements du Transporteur tout en assurant un niveau de fiabilité adéquat dans le respect des critères de conception et d'exploitation du Transporteur et du NPCC.

### **3.4 IMPACT SUR LES TARIFS**

[31] Les investissements de 18,8 M\$ dans la catégorie Maintien et amélioration de la qualité du service visent la qualité du service rendu par le Transporteur, en permettant de maintenir le bon fonctionnement de son réseau et d'assurer le transport d'électricité de façon sécuritaire et fiable au bénéfice de tous les clients du réseau de transport.

[32] Les coûts de la catégorie d'investissements Croissance des besoins de la clientèle sont de 1 447,5 M\$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de 221,3 M\$ dont le détail du calcul est présenté à l'annexe 2 de la demande.

[33] L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation ainsi que de la puissance maximale à transporter relative au Projet qui évoluera graduellement jusqu'à atteindre 1 936,5 MW en 2015.

[34] Le Transporteur présente les résultats sur une période de 20 ans et une période mixte de 20 ans pour les remboursements des postes de départ et de 40 ans pour les autres actifs. Il mentionne que les résultats présentés sur la période mixte de 20 ans et 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis, puisqu'ils sont plus comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations du Projet. Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.

### **3.5 AUTRES AUTORISATIONS REQUISES**

[35] Le Transporteur dépose à l'annexe 7 de la pièce B-0005, la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois selon les caractéristiques, la nature et l'emplacement des lignes de transport à construire ainsi que la présence de contraintes environnementales.

[36] Le Transporteur indique que son projet requiert l'autorisation du gouvernement et qu'il devra obtenir du ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) des certificats attestant que le Projet ne contrevient à aucun règlement municipal et recevoir des avis de conformité des autorités municipales. Seront aussi requises, une autorisation de la Commission de protection du territoire agricole du Québec (CPTAQ), ainsi qu'une autorisation de Transport Canada pour l'implantation de la ligne au dessus d'un cours d'eau navigable. Le cas échéant, d'autres permis seront requis en vertu de la *Loi sur les forêts* et la *Loi sur les terres du domaine de l'État*.

### **3.6 POSITION DES INTERVENANTS**

[37] La FCEI recommande d'accepter la solution retenue par le Transporteur pour le raccordement des parcs éoliens.

[38] Elle critique toutefois certains travaux pour le renforcement du réseau Matapédia. Pour le rehaussement thermique des circuits L-2313-14 Rivière-du-Loup–Rimouski et du circuit L-1601 Goémon-Copper Mountain, l'intervenante estime que la preuve actuelle ne permet pas de justifier les investissements concernés, une limitation de la production éolienne à certains moments lui semblant préférable. Dans le cas où les investissements reliés au rehaussement thermique de ces deux circuits étaient justifiés, il n'y aurait pas urgence, selon l'intervenante, de procéder aux investissements tant que la date de

réalisation du troisième parc éolien de Murdochville demeure indéterminée. Pour ce qui est de l'addition d'une inductance au poste Matapédia, elle recommande d'accepter l'investissement uniquement s'il est démontré que cette solution est plus avantageuse sur les plans technique et économique que l'utilisation de la compensation synchrone à Eel River.

[39] La FCEI considère également que la preuve du Transporteur ne permet pas de justifier les investissements liés au renforcement du réseau de transport principal, car il ne serait pas démontré que ces investissements sont dus à l'intégration des 1 936,5 MW du Projet, mais qu'ils pourraient aussi être causés par l'intégration de la production de La Romaine et du projet de surpuissance aux centrales du complexe Manic-Outardes.

[40] S.É./AQLPA est d'avis pour sa part qu'il aurait été souhaitable que le Transporteur dépose une planification à long terme de ses besoins régionaux et des solutions envisagées, tel que le suggère son témoin expert. Cette approche permettrait de déterminer la pertinence des investissements reliés aux travaux entourant le rehaussement thermique des circuits L-2313-14 Rivière-du-Loup—Rimouski ainsi que le rehaussement du circuit L-1601 Goémon-Copper Mountain et le nouveau transformateur au poste Goémon.

[41] Selon l'intervenant, cela aurait permis, dans le premier cas, de s'assurer qu'une ligne additionnelle Rivière-du-Loup—Rimouski serait réellement évitée et, dans le deuxième cas, de considérer un bouclage du réseau de la Gaspésie, qui aurait déjà permis d'éviter des investissements du Transporteur dans un dossier antérieur et possiblement d'en éviter dans le présent dossier.

[42] De plus, S.É./AQLPA voudrait que la Régie requière du Transporteur qu'il développe et lui soumette, dans un dossier ultérieur, un mécanisme lui permettant d'engager des investissements au-delà des besoins stricts des projets présentés à la pièce, en les intégrant dans une planification à long terme, tant régionalement que sur le réseau principal.

[43] En ce qui a trait à l'allocation des investissements en renforcement du réseau principal, l'intervenant recommande l'autorisation des investissements tout en s'assurant que ceux-ci sont occasionnés par l'intégration de la production éolienne du présent dossier et non par l'intégration de la production de La Romaine et du projet de surpuissance du complexe Manic-Outardes. Dans le cas où les investissements du Projet

seraient aussi occasionnés par ces derniers projets, l'intervenant est d'avis qu'une partie des coûts devrait y être attribuée.

[44] L'UMQ quant à elle remet en question l'optimalité des travaux de renforcement du réseau de transport principal proposé par le Transporteur, étant donné qu'elle considère la totalité de la puissance éolienne installée. Elle suggère une méthodologie pour tenir compte des caractéristiques particulières de cette énergie et recommande que le Transporteur précise la demande de raccordement du Distributeur en déterminant, à l'aide des modèles de simulations Monte Carlo chronologiques à sa disposition, la quantité optimale de puissance éolienne devant être transportée par le réseau principal et de modifier le projet en conséquence. D'ici là, l'UMQ recommande de limiter à 90 % de la puissance éolienne installée la quantité à transporter par le réseau principal dans le cadre du Projet.

[45] L'intervenante croit que cette problématique est aussi applicable pour les travaux de renforcement du réseau régional Matapédia et formule les mêmes recommandations, en considérant 95 % de la puissance éolienne installée, en attendant les résultats de la méthodologie proposée.

[46] L'UMQ juge qu'il y a encore de l'incertitude quant à la réalisation et le positionnement des parcs éoliens, dont la reprise probable du parc éolien Bas-Saint-Laurent. Elle recommande donc à la Régie de demander au Transporteur d'attendre d'avoir une assurance suffisante avant d'entreprendre les travaux majeurs de raccordement.

### **3.7 RÉPLIQUE DU TRANSPORTEUR**

[47] En ce qui a trait à l'argument de la FCEI relatif à la pertinence des travaux de renforcement du réseau Matapédia, le Transporteur réfute les méthodologies utilisées par cette dernière précisant que, pour le rehaussement thermique des circuits L-2313-14, elle ne tient pas compte de l'ensemble des circuits présents sur le tronçon Rivière-du-Loup-Rimouski et que la surcharge survient sur chacun de ces circuits, ce qui porte la surcharge totale à 96 MW, alors que l'intervenante la chiffre à 48 MW. Pour la méthodologie du rehaussement thermique de la ligne L-1601, le Transporteur est aussi en désaccord, car elle ne tient pas compte de l'équilibre entre les axes nord et sud de la boucle de la Gaspésie.

[48] En ce qui a trait à la suggestion de la FCEI de recourir à une limitation de la production éolienne à certains moments pour remédier à ce problème, le Transporteur indique que cette possibilité est prévue au contrat d'approvisionnement entre le Distributeur et les promoteurs des parcs éoliens, contrats auxquels il n'est pas partie prenante.

[49] Quant à l'argument de l'intervenante à l'effet qu'il n'y a pas urgence de procéder aux investissements tant que la date de réalisation du troisième parc éolien de Murdochville n'est pas déterminée, le Transporteur précise que cela se traduirait par une réduction de 7 MW sur chacun des circuits L-2313-14. La surcharge de ces circuits reste donc présente, peu importe la condition du troisième parc de Murdochville.

[50] Pour ce qui est de démontrer que l'addition d'une inductance au poste Matapédia est une solution plus avantageuse que l'utilisation de la compensation synchrone à Eel River, le Transporteur considère que sa preuve est déjà satisfaisante à cet égard.

[51] Enfin, en réponse aux simulations de l'intervenante sur le renforcement du réseau principal, le Transporteur considère qu'il détient l'expertise technique requise et qu'il lui appartient de proposer à la Régie des solutions viables sur le plan technicoéconomique. Il précise que ses simulations tiennent compte de l'ordonnancement sur le système OASIS et que les ajouts au réseau de transport, tels que décrits à sa preuve sont spécifiquement attribuables à l'intégration au réseau des 1 936,5 MW d'éoliennes.

[52] En réplique à la position de S.É./AQLPA selon laquelle une planification de long terme des besoins régionaux aurait été souhaitable, le Transporteur précise qu'afin de planifier les travaux de rehaussement thermique des lignes L-2313-14 et L-1601, il a considéré tous les projets connus (en cours ou futurs) du réseau Matapédia comme, par exemple, le troisième parc éolien de Murdochville. En outre, le Transporteur ajoute, en réponse aux propositions de l'intervenant selon lequel une telle planification aurait permis, entre autres, de s'assurer qu'une ligne additionnelle Rivière-du-Loup–Rimouski serait réellement évitée et qu'un bouclage gaspésien était une alternative à considérer, que ces propositions impliquent des travaux de rehaussements thermiques additionnels et qu'il n'y a aucune économie réelle par rapport à la solution qu'il a retenue.

[53] Quant à la préoccupation de S.É./AQLPA de s'assurer que les investissements pour le renforcement du réseau principal sont occasionnés par l'intégration de la

production éolienne du présent dossier et non par l'intégration de la production de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes, le Transporteur réitère la réponse qu'il a fournie à ce sujet à la FCEI.

[54] En réponse à la recommandation de l'UMQ de déterminer une quantité optimale qui serait inférieure à la puissance installée, le Transporteur juge que cela consiste à revoir la demande de raccordement du Distributeur et qu'il est irréaliste de procéder ainsi, jugeant que cela reviendrait à remettre en question le processus d'appel d'offres. Par ailleurs, le Transporteur souligne que la mise en place de l'approche proposée par l'intervenante requière un changement de méthodologie majeur qui ne peut s'appliquer au Projet. Aussi, cette approche pourrait être intéressante pour un taux de pénétration de production éolienne relativement élevé et constituerait une solution à envisager éventuellement.

[55] Quant à l'incertitude entourant la réalisation et l'emplacement des parcs, le Transporteur précise qu'aucun investissement n'est effectué sans l'obtention de garantie de la part des promoteurs.

#### 4. OPINION DE LA RÉGIE

##### **4.1 CONFIDENTIALITÉ DES DOCUMENTS**

[56] Le Transporteur a déposé, sous pli séparé et confidentiel, le schéma unifilaire d'un poste de départ type, des schémas d'intégration et de liaisons des parcs éoliens et leur emplacement, des écoulements de puissance du réseau de transport principal ainsi que des schémas de liaisons des solutions. Ces schémas apparaissent aux annexes 3, 4, 5 et 8 de la pièce B-0005 ainsi qu'aux pièces B-0008, B-0009 et B-0010.

[57] Le Transporteur demande à la Régie de se prévaloir de l'article 30 de la Loi et d'interdire toute divulgation de ces documents et des renseignements qu'ils contiennent, puisque leur caractère confidentiel de même que l'intérêt public le requièrent. Le Transporteur dépose une affirmation solennelle faisant état des motifs invoqués au soutien de sa demande.

[58] La Régie accueille la demande de confidentialité du Transporteur. Elle interdit la divulgation ainsi que la publication des renseignements contenus aux annexes 3, 4, 5 et 8 de la pièce B-0005 de même qu'aux pièces B-0008, B-0009 et B-0010.

## **4.2 CRÉATION D'UN COMPTE DE FRAIS REPORTÉS**

[59] Dans l'éventualité où le Projet n'était pas autorisé au moment de la prise en délibéré d'une demande tarifaire ayant pris en compte des mises en service relatives à ce Projet, le Transporteur demande à la Régie la permission de créer ainsi que d'inscrire dans un CFR, hors base, les montants afférents aux mises en service.

[60] À la suite d'une demande de renseignements, le Transporteur informe la Régie que tous les coûts du Projet sont capitalisables et qu'aucune mise en service n'est prévue en 2010. Par contre, des mises en service sont prévues en 2011 et les coûts qui seraient imputés à ce CFR sont estimés à 3,8 M\$. Ces coûts ont été intégrés à son revenu requis 2011 dans le dossier tarifaire R-3738-2010.

[61] La Régie reconnaît le bien-fondé de la demande telle que formulée par le Transporteur et l'autorise à créer un CFR.

## **4.3 TRAVAUX DE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX**

[62] S.É./AQLPA, la FCEI et la Régie se sont montrés préoccupés par la causalité des coûts de renforcement du réseau principal et l'intégration des 14 parcs éoliens. La nécessité de procéder à un renforcement du réseau pour intégrer la nouvelle production éolienne et, dans un délai court par la suite, la puissance des centrales de La Romaine et du projet de surpuissance du complexe Manic-Outardes ajoutaient de la confusion à la présentation des objectifs du Projet.

[63] La réponse fournie par le Transporteur aux demandes de renseignements de même que sa réplique rassurent la Régie, mais soulèvent des questions quant à la possibilité de moduler ces investissements au besoin réel dans le temps. Le Transporteur explique que son processus de planification doit tenir compte de l'ordre d'arrivée des demandes de service sur OASIS et que ses études traitent les additions requises en fonction de ce calendrier d'arrivée.

[64] Les montants en jeu sont importants et certains ont encore à être approuvés. Dans ces circonstances, la Régie s'attend à ce que les investissements dans les renforcements du réseau faisant l'objet de la présente demande ne soient effectués qu'au moment où ils seront strictement nécessaires, tenant compte de la mise en service probable des parcs éoliens, mais aussi de l'échéancier réel des projets de La Romaine et du suréquipement du complexe Manic-Outardes.

[65] En conséquence, la Régie demande au Transporteur de l'aviser dans son rapport annuel de toute modification des échéanciers des travaux faisant l'objet de la présente demande ou des travaux mentionnés précédemment susceptibles d'en modifier l'échéancier ou le contenu et de fournir les explications requises.

[66] Dans la lettre accompagnant sa réplique, le Transporteur demande de traiter la demande de raccordement occasionnée par la relocalisation du parc Bas-Saint-Laurent de 68 MW vers le parc de la Seigneurie de Beaupré dans une deuxième phase au présent dossier.

[67] La Régie comprend que le Transporteur n'ait pas été en mesure d'amender sa preuve en temps opportun. La Régie demande au Transporteur de déposer l'information nécessaire pour permettre l'examen de cette modification dans les 45 jours de la présente décision.

#### **4.4 CONTRIBUTION DU DISTRIBUTEUR**

[68] Le Transporteur estime à 221,3 M\$ la valeur de la contribution exigible du Distributeur, montant inclus à l'Entente administrative concernant le raccordement des parcs éoliens retenus par le Distributeur dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2005-03.

[69] Dans une décision pour autoriser le projet de raccordement des parcs du premier appel d'offres du Distributeur pour de l'énergie éolienne, la Régie avait, d'une part, accordé l'autorisation de réaliser le projet et, d'autre part, suspendu le dossier quant au calcul de la contribution et à son versement en attente d'une proposition du Transporteur.

[70] Dans le cadre du dossier tarifaire en cours, il est prévu que ces sujets seront traités dans une seconde phase. La Régie réserve sa décision jusqu'à ce que ces enjeux aient fait l'objet d'une détermination dans le cadre de cette cause.

## 5. CONCLUSION

[71] La demande d'autorisation du projet d'intégration au réseau du Transporteur rencontre les prescriptions de la Loi et de son règlement d'application. En conséquence, la Régie autorise la réalisation du projet.

[72] Quant à la modification du Projet pour y ajouter les investissements découlant de la relocalisation du projet Bas-Saint-Laurent, la Régie accepte la proposition du Transporteur de traiter cette modification dans une seconde phase dont elle fixera la date d'examen ultérieurement.

[73] La Régie autorise la création d'un compte de frais reportés.

[74] La Régie ne se prononce pas sur l'estimation de la contribution du Distributeur, ni sur les modalités de perception de cette contribution puisque ces sujets feront l'objet de discussions dans le cadre de la phase 2 de l'examen de la demande tarifaire du Transporteur actuellement en cours.

[75] **Considérant ce qui précède,**

### La Régie de l'énergie :

**ACCORDE** au Transporteur l'autorisation de réaliser le Projet visant l'intégration de 1936,5 MW de production éolienne, 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;

**ACCUEILLE** la demande du Transporteur de traiter dans une seconde phase la modification au projet pour y ajouter les investissements découlant de la relocalisation du parc Bas-Saint-Laurent;

**INTERDIT** la divulgation et la publication des renseignements contenus aux annexes 3, 4, 5 et 8 de la pièce B-0005 ainsi qu'aux pièces B-0008, B-0009 et B-0010;

**AUTORISE** le Transporteur à créer un compte de frais reportés spécifique, hors base tarifaire, portant intérêt au taux du coût moyen pondéré du capital, et dont les modalités de disposition seront approuvées ultérieurement par la Régie, visant à récupérer les coûts afférents aux travaux pour la réalisation du projet relatif à l'intégration des parcs éoliens découlant de l'appel d'offres A/O 2005-03 au réseau de transport d'Hydro-Québec;

**RÉSERVE** sa décision sur l'estimation de la contribution par le Distributeur ainsi que sur les modalités de recouvrement de cette contribution.

Gilles Boulianne  
Régisseur

**Représentants :**

- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Yves Fréchette;
- 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.