Réponses du Transporteur à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie (« Régie »)

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^O 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À HYDRO-QUÉBEC

1. Références : (i) Pièce B-0005, annexe 3;
(ii) Pièce B-0004, page 10, figure 1.

Préambule :

(i) Schémas unifilaires et de liaison déposés :

Parc éolien	Raccordement	Schémas Déposés
Viger-Denonville	Transporteur	X
MRC de Témiscouata	Transporteur	X
Saint-Damase	Transporteur	
Le Plateau 2	Parc existant	
La Mitis	Parc existant	
Le Granit	Parc existant	
Côte-de-Beaupré	Parc existant	
Saint-Philémon	Distributeur	X
Frampton	Distributeur	X
Pierre-de-Saurel	Distributeur	
Val-Éo	Distributeur	
St-Cyprien	Distributeur	

Le schéma unifilaire pour le poste Lévis est aussi déposé.

(ii) La figure montre l'emplacement géographique des parcs éoliens.

Demandes :

1.1 Veuillez déposer une figure qui montre, en plus des emplacements géographiques des parcs éoliens, les postes Lévis, Micoua, Manicouagan, et Arnaud Sud.

R1.1

Le Transporteur dépose à l'Annexe 1 de la pièce HQT-2, Document 1 une figure présentant les emplacements géographiques des parcs éoliens du Projet et des postes demandés.

1.2 Veuillez déposer, sous pli confidentiel si nécessaire, les schémas unifilaires ou de liaison pour les postes Saint-Damase, Pierre-de-Saurel, Val-Éo, St-Cyprien, Le Plateau 2, La Mitis, Le Granit et Côte-de-Beaupré.

R1.2

Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, à l'Annexe 2 de la pièce HQT-2, Document 1 les schémas de liaison des parcs éoliens demandés.

2. Références : (i) Pièce B-0004, pages 30-31;
(ii) Pièce B-0004, page 34;
(iii) Pièce B-0004, page 5;
(iv) Pièce B-0010, page 8.

Préambule :

(i) *« L'intégration au réseau des 289,9 MW de production éolienne amène une augmentation des transits sur le réseau de transport principal. Cette augmentation des transits affecte la stabilité du réseau, ce qui entraîne une dégradation du niveau de fiabilité de ce dernier. Or, le Transporteur doit assurer la robustesse et la stabilité du réseau face aux événements les plus sévères prévus aux critères de conception. Des travaux de renforcement s'avèrent donc nécessaires afin de pallier à cette situation.*

Les travaux de renforcement requis pour le maintien du niveau de fiabilité et de stabilité du réseau de transport sont présentés en détail aux sections 3.6.1 à 3.6.3 suivantes :

- *Ajout d'un banc de compensation série au poste de Micoua;*
- *Ajout de deux bancs de compensation série au poste de la Manicouagan;*
- *Augmentation des courants nominaux des bancs de compensation série au poste Arnaud Sud.*

La date de mise en service des bancs de compensation série est prévue pour 2018. »

(ii) Les coûts du renforcement du réseau principal sont de 130 M$, ou 45,15 % du coût du projet.

(iii) « Les mises en service des parcs éoliens s'échelonnent de 2013 à 2015, alors que les travaux de renforcement de réseau s'échelonnent de 2016 à 2018. »

(iv) « Les analyses de stabilité du réseau vérifient, entre autres, le rétablissement du réseau de transport suite à l'élimination de défaut en différents points du réseau et en différentes conditions d'exploitation. Les travaux de renforcement du réseau de transport principal s'avèrent donc requis pour le maintien du niveau de fiabilité et de robustesse du réseau et non pour correspondre aux écoulements de puissance. »

Étant donné l'importance de l'investissement (ii), la Régie requiert plus d'information pour s'assurer que l'intégration de ces nouveaux parcs éoliens est la seule cause ou le seul déclencheur du renforcement du réseau principal.

Demandes :

2.1 Veuillez déposer, sous pli confidentiel si nécessaire, les schémas unifilaires pour le poste de la Manicouagan, le poste de Micoua et le poste Arnaud Sud avec l'identification des équipements affectés.

R2.1

Le Transporteur dépose, sous pli confidentiel, à l'Annexe 3 de la pièce HQT-2, Document 1 les schémas unifilaires des postes demandés.

2.2 Veuillez identifier, de façon plus détaillée, les causes des problèmes de stabilité cités en (i) ainsi que les critères applicables, les niveaux de la charge locale et de service de transport point à point considérés pour l'étude.

R2.2

Lors de la réalisation d'études ou d'analyses en lien avec le raccordement de nouvelle production, le Transporteur utilise un réseau de base incluant tous les projets qui ont préséance sur la production à intégrer selon l'ordonnancement du tableau des études d'impact affiché sur le système OASIS. Le Transporteur valide que ce réseau répond à l'ensemble des critères de conception applicables. Pour le cas présent, le réseau de base inclut, entre autres, l'ajout du complexe de la Romaine (1 550 MW) dont la mise en service s'étend jusqu'à 2020-2021, avec plus particulièrement la mise en service de la centrale de la Romaine-3 de 396 MW en 2018.

La charge retenue à l'étude correspond à celle prévue par le Distributeur pour l'année de mise en service de la centrale intégrée le plus tardivement dans le réseau de base. Dans le cas présent, il s'agit de la prévision de charge du Distributeur pour la pointe 2020-2021. Toute la production considérée pour le réseau de base est mise en service. De plus, toutes les demandes de service de transport point à point fermes existantes au moment de l'étude ont été considérées afin d'obtenir un équilibre entre la production et la charge.

La nouvelle production est ensuite ajoutée au réseau de base et ce nouveau réseau est à son tour validé pour détecter tout nouveau problème de stabilité pouvant apparaître. Dans le cas du Projet, l'ajout de la nouvelle production éolienne a entraîné l'apparition de situations qui entrainent la perte de synchronisme des centrales situées sur la Côte-Nord. Ces pertes de synchronisme de centrales sont directement reliées aux événements de pertes de ligne, ce qui s'avère inacceptable du point de vue des critères de conception du réseau.

2.3 Veuillez démontrer que la production additionnelle de ce projet est l'élément déclencheur unique pour les problèmes de stabilité décrits à la réponse de 2.2, en montrant que ces problèmes n'existent pas sans cette production additionnelle et que les problèmes apparaissent lorsque cette production additionnelle est ajoutée.

R2.3

La méthode utilisée pour réaliser les études et analyses d'intégration, telle que décrite à la réponse R2.2, démontre que la production additionnelle du

Projet est l'élément déclencheur unique affectant la stabilité du réseau. Le Transporteur réitère que l'intégration au réseau des 289,9 MW de production éolienne du Projet affecte à elle seule la stabilité du réseau, ce qui entraîne une dégradation du niveau de fiabilité de ce dernier. Les travaux de renforcement retenus permettent de pallier à cette lacune tout en respectant les critères de conception du réseau.

2.4 Veuillez préciser si la stabilité du réseau est à risque entre la mise en production des éoliennes en 2015 et le renforcement du réseau principal en 2018.

R2.4

Le Transporteur confirme que la stabilité du réseau n'est pas à risque entre 2015 et 2018.

2.4.1. Dans la négative, veuillez clarifier comment la nouvelle production peut être l'élément déclencheur d'instabilités futures.

R2.4.1

Voir les réponses R2.2 et R2.3.

2.4.2. Dans l'affirmative, veuillez expliquer comment HQT compte pallier à la situation durant cette période. Veuillez indiquer si ces mesures palliatives sont incluses dans le Projet et en préciser le coût, le cas échéant?

R2.4.2

Sans objet.

2.5 Le cas échéant, veuillez expliquer comment la solution proposée résout les problèmes de stabilité décrits en 2.2 et veuillez indiquer pourquoi les mesures palliatives décrites dans 2.4 ne sont pas satisfaisantes comme solution permanente.

R2.5

Sans objet.

3. Références : (i) B-0005, dernière page de l'annexe 2;
(ii) B-0004, page 35, tableau 6;
(iii) B-0004, page 30;
(iv) B-0004, page 47.

Préambule :

Le coût du projet est de 282 M$ (ii), soit 9 M$ en « maintien des actifs » (iii) et 273 M$ en « croissance des besoins de la clientèle » (iv). Le montant maximal que le Transporteur peut assumer est de 166 M$ (i) et la contribution calculée du Distributeur est de 97 M$ (i); les deux montants ensemble totalisent 263 M$. La différence de 10 M$ entre le 273 M$ et le 263 M$ provient de l'exclusion des frais d'exploitation et d'entretien associés aux remboursements prévus des postes de départ ((i), note 2). Le remboursement total pour les

postes de départ est de 78 M$, le remboursement utilisé pour le calcul de la contribution est de 68 M$, la différence de 10 M$ étant la même différence due à l'exclusion des frais d'exploitation et d'entretien.

Demande :

3.1 Veuillez expliquer comment le remboursement aux promoteurs (78 M$) est comptabilisé, en particulier le montant remboursé des frais d'exploitation et d'entretien (10 M$).

R3.1

Les montants relatifs au remboursement aux promoteurs (78 M$) et particulièrement le montant remboursé des frais d'exploitation et d'entretien (10 M$) sont comptabilisés à titre d'immobilisations corporelles selon les règles de contrat de location financement.

4. Références :
(i) B-0005, dernière page de l'annexe 2;
(ii) B-0004, pages 12-13;
(iii) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Décisions D-2012-010 et D-2012-069, 14 juin 2012, pages 250-251;
(iv) R-3777-2011, B-0033, page 10.

Préambule :

Le Transporteur rembourse le coût réel des postes de départ et des réseaux collecteurs jusqu'à concurrence des maximums qu'il peut assumer (iii). Les remboursements prévus par le Transporteur (i) sont les remboursements maximums qu'il peut assumer le. Le Projet comporte trois types de raccordement (ii):

- Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 120 kV du Transporteur;
- Parcs éoliens raccordés à des parcs éoliens existants;
- Parcs éoliens raccordés sur le réseau à 25 kV du Distributeur.

Selon (iii), « *Dans le cas d'un parc éolien, une contribution maximale distincte, additionnelle à celle indiquée ci-dessus, s'applique au réseau collecteur jusqu'à concurrence des montants maxima suivants : 185 $/kW pour les parcs éoliens n'appartenant pas à Hydro-Québec …, quelle que soit la tension à laquelle est raccordé le parc éolien et le palier de puissance du parc éolien.* »

Les coûts estimés sont présentés dans (iv) pour les douze parcs dans ce Projet, avec une moyenne de 157 $/kW pour les réseaux collecteurs et 166 $/kW pour les postes de départ.

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer que les coûts estimés (iv) sont encore valides?

R4.1

Les coûts estimés sont toujours valides. De plus, aucune mise à jour des coûts estimés n'est attendue d'ici la réception des demandes de remboursement des postes de départ.

4.2 Veuillez confirmer que les contributions maximums pour les réseaux collecteurs et les postes de départ s'appliquent séparément.

R4.2

Conformément à la référence (iii) du préambule, les contributions maximums pour les réseaux collecteurs et les postes de départ des parcs éoliens s'appliquent séparément.

4.3 Veuillez justifier l'utilisation des remboursements maximums permis, pour les postes de départ et pour les réseaux collecteurs, plutôt que l'utilisation des coûts estimés.

R4.3

Le Transporteur juge prudent d'utiliser la contribution maximale admissible pour le réseau collecteur et pour le poste de départ dans ses prévisions budgétaires, et ce, pour les raisons suivantes :

- **Aux fins du calcul du coût unitaire moyen des postes de départ des parcs du Projet et en considérant la contribution maximale admissible (référence (iii)), ce coût, soit 74 $/kW, est deux fois moins élevé que le coût unitaire moyen estimé de 166 $/kW de la référence (iv). Utiliser ces estimés pour des fins de prévisions budgétaires ne serait donc pas conforme à la référence (iii) considérant qu'ils sont supérieurs à la contribution maximale admissible;**
- **Le coût unitaire moyen du réseau collecteur estimé à 157 $/kW de la référence (iv) pour les douze projets retenus est comparable à la contribution maximale autorisée de 161 $/kW en excluant les frais d'entretien et d'exploitation de 15 %. L'impact au niveau budgétaire est par conséquent minime;**
- **Conformément à l'article 12 A et à la section B de l'appendice J des *Tarifs et conditions de services de transport d'Hydro-Québec (les « Tarifs et conditions »)*, le Transporteur et le propriétaire de la centrale doivent convenir d'une entente de raccordement dans laquelle les contributions maximums admissibles pour le remboursement du réseau collecteur et du poste de départ sont inscrites. Étant donné que le Transporteur doit rembourser les coûts réels du poste de départ et du réseau collecteur jusqu'à concurrence des contributions maximums permises, et ce, malgré les estimés fournis dans le cadre de l'A/O 2009-02, le Transporteur juge adéquat d'utiliser les contributions maximums permises dans ses prévisions budgétaires.**

4.4 Puisque les postes de départ pour les parcs éoliens existants ont déjà bénéficié d'un remboursement, du moins partiel dans le cadre d'un autre projet, veuillez décrire comment le remboursement du poste de départ déjà en place sera calculé. Veuillez fournir pour chacun des parcs existants, les coûts réels et les remboursements du poste de départ et des réseaux collecteurs, en distinguant les coûts du Projet des coûts associés au projet d'origine.

R4.4

Pour le remboursement du poste de transformation des parcs éoliens du Projet qui partagent le même poste de transformation qu'un parc existant, les coûts réels admissibles au remboursement applicables à ce parc éolien sont définis comme suit :

- **Les coûts reliés aux équipements et aux infrastructures spécifiquement requis pour le raccordement de ce parc éolien au poste de transformation et qui ne sont pas partagés avec d'autres parcs éoliens existants ;**
- **Pour les équipements communs ou les infrastructures communes du poste de transformation partagées avec d'autres parcs éoliens existants, les coûts additionnels découlant d'une mise à niveau, d'un rehaussement ou d'un agrandissement qui sont requis pour raccorder ce parc éolien.**

À ce jour, seul le remboursement du poste de départ et du réseau collecteur du parc éolien Le Plateau a été réalisé. Les coûts soumis au Transporteur par le producteur pour ce parc s'élèvent à :

Réseau collecteur :	**19,6 M$**
Poste de départ :	**13,3 M$**
Total :	**32,9 M$**

À noter que ces coûts incluent un montant de 15 % pour couvrir les dépenses d'exploitation et de maintenance sur une période de 20 ans.

Conformément à l'entente de raccordement du parc éolien Le Plateau, le montant final remis au promoteur par le Transporteur pour le poste de départ et le réseau collecteur tient compte des engagements du producteur à l'égard du Distributeur dans le contrat d'approvisionnement en électricité. Ainsi, le montant remboursé au producteur par le Transporteur est de 26,3 M$. Le solde du montant, soit 6,5 M$ a été remboursé au Distributeur.

À la réception de la demande de remboursement du parc éolien Le Plateau 2, qui partage une partie du poste de départ du parc éolien Le Plateau, le Transporteur remboursera au promoteur les coûts réels du réseau collecteur jusqu'à concurrence de la contribution maximale admissible, puisque le réseau collecteur du parc éolien Le Plateau 2 est indépendant du parc éolien existant. De plus, les coûts du poste de départ du parc éolien Le Plateau 2 seront remboursés conformément au processus mentionné ci-dessus.

De même, pour les autres parcs éoliens qui auront à partager un même poste de départ avec un parc éolien existant, le processus ci-haut mentionné sera appliqué.

5. Référence : (i) B-0004, page 30.

Préambule :

(i) Le coût attribuable au volet « maintien des actifs » est de 8,7 M$.

Demandes :

5.1 Quelle est la durée de vie utile restante ainsi que la valeur comptable nette des équipements retirés dans le cadre du Projet?

R5.1

Lors de l'année du remplacement, ces équipements auront atteint la fin de leur durée d'utilité et, conséquemment, auront une valeur résiduelle nulle.

5.2 Le cas échéant, veuillez décrire brièvement comment une valeur comptable nette positive sera comptabilisée.

R5.2

Voir la réponse R5.1.

6. Références : (i) B-0004, page 29;
(ii) B-0004, page 33;
(iii) B-0005, annexe 3;
(iv) R-3646-2007, B-9, Réponses du Transporteur à la demande de renseignements nº 3 de la Régie de l'énergie, pages 5-6.

Préambule :

(i) « *…afin de se prémunir contre un événement aux conséquences significatives, le Transporteur ajoute au poste de Lévis deux nouveaux disjoncteurs à 735 kV en série à ceux existants. Ainsi, la perte simultanée de deux transformateurs sera évitée lors de défaillance de disjoncteur.* »

(ii) « *Comme mentionné plus avant, l'enjeu relié au réseau régional Matapédia est le risque de perte de deux transformateurs à 735/315 kV simultanément ayant pour cause la possibilité d'une défaillance de disjoncteur. Il appert que pour mitiger ce risque, l'ajout de disjoncteurs en série est la meilleure solution technique et économique.*
…
De plus, les contraintes reliées à l'espace disponible au poste de Lévis et la proximité d'habitations résidentielles éliminent la possibilité de toute autre solution réaliste. »

(iii) Le schéma unifilaire de la transformation de Lévis 735kV-315kV.

(iv) « Le Transporteur expose ci-après le critère qui détermine les exigences auxquelles il se réfère et qui le conduisent à installer deux disjoncteurs en série.

Le Transporteur doit s'assurer de maintenir la stabilité du réseau sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial pour une série d'événements dont « un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, un transformateur ou une section de barre, avec élimination différée du défaut» ou « un défaut monophasé permanent sur un disjoncteur, avec élimination normale du défaut ». Ces événements entraîneraient la perte de deux transformateurs de 1650 MVA, ce qui est inacceptable en fonction des critères de conception du réseau. Ainsi, les deux disjoncteurs à 735 kV en série entre les transformateurs prémunissent le Transporteur contre les conséquences des événements décrits.

Enfin, le Transporteur souligne que le disjoncteur supplémentaire représente la solution la moins coûteuse. »

Demandes :

6.1 Veuillez déposer la norme ou le critère qui conduit le Transporteur à installer deux disjoncteurs en série, et veuillez identifier la source de ce critère (par exemple, la norme NERC, le critère NPCC ou une exigence d'Hydro-Québec).

R6.1

Le Transporteur s'appuie sur un critère de conception interne relié à l'évaluation de la robustesse du réseau principal. Ce critère stipule que la stabilité du réseau doit être maintenue durant et après le plus grave des événements suivants, sans perte de charge et sans l'aide d'un système de protection spécial (SPS), compte tenu du système de réenclenchement :

- **Un défaut monophasé permanent sur un circuit de transport, un transformateur ou une section de barre, avec élimination différée du défaut ;**
- **Un défaut monophasé permanent sur un disjoncteur, avec élimination normale du défaut.**

Ce critère de conception impose que des mesures soient prises afin d'éviter que se produise cet événement. De plus, une action locale, et non un SPS, doit corriger la situation. Il en résulte que l'ajout des deux disjoncteurs au poste de Lévis est la solution optimale qui respecte toutes les exigences.

7. Références : (i) B-0004, page 29;
(ii) R-3742-2010 Phase 1, B-0019, page 18-19;
(iii) B-0004, page 27.

Préambule :

(i) « *Depuis les appels d'offres éoliens précédents, lorsque le réseau régional Matapédia est en condition de faible charge (été) et que tous les parcs éoliens raccordés sur ce réseau sont exploités à leur puissance nominale, il advient que l'excédent de la production éolienne par rapport à la charge soit transporté vers le réseau principal, soumettant ainsi les transformateurs T-12, T-13 et T-14 (1 119 MVA chacun à 735/315 kV) du poste de Lévis à un fort transit. Comme mentionné, avec l'arrivée des cinq nouveaux parcs éoliens de l'appel d'offres A/O-2009-02, la puissance installée totale de source éolienne sur le réseau régional Matapédia atteindra 1,835 MW. La perte de deux transformateurs lors de défaillance de disjoncteur combiné à la condition de réseau décrite précédemment est suffisante pour entraîner une surcharge assez sévère du dernier transformateur demeurant en service pour causer son déclenchement. La conséquence directe étant la perte de tout le réseau région Matapédia. Le Transporteur précise que cette possibilité de surcharge est surveillée depuis de nombreuses années* …»

(ii) « *Toutefois, une particularité a été retenue par le Transporteur et ce, à la demande du Distributeur. Ainsi, en condition de faible charge sur le réseau, la production des quatre parcs éoliens raccordés sur le réseau Matapédia sera gérée afin de limiter le transit de Rimouski vers Lévis sous la valeur de la perte de puissance en première contingence autorisée. À titre indicatif, cette valeur se situe généralement entre 1,000 à 1,500 MW.* »

(iii) Les ajouts en Gaspésie totalisent 119,7 MW.

Demandes :

7.1 Veuillez déposer les éléments suivants :

a. Les deux spécifications (hiver/été) des transformateurs (T-12, T-13, T-14), ainsi qu'un tableau avec les seuils de surcapacité et de durée permise en surcapacité.

R7.1a

Le Transporteur dépose au tableau 1 suivant, les caractéristiques des transformateurs T-12, T-13 et T-14.

Tableau 1

Caractéristiques des transformateurs T-12, T-13 et T-14

Identification				Caractéristiques	
Installation	Lévis 735-315-230 kV			**Tensions (kV)**	735 / 317,4 / 12,5
Position	T12-A	T12-B	T12-C	**Mode de refroidissement**	ONAN / ONAF I / ONAF II
Fabricant	CGE	ASEA	ASEA	**Puissance (MVA)**	672 / 897 / 1119
Numéro de série	289525	6311676	6311675	**Température ambiante (°C)**	30
No(H-Q)	1UC0411	1U-3525	1U-3501	**Échauffement spécifique**	65

Identification				Caractéristiques	
Installation	Lévis 735-315-230 kV			**Tensions (kV)**	735 / 317,5 / 12,5
Position	T13-A	T13-B	T13-C	**Mode de refroidissement**	OFAF
Fabricant	CGE	CGE	CGE	**Puissance (MVA)**	1119
Numéro de série	287741	287739	287740	**Température ambiante (°C)**	30
No(H-Q)	1UC0888	1UC0889	1UC0890	**Échauffement spécifique**	65

Identification				Caractéristiques	
Installation	Lévis 735-315-230 kV			**Tensions (kV)**	735 / 317,4 / 12,5
Position	T14-A	T14-B	T14-C	**Mode de refroidissement**	ONAN / ONAF I / ONAF II
Fabricant	ASEA	ASEA	ASEA	**Puissance (MVA)**	672 / 897 / 1119
Numéro de série	6311845	6294404	6294403	**Température ambiante (°C)**	30
No(H-Q)	1UD0093	1UA0082	1UA0081	**Échauffement spécifique**	65

Les transformateurs du poste de Lévis sont tous trois de puissance identique comme l'indiquent les données du tableau 1.

Par ailleurs, le Transporteur tient à mentionner que l'installation des deux nouveaux disjoncteurs est liée à une condition de surcharge été seulement. La capacité hiver n'est pas à prendre en considération dans le cas de la production éolienne de la Gaspésie. Le Transporteur précise, à titre informatif, que la surcapacité à 0°C est de 22 % en permanence pour les transformateurs T-12 et T-13, et de 18 % pour le T-11. Le facteur de surcharge est dépendant du mode de refroidissement, qui est différent entre ces transformateurs.

En été, il n'y a aucune surcapacité sur les transformateurs à 30°C, ce qui limite le transit à 1 119 MVA, soit la valeur nominale d'un transformateur, suite à la perte de deux transformateurs.

b. La capacité ferme de transfert entre les points Lévis 735 kV et Lévis 315 kV avant l'ajout des nouveaux disjoncteurs, et ce, pour des conditions été et hiver.

R7.1b

Le Transporteur évalue la capacité ferme de transfert en tenant compte du nombre total de transformateurs à 735/315 kV installés et en considérant un appareil en retrait (N-1). Dans le cas actuel, la capacité ferme été est 2 238 MVA, soit deux transformateurs à leur puissance nominale. En été, il n'y a pas de surcapacité comme mentionné à la réponse R7.1a et les conditions hiver ne sont pas à prendre en considération.

De plus, la capacité ferme de transfert ne tient pas compte des jeux de barres ni du nombre et de la disposition des appareils de coupure et de sectionnement. La capacité ferme est donc la même avant et après l'installation des nouveaux disjoncteurs soit 2 238 MVA.

Le Transporteur précise que la capacité ferme n'est pas une limitation dans le cas actuel. La situation est plutôt causée par les événements entraînant la perte de deux transformateurs simultanément. Dans ces situations, la capacité de transfert restante est de 1 119 MVA seulement.

c. La capacité ferme de transfert entre les points Lévis 735 kV et Lévis 315 kV après l'ajout des nouveaux disjoncteurs et ce, pour des conditions été et hiver.

R7.1c

Voir la réponse R7.1b.

d. Les données considérées pour déterminer le transit de puissance dans la transformation 735 kV-315 kV en pointe et en creux, avec et sans la nouvelle production éolienne de ce Projet. Ces données devraient comprendre au moins la charge locale (MW) de la Gaspésie desservie, les échanges de puissance avec le Nouveau-Brunswick, la puissance produite par la production éolienne ainsi que les écoulements de puissance dans la transformation qui résultent des conditions d'exploitation considérées.

R7.1d

Tout d'abord, le Transporteur réitère que les conditions de pointe hiver sont absentes et n'ont aucune incidence sur le besoin des nouveaux disjoncteurs qui sont requis pour le réseau de creux d'été.

Lors de l'étude d'écoulement de puissance, la production éolienne totale de la Gaspésie fut évaluée à 1 812 MW. Des changements subséquents à quelques parcs éoliens ont porté le maximum à 1 835 MW (référence : page 28 de la demande, HQT-1, Document 1). Cette modification étant mineure les conclusions des études peuvent être considérées inchangées.

Une valeur de charge minimale en Gaspésie de 400 MW fut retenue pour le calcul des capacités thermiques des équipements. Cette valeur provient de diverses mesures réelles effectuées durant les années passées lors des creux d'été. Le Transporteur ne possède pas de prévision du creux de charge.

Les interconnexions de Madawaska et de Eel River n'ont pas été considérées lors de l'étude, leur transit est par conséquent nul. Il est cependant important de mentionner qu'un mode importation sur les interconnexions ne ferait que dégrader davantage la situation.

Les écoulements de puissance, avec un seul transformateur au poste de Lévis, montrent une surcharge de 10 % au transformateur à 735/315 kV. Comme mentionné précédemment, il n'y a pas de surcapacité sur ce transformateur à 30°C.

7.2 Si l'ajout de disjoncteurs s'appuie sur le respect d'un critère :

a. Veuillez identifier le critère, sa source (norme, critère régional, critère TransÉnergie), et en fournir la description générale.

R7.2a

Voir la réponse R6.1.

b. Veuillez décrire comment le poste satisfait actuellement ce critère.

R7.2b

Avant la venue des parcs éoliens du troisième appel d'offres éolien, une perte simultanée de deux transformateurs à 735/315 kV sur un réseau en creux de charge été avec une production éolienne au maximum n'entraînait pas de surcharge du troisième transformateur. Cependant, ce dernier transformateur se retrouve à un niveau de charge équivalent à 100 % de sa valeur nominale.

Cette situation est décrite à la pièce HQT-1, Document 1, page 29, lignes 20 à 23 du présent dossier :

> ***« Le Transporteur précise que cette possibilité de surcharge est surveillée depuis de nombreuses années, mais tant que le seuil de puissance critique n'a pas été atteint, aucune action n'a été requise. Or, ce seuil de puissance critique sera atteint avec la mise en service du Projet et l'addition des disjoncteurs deviendra donc nécessaire. »***

c. Veuillez expliquer comment l'ajout de 119,7 MW de production cause le non-respect de ce critère.

R7.2c

Comme mentionné à la réponse R7.2b, il n'y a aucune marge de manœuvre afin d'ajouter de la production en Gaspésie tout en respectant le critère. Avec les cinq nouveaux parcs éoliens en Gaspésie (119,7 MW) et un seul transformateur à 735/315 kV de 1 119 MVA en service au poste de Lévis, ce

transformateur devrait supporter une surcharge de 110 % en creux d'été à 30°C. Comme indiqué à la réponse R7.1a, puisqu'aucune surcapacité n'existe pour cette condition, la surcharge n'est pas admissible.

7.3 Si l'ajout de disjoncteurs s'appuie sur une analyse statistique de risque d'événement (probabilité, impact) plutôt que sur un critère établi (voir question précédente) :

a. Veuillez fournir les conclusions de cette analyse.

R7.3a

Sans objet. Le Transporteur n'a pas effectué d'analyse de probabilité.

b. Veuillez fournir, si disponible, le calcul du risque associé à la probabilité que l'un des deux disjoncteurs dans ce poste fasse défaut durant le creux annuel de la charge au même moment que la production éolienne est au maximum.

R7.3b

Voir la réponse R7.3a.

7.4 Veuillez expliquer le contrôle que peut exercer le Transporteur, dans ses différents rôles, sur le niveau de puissance produite par les parcs éoliens présentement en service et proposés dans cette région. Cette explication devrait, sans s'y limiter, répondre aux questions suivantes :

a. Est-ce que la production de parcs éoliens existants (comme semble indiquer (iii)) est actuellement contrainte, l'a t elle été dans le passé ou est-il prévu qu'elle le soit dans l'avenir?

R7.4a

Comme mentionné à la référence (ii) du préambule, le Transporteur peut restreindre la production éolienne afin de limiter le transit sur les lignes entre les postes de Rimouski et de Lévis afin de ne pas dépasser la valeur de la perte de puissance en première contingence. Il est également mentionné que cette valeur se situe généralement entre 1 000 et 1 500 MW. Cette contrainte de puissance découle du deuxième appel d'offres éolien.

Jusqu'à présent, la production éolienne n'a pas été contrainte, mais le Transporteur précise que les parcs éoliens du deuxième appel d'offres ne sont pas encore tous en service en Gaspésie. La deuxième phase du parc éolien de Lac-Alfred est mise en service en août 2013 et le parc éolien Vents-du-Kempt sera mis en service à l'automne 2014.

Après 2014, lorsque le deuxième appel d'offres éolien sera complété en Gaspésie, les restrictions d'exploitation sur les parcs éoliens deviennent plus probables.

b. Est-ce qu'il est prévu que les parcs éoliens de ce Projet soient contraints?

R7.4b

Les cinq parcs éoliens du Projet qui sont raccordés en Gaspésie peuvent être contraints.

c. Le cas échéant, comment ces contraintes sont-elles appliquées?

R7.4c

Le Centre de conduite du réseau (« CCR ») d'Hydro-Québec a la responsabilité d'évaluer la condition du réseau et les prévisions de charge et de puissance éolienne de la Gaspésie 24 heures d'avance, ce qui permet de déterminer si la production éolienne doit être restreinte ou non. Le CCR avise alors le Centre de téléconduite (« CT ») d'Hydro-Québec des actions à prendre. Par la suite les opérateurs du CT informent les opérateurs des parcs éoliens sélectionnés sur la durée du retrait et sur la quantité de puissance à retirer du réseau.

d. Quel est le contrôle que TransÉnergie dans ces différents rôles NERC (TO, TOP, BA, CF) peut effectuer sur la production éolienne existante ou proposée? Par exemple, est-ce possible pour le Transporteur, directement ou par sa Direction – Contrôle des mouvements d'énergie (CMÉ), d'effectuer un certain contrôle sur la production des éoliennes existantes et proposées? Le cas échéant, quels sont les délais pour ce genre de contrôle de la production, quelle est la quantité de délestage ou de rejet de production potentiellement impliquée, et est-ce que ce délestage ou rejet affecte les critères de fiabilité qui s'appliquent à ce poste (question 6.3)?

R7.4d

Comme mentionné à la réponse R7.4c, la gestion de la puissance par le CCR est prévue 24 heures d'avance en fonction de tous les paramètres du réseau. Les actions sont ensuite prises par les opérateurs du CT.

7.5 Veuillez expliquer s'il est possible de faire un automatisme qui protège le réseau en première contingence contre une surproduction de l'éolien, en précisant les avantages et désavantages d'un tel automatisme par rapport à un renforcement du réseau.

R7.5

Comme mentionné précédemment à la réponse R6.1, le Transporteur s'appuie sur les critères de conception qui interdisent que ce genre d'événement soit résolu avec l'aide d'un système de protection spécial (SPS).

Aussi, le Transporteur considère nécessaire de régler localement la situation au poste de Lévis avec une solution permanente et simple. Un automatisme, s'il était permis, serait complexe (entre autres, l'automatisme devrait tenir compte de la température extérieure) et très dépendant des systèmes de télécommunications pour agir sur les parcs éoliens.

8. Références : (i) B-0005, Annexe 2;

(ii) B-0004, page 32.

Préambule :

(i) L'entente entre le Transporteur et le Distributeur est signée le 5 mars 2013.
(ii) *« Par ailleurs, le Transporteur mentionne qu'il ne pourra apporter sans autorisation préalable de la Régie aucune modification au projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la description technique ainsi que les coûts ou la rentabilité y étant associés.* »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser si tous les parcs éoliens prévus à l'entente du 5 mars 2013 sont toujours prévus être raccordés.

R8.1

À ce jour, il est prévu que tous les projets prévus à l'entente du 5 mars 2013 soient raccordés.

8.2 Advenant qu'un des projets éoliens impliqués dans ce Projet ne soit pas construit, veuillez expliquer dans quelles conditions, le Transporteur prévoit, le cas échéant, en informer la Régie.

R8.2

Comme mentionné à la section 5.5 de la pièce HQT-1, Document 1 de sa preuve, le Transporteur assurera un suivi étroit des coûts de son projet. Aussi, l'état d'avancement du Projet incluant tout écart important en termes de coût et de contenu fera l'objet de suivi dans le cadre des rapports annuels du Transporteur. Au besoin, une lettre en suivi administratif de la décision à venir dans le présent dossier sera acheminée à la Régie pour l'informer de la situation.

8.3 Advenant qu'un projet éolien ne soit pas construit, veuillez indiquer si une réévaluation du besoin des renforcements du réseau régional de Matapédia et du réseau principal serait requise.

R8.3

Le Transporteur prend en considération tous les changements (annulation d'un projet, transfert d'éoliennes d'un site à un autre, etc.) dans les projets de parcs éoliens existants ou à venir et réévalue les besoins de renforcement de réseau en conséquence.

9. Références : (i) Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec, Décisions D-2012-010 et D-2012-069, 14 juin 2012, pages 257-258;
(ii) B-0004, page 7;
(iii) B-0004, page 48;
(iv) B-0005, annexe 7 Impact Tarifaire;
(v) Hydro-Québec Distribution, « État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 », page 24;
(vi) D-2007-141 sur R-3631-2007, pages 24-25.

Préambule :

(i) « *Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau… est égal à 571 $/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau… Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 15 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables.* »

(ii) « *Le Projet vise à répondre à la demande de raccordement du Distributeur afin de permettre à ce dernier de s'approvisionner auprès de producteurs éoliens en vue d'alimenter la charge qu'il dessert.* »

(iii) « *Le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif de transport.* »

(iv) Le tableau ne montre pas d'impact tarifaire et utilise 290 MW comme charge incrémentale (Nouvelle charge).

(v) Le Distributeur prend 35 % de la capacité du Projet pour satisfaire sa demande.

(vi) « *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.*

La déficience de revenus constatée est majeure.
…

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, ... le Transporteur devra présenter une proposition quant au traitement de la déficience de revenus découlant du Projet … »
Pour que le Projet assure la neutralité tarifaire à la marge affirmée dans (iii) et démontrée dans le tableau (iv), il faut que les hypothèses du calcul de la contribution maximale dans (i) soient respectées. Alors, pour chaque MW additionnel de capacité ajoutée, il faut que le revenu additionnel par MW de capacité soit comparable au revenu présumé dans (i). Le Transporteur obtient des revenus additionnels du Distributeur en fonction de la croissance de la puissance coïncidente à la pointe.

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer et justifier que la Nouvelle charge n'a pas été comptée plus qu'une fois et ne sera pas comptée plus qu'une fois pour déterminer une allocation maximale pour le Distributeur, en démontrant que la Nouvelle charge dans ce Projet n'a jamais été utilisée dans un calcul de contribution maximale dans un autre projet supportant la croissance de la charge du Distributeur, et qu'elle ne sera jamais utilisée dans un projet futur servant à supporter la croissance du Distributeur (par exemple, des projets pour l'ajout de postes satellites).

R9.1

Le Transporteur note que les interrogations soulevées par la Régie dans le cadre de la présente demande ont spécifiquement trait à un sujet dont l'étude doit être réalisée dans le cadre du dossier générique sur la politique d'ajouts.

Par ailleurs, le Transporteur rappelle qu'il présente sa demande en vertu de l'article 73 de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi ») et ne propose, de ce fait, aucune modification aux *Tarifs et conditions*, celles-ci devant être examinées dans le cadre de demandes introduites selon l'article 48 de la Loi.

En réponse à cette question toutefois, le Transporteur réitère, tel qu'il en a déjà été fait mention par le passé, que dans le cadre du service de transport offert à la charge locale, aucune association n'est faite entre les différentes ressources alimentant les différentes charges.

Dans le cadre du présent dossier, le Transporteur souligne qu'il applique l'allocation maximale en vertu de la section E de l'Appendice J des *Tarifs et conditions* en vigueur. Ainsi, la puissance maximale en kW à transporter sur le réseau correspond à la puissance installée des parcs éoliens visés par la demande R-3836-2013.

Pour le Projet, cette allocation est octroyée au Distributeur pour le raccordement de ressources destinées à alimenter la charge locale, en vertu de la section B de l'Appendice J des *Tarifs et conditions*.

En ce qui a trait aux ajouts destinés à satisfaire aux besoins de croissance de la charge locale, tels que des projets d'ajouts aux postes satellites, le Transporteur applique les dispositions de la section C de l'Appendice J des *Tarifs et conditions.*

9.2 Veuillez fournir la Nouvelle charge, sous forme de tableau par année pour les 20 années de l'analyse tarifaire, avec les revenus estimés que le Distributeur paiera au Transporteur pour cette nouvelle puissance, en identifiant et justifiant les hypothèses nécessaires aux calculs. Ces hypothèses doivent comprendre, au minimum :

- Le facteur d'utilisation de l'énergie éolienne des nouveaux parcs (référence (v))
- La croissance dans le temps du revenu provenant du Distributeur, associée à sa demande en pointe, et le facteur qui permet de corréler ou aligner cette croissance de revenus avec la production dans le Projet.

R9.2

Le Transporteur considère une puissance maximale à transporter sur le réseau pour le Projet équivalente à la puissance installée de 289,9 MW et ce, pour au moins les 20 prochaines années, soit de 2013 à 2033, ce qui correspond à un facteur d'utilisation de 100 %. Cette pratique, appliquée uniformément par le Transporteur à tous les projets d'intégration de ressources à ce jour, correspond à la façon dont il planifie et réalise les ajouts au réseau de transport requis pour rencontrer le critère de conception d'intégration sans congestion.

Les *Tarifs et conditions* ne prévoient pas de dispositions spécifiques quant à l'utilisation d'un facteur de puissance pour les ressources du Distributeur ou pour une filière énergétique spécifique.

Le Transporteur souligne également que sa preuve documentaire est identique quant à sa facture et à son contenu à celle des projets antérieurs de raccordement au réseau de transport des ressources du Distributeur acquises par appels d'offres.

Par ailleurs, le service de transport pour l'alimentation de la charge locale, est un service de transport intégré. Pour ce service, les revenus provenant du Distributeur sont établis en tenant compte de la prévision des besoins de transport de la charge locale. Il n'y a donc pas de lien entre les revenus du Transporteur provenant du Distributeur et chacune des ressources de ce dernier prises isolément.

Le tableau 2 présente la nouvelle charge du Projet (en MW) à transporter pour les 20 prochaines années.

Tableau 2

Nouvelle charge du Projet à transporter pour les 20 prochaines années

(en MW)

	Nouvelle charge à transporter suite au Projet	
année	annuelle	Cumul
2013	71,6	71,6
2014	96,7	168,3
2015	121,6	289,9
2016		289,9
2017		289,9
2018		289,9
2019		289,9
2020		289,9
2021		289,9
2022		289,9
2023		289,9
2024		289,9
2025		289,9
2026		289,9
2027		289,9
2028		289,9
2029		289,9
2030		289,9
2031		289,9
2032		289,9
2033		289,9

10. Référence : (i) B-0002, page 2.

Préambule :

(i) « Par ces motifs, plaise à la Régie : …Interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 3. »

Demande :

9.3 Veuillez indiquer et justifier la durée désirée de l'interdiction demandée.

R10.1

Le 9 avril 2013, Transporteur a déposé sous pli confidentiel, à l'Annexe 3 de la pièce HQT-1, Document 1, les schémas unifilaires et de liaison suivants :

- **le schéma de liaison des parcs éoliens Viger-Denonville et MRC de Témiscouata, tous les deux raccordés au réseau à 120 kV du poste de Rivière-du-Loup ;**
- **le schéma de liaison du parc éolien Saint-Philémon ;**
- **le schéma de liaison du parc éolien Frampton ;**
- **le schéma unifilaire de la section 735/315 kV du poste de Lévis.**

Conformément à l'article 30 de la Loi et à l'article 33 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*, le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance interdisant la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce HQT-1, Document 1, Annexe 3, en raison de son caractère confidentiel, pour des motifs d'intérêt public et comme la Régie l'a déjà ordonné pour le même type d'informations dans ses nombreuses décisions dont les quelques décisions suivantes: D-2005-113, D-2007-125, D-2008-129, D-2009-014, D-2009-131, D-2010-023, D-2010-115 et D-2011-026.

Aucun intéressé n'a contesté la demande du Transporteur dans les délais prescrits (article 34 du *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*) et ils sont maintenant forclos de le faire. Aucun intéressé n'a demandé d'avoir accès aux documents visés par la demande de confidentialité du Transporteur. La demande de confidentialité ne cause, à l'évidence, préjudice à personne et la Régie est en mesure d'exercer sa juridiction sans entraves.

La demande du Transporteur est appuyée par l'affirmation solennelle de M. Mario Pilot, chef, Études et projets pour la division Hydro-Québec TransÉnergie qui affirme que :

- **Les schémas unifilaires et de liaison concernant une partie du réseau de transport afférente au Projet et contient des renseignements d'ordre stratégique concernant les installations du Transporteur ;**

- **Les schémas contiennent des informations de la nature de celles identifiées par la Federal Energy Regulatory Commission dans ses multiples ordonnances concernant la sécurité des installations électriques et les installations du Transporteur sont sujettes au même type de risque de sécurité ;**
- **La divulgation publique de ces renseignements faciliterait la localisation des diverses installations au-delà de leur simple aspect visuel (lignes et postes), permettrait d'identifier leurs caractéristiques et ainsi pourrait compromettre la sécurité du réseau de transport du Transporteur.**

Le Transporteur a demandé à la Régie, de façon consistante depuis plusieurs années, le traitement confidentiel des schémas unifilaires et d'écoulement de puissance, toujours pour les mêmes raisons de sécurité de ses installations et de respect du caractère confidentiel d'informations stratégiques provenant de tiers.

Par essence, les installations critiques et les renseignements qui les concernent avec les motifs de sécurité qui s'y rattachent, bénéficient de l'attribut de la pérennité et les renseignements correspondants n'ont pas de péremption. Pour cette raison, la Régie n'a jamais mis en place de délai de divulgation publique de l'information.

Pour ces motifs, le Transporteur soumet que le caractère confidentiel de ces renseignements a toujours été reconnu par la Régie et doit le demeurer, et ce, sans restriction de durée.