

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

1 **DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS No 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À**
2 **LA DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE AU PROJET À 735 kV DE**
3 **LA CHAMOUCOUANE – BOUT-DE –L'ÎLE**

4 **SOLUTIONS ENVISAGÉES**

- 5 **1. Références :** (i) Pièce B-0006, tableau 3, p. 34;
6 (ii) Pièce B-0008, annexe 4, p. 4;
7 (iii) Dossier R-3893-2014, pièce B-0006;
8 (iv) Pièce B-0006, p. 27;
9 (v) Pièce B-0006, p. 45.

10 **Préambule :**

- 11 (i) La comparaison économique des solutions montre que la solution 2 entraîne des pertes
12 électriques de 873,7 M\$.
- 13 (ii) Des données relatives à la composante « *pertes électriques* » sont comptabilisées dès 2016.
14 Les pertes électriques de la solution 2 sont évaluées annuellement à 524 000 MWh en énergie
15 et à 117 MW en puissance. Le Transporteur associe des valeurs à ces pertes électriques. Ces
16 valeurs s'établissent, notamment, de 110 \$/MWh à 124 \$/MWh de 2016 à 2022.
- 17 (iii) Pour la période de 2016 à 2022, les valeurs associées aux pertes électriques varient de 40 à
18 45 \$/MWh pour ce qui est des pertes en énergie.
- 19 (iv) « *Par ailleurs, la nouvelle ligne contribuera dès sa mise en service à réduire les pertes*
20 *électriques sur le réseau.* »
- 21 (v) Le Transporteur indique que la mise en service du Projet est prévue pour septembre 2018.

22 La Régie constate, notamment, que des pertes sont comptabilisées dans l'analyse économique du
23 Projet avant la mise en service du Projet.

24 La Régie constate aussi un écart considérable entre les valeurs utilisées pour évaluer les pertes
25 électriques dans le présent dossier et celles utilisées dans le dossier R-3893-2014.

26 **Demandes :**

- 27 1.1 Veuillez présenter les hypothèses retenues pour l'évaluation du niveau des pertes en
28 énergie de 524 GWh et en puissance de 117 MW.

29 **R1.1**

30 **La valeur de 117 MW représente l'écart de pertes en puissance entre les deux**
31 **solutions étudiées, soit celui de l'ajout d'une nouvelle ligne au réseau de**
32 **transport principal à 735 kV et celui de l'ajout massif de compensation série.**
33 **Cet écart est évalué à la pointe de charge du réseau. Le réseau simulé incluait**

1 le 2 000 MW de l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en
2 énergie éolienne ainsi que le 1 550 MW du complexe de la Romaine.

3 Les pertes en énergie hors-pointe de 524 GWh évaluées sur une base annuelle
4 sont calculées à partir de l'écart de pertes en puissance et du facteur de
5 charge annuel moyen selon les formules présentées plus bas.

6 **Les hypothèses retenues sont :**

7 **Pertes en puissance : 117 MW**

8 **Facteur de charge (fc) : 0.70**

9 **Facteur de pertes (fp) : $0.9 \times fc^2 + 0.1 \times fc = 0.511$**

10 **Pertes en énergie : (Pertes en puissance) x fp x 8760 heures = 524 GWh**

11 1.2 Veuillez préciser la source des valeurs associées aux coûts de ces pertes électriques, en
12 indiquant la date de leur évaluation.

13 **R1.2**

14 Dans le cadre de l'évaluation du coût des pertes électriques, le Transporteur
15 utilise les « *Coûts marginaux en énergie et en puissance* » fournis par le
16 Distributeur. Au moment de réaliser l'analyse économique visant à comparer
17 entre elles les solutions d'un projet, les derniers coûts fournis par le
18 Distributeur sont utilisés.

19 Dans le cadre du présent dossier, l'analyse réalisée en 2009 l'a été sur la base
20 des informations fournies par le Distributeur en décembre 2008. Les coûts
21 étaient :

22 **En puissance :**

- 23 • 40 \$/kW à partir de 2011 (\$ 2008, indexé à 2 % par année)

24 **En énergie :**

- 25 • 9,4 ¢/kWh à partir de 2012 (\$ 2008, indexé à 2 % par année)

26 Après indexation, ces valeurs deviennent notamment 47 à 53 \$/kW pour les
27 pertes en puissance entre 2016 et 2022 et 110 \$/MWh à 124 \$/MWh pour les
28 pertes en énergie sur la même période.

29 1.3 Veuillez justifier l'écart entre les valeurs (en \$) des pertes en énergie utilisées dans le
30 présent dossier (référence (ii)) et les valeurs (en \$) utilisées dans le dossier R-3893-2014
31 (référence (iii)), particulièrement pour l'évaluation des pertes avant 2023.

32 **R1.3**

33 Comme mentionné en réponse à question 1.2, les coûts de pertes utilisés dans
34 le présent dossier sont ceux fournis par le Distributeur en décembre 2008. Les
35 coûts utilisés dans le dossier R-3893-2014 correspondent plutôt à ceux fournis
36 par le Distributeur en mars 2012, soit les plus récents par rapport au moment
37 où l'analyse économique des solutions a été réalisée dans ledit dossier. Ces
38 coûts sont repris ici :

- 1 **En puissance :**
- 2 • 10 \$/kW de 2012 à 2014 (\$ 2011, indexé à 2 % par année)
- 3 • 27,39 \$/kW en 2015 (\$ courants)
- 4 • 40 \$/kW pour 2016 et suivantes (\$ 2011, indexé à 2 % par année)

- 5
- 6 **En énergie :**
- 7 **De 2012 à 2014**
- 8 • 4,9 ¢/kWh (de décembre à mars) (\$ 2011, indexé à 2 % par année)
- 9 • 3,0 ¢/kWh (d'avril à novembre) (\$ 2011, indexé à 2 % par année)

- 10 **À partir de 2023**
- 11 • 10,0 ¢/kWh (\$ 2011, indexé à 2 % par année)

12 1.4 Veuillez concilier la référence (iv) avec la référence (ii), considérant que la mise en service

13 du Projet est prévue pour septembre 2018.

14 **R1.4**

15 **À titre de mise en contexte, le Transporteur réfère respectueusement la Régie à**

16 **sa réponse à la question 6.6 de la présente demande de renseignement, dans**

17 **laquelle il explique le cadre, la finalité et la période d'existence dans le temps**

18 **de l'analyse économique du Projet, en lien avec l'utilisation des données**

19 **disponibles au moment de la réalisation de celle-ci.**

20 **À l'étape de l'étude des solutions, et compte tenu des délais types pour un**

21 **projet de ligne de cette envergure, il apparaissait que la date la plus hâtive à**

22 **laquelle il était envisageable de mettre le Projet en service était fin 2015. C'est**

23 **pourquoi l'analyse économique des solutions servant au choix de la solution**

24 **optimale a été réalisée en fonction de cette date, et que dès l'année 2016**

25 **suivante, les pertes évitées ont été comptabilisées dans l'analyse économique.**

26 **C'est d'ailleurs cette date de mise en service qui était annoncée et demandée**

27 **dans la recommandation d'avant-projet du 1^{er} juin 2009 soumise au Conseil**

28 **d'administration d'Hydro-Québec.**

29 **Toutefois, en cours d'avant-projet, la division Hydro-Québec Équipement et**

30 **Services partagés informait le Transporteur que le Projet ne pourrait pas être**

31 **mis en service avant 2017. Par la suite, les efforts du Transporteur pour tenter**

32 **d'assurer un accueil favorable du projet ont menés à l'élaboration d'un**

33 **scénario modifié en 2013, ce qui a entraîné le report de la mise en service du**

34 **Projet de 2017 à 2018.**

35 **Compte tenu de cette nouvelle réalité, ce n'est qu'à partir de 2019 que les**

36 **pertes électriques sur le réseau pourront effectivement être évitées.**

- 1 **2. Références :** (i) Dossier R-3742-2010, pièce B-0005, annexe 9, p. 6;
2 (ii) Dossier R-3757-2011, pièce B-0005, annexe 7.2, p. 1 à 7;
3 (iii) Dossier R-3742-2010, pièce B-0004, tableau 2, p. 16;
4 (iv) Pièce B-0006, p. 27;
5 (v) Pièce B-0006, p. 45.

6 **Préambule :**

- 7 (i) Le Transporteur détaille les coûts du renforcement du réseau principal relatifs à l'intégration
8 des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O-2005-03. Le Transporteur prévoyait des mises en
9 service des travaux du renforcement du réseau principal de 2014 à 2016.
- 10 (ii) Le Transporteur détaille les coûts du renforcement du réseau principal relatifs à l'intégration
11 des centrales du complexe de la Romaine, sans préciser le moment des mises en service y étant
12 associées.
- 13 (iii) Les mises en service des parcs éoliens de l'appel d'offres A/O-2005-03 s'échelonnent de
14 2011 à 2015.
- 15 (iv) « À cet égard, certains travaux de renforcement du réseau principal qui ne sont pas amorcés,
16 mais qui étaient prévus dans le cadre de ces deux projets autorisés par la Régie, seront
17 substitués par la construction de la nouvelle ligne à 735 kV. »
- 18 (v) Le Transporteur indique que la mise en service du présent Projet est prévue pour septembre
19 2018.

20 **Demandes:**

- 21 2.1 Veuillez préciser si le report des mises en service visant le renforcement du réseau
22 principal, liées au dossier R-3742-2010 et substituées par le présent Projet, a un impact sur
23 la fiabilité du réseau de transport avant la mise en service du Projet.

24 **R2.1**

25 **Dans le cadre du dossier R-3742-2010, et comme mentionné à la référence (i),**
26 **le Transporteur prévoyait des mises en service des travaux du renforcement**
27 **du réseau principal de 2014 à 2016. Les mises en service réalisées à la fin 2014**
28 **assuraient le maintien de la fiabilité du réseau de transport pour la pointe 2015**
29 **soit en début d'année 2015.**

30 **Le présent Projet ne pouvait pas être réalisé pour la pointe 2015 et les**
31 **modifications apportées en 2012-2013 pour tenter d'assurer un accueil**
32 **favorable du projet ont mené à l'élaboration d'un scénario modifié, qui a**
33 **entraîné le report de sa mise en service de 2017 à 2018. En conséquence, le**
34 **Transporteur fera temporairement appel à des automatismes afin d'assurer la**
35 **fiabilité du réseau de la pointe 2015 jusqu'à la mise en service du Projet en**
36 **2018. Ces automatismes agiront advenant l'occurrence de certains**
37 **événements pour lesquels il n'est pas permis normalement d'avoir recours à**
38 **un automate.**

1 **Toutefois, dans le cas où les délais de réalisation d'un projet ne permettent**
2 **pas sa mise en service au moment requis pour les besoins du réseau, l'usage**
3 **de ce type d'automatismes est permis de façon temporaire par le Northeast**
4 **Power Coordinating Council (NPCC) et la North American Electric Reliability**
5 **Corporation (NERC), qui sont des organismes responsables de la fiabilité des**
6 **réseaux interconnectés en Amérique du Nord et dont Hydro-Québec est**
7 **membre.**

8 2.2 **Veillez indiquer si des mises en service visant le renforcement du réseau principal liées au**
9 **dossier R-3757-2011 et substituées par le présent Projet devaient être réalisées avant ceux**
10 **du présent Projet.**

11 **R2.2**

12 **Effectivement, tous les travaux visant le renforcement du réseau principal liés**
13 **au dossier R-3757-2011 et substitués par le présent Projet devaient être**
14 **réalisés avant ceux du présent Projet, tel qu'en témoigne l'annexe 7.2 « Coûts**
15 **annuels par projet » dudit dossier.**

16 2.3 **Dans l'affirmative, veuillez indiquer le moment où ces mises en service étaient prévues et**
17 **préciser si leur report a un impact sur la fiabilité du réseau de transport.**

18 **R2.3**

19 **Quoique dans le dossier R-3757-2011, pièce B-0005, annexe 7.2, pp. 1 à 7, le**
20 **Transporteur ne précisait pas le moment des mises en service, la fin des**
21 **investissements majeurs constituait un indicateur fiable de l'année de mise en**
22 **service des différents travaux de renforcement.**

23 **Par ailleurs, comme présenté au tableau 1 suivant, les mises en service des**
24 **travaux de renforcement du réseau principal prévus dans le cadre du projet**
25 **d'intégration du Complexe la Romaine devaient s'échelonner de 2013 à 2016.**
26 **La mise en service du projet à 735 kV de la Chamouchouane – Bout-de-l'Île en**
27 **2018 aura ainsi un impact sur la fiabilité du réseau.**

28 **Le tableau 1 est extrait de celui déposé à la pièce HQT-1, Document 1,**
29 **annexe 5, tableau 2 traitant notamment des travaux de renforcement du réseau**
30 **principal, et bonifié des dates de mise en service. Les éléments en trame jaune**
31 **représentent les travaux substitués par le Projet.**

1
2
3
4

Tableau 1
Coûts des travaux par installation associés à l'intégration du Complexe
la Romaine
(Demande R-3757-2011)

RÉSEAU PRINCIPAL (en milliers de dollars de réalisation)		M.E.S.
Installation de transport		
Intégration poste aux Outardes, modifications lignes 735 kV	34 355,0	2014
Ligne à 69 kV – Intégration Outardes	4102,0	2014
Total Lignes	38 457,0	
Poste aux Outardes	152 300,6	
Total Postes	152 300,6	
Protections et automatismes		
Poste de Lévis	3 454,6	2016
Poste de la Nicolet	2 892,2	2016
Poste Chénier	1 432,5	2016
Poste de Boucherville	2 212,3	2016
Poste de Carignan	2 065,2	2016
Poste Hertel	1 538,2	2016
Poste des Appalaches	2 800,0	2016
Poste des Laurentides	3 300,0	2016
Poste Micoua	3 500,0	2016
Poste du Saguenay	1 600,0	2016
Poste de la Manicouagan	6 000,0	2016
Poste de Bergeronnes	3 000,0	2016
Poste de Lévis	4 300,0	2016
Poste Arnaud	3 400,0	2016
Poste de Duvernay	1 500,0	2016
Poste Chénier	3 600,0	2016
Poste La Vérendrye	3 200,0	2016
Poste de Châteauguay	1 000,0	2016
Poste du Grand Brûlé	1 500,0	2016
Total Protections et automatismes	52 295,1	
Compensations séries (en milliers de dollars de réalisation)		
Modification L7018 au poste de la Jacques-Cartier	1 892,1	2013
Modification L7017 au poste de Duvernay	1 823,0	2015
Total Lignes	3 715,2	
Poste de la Jacques-Cartier	45 430,2	2014
Poste de Duvernay	44 170,6	2016
Poste de Bergeronnes	10 474,2	2016
Poste du Saguenay	8 762,8	2016
Poste des Laurentides	20 140,3	2016
Poste des Appalaches	20 015,8	2016
Total Postes	148 993,9	
Total Compensations séries	152 709,1	
TOTAL RÉSEAU PRINCIPAL	395 761,7	
Global	1 726 219,3	

5

6 2.4 Veuillez préciser, le cas échéant, les moyens qui seront pris par le Transporteur pour que le
7 report des mises en service des travaux substitués n'affecte pas la fiabilité du réseau de
8 transport.

9 **R2.4**

10 **Comme expliqué en réponse à la question 2.1, l'usage d'automatismes**
11 **advenant l'occurrence de certains événements sur le permettra d'assurer la**
12 **fiabilité du réseau jusqu'à la mise en service du Projet.**

- 1 **3. Références :** (i) Pièce B-0006, p. 33;
2 (ii) Pièce B-0006, p. 33;
3 (iii) Pièce B-0006, p. 33.

4 **Préambule :**

5 (i) « Contexte de développement à plus long terme Aux fins de la comparaison des solutions, le
6 Transporteur souligne que celles-ci ont été analysées ou conçues dans une optique plus large de
7 développement à long terme du réseau. Par cette façon de faire, le Transporteur cherche à
8 positionner stratégiquement le réseau pour l'avenir, en favorisant son développement optimal et
9 durable tout en minimisant le nombre et le coût des interventions. [nous soulignons]

10 (ii) Cette recherche d'une solution qui soit structurante pour le réseau de transport principal
11 dans une perspective de développement à plus long terme nécessite que le Transporteur projette
12 le réseau dans l'avenir. Ainsi, il a analysé les deux solutions en regard de leur potentiel à
13 répondre à des besoins éventuels. De cette façon, le Transporteur s'assure de comparer des
14 solutions qui rendent un même service et se positionne de façon à faire un choix qui soit optimal
15 pour l'avenir du réseau. De cet exercice, il est ressorti que la solution 1 est la plus structurante
16 pour le réseau et qu'elle positionne ce dernier stratégiquement pour l'avenir. [nous soulignons]

17 (iii) Encore récemment, le Transporteur a de nouveau comparé les deux solutions en regard cette
18 fois des changements survenus dans le réseau depuis les premières analyses. Cet exercice
19 constituait en fait une validation de la robustesse des solutions en regard d'un scénario de
20 développement différent de celui anticipé au départ. Cette validation a permis de confirmer que
21 la solution retenue par le Transporteur demeure le choix optimal pour résoudre les enjeux
22 actuellement identifiés ainsi que pour positionner judicieusement le réseau principal pour sa
23 prochaine étape de développement. » [nous soulignons]

24 **Demandes :**

- 25 3.1 Veuillez préciser le sens de l'expression *optique plus large de développement à long terme*
26 *du réseau* (référence (i)) en justifiant la période d'analyse retenue pour chacune des
27 solutions.

28 **R3.1**

29 **Le Transporteur rappelle d'abord que le choix du Projet repose sur l'analyse**
30 **comparative des deux solutions envisagées pour répondre aux besoins**
31 **exprimés dans la preuve. En plus de présenter des coûts globaux actualisés**
32 **largement inférieurs à la seconde solution envisagée, le Projet présente**
33 **d'autres avantages, dont celui d'être structurant et de positionner**
34 **stratégiquement le réseau pour l'avenir.**

35 **En matière de planification, lorsque le Transporteur analyse des solutions**
36 **dans une optique plus large de développement, il élargit son cadre d'analyse**
37 **au-delà des stricts besoins du ou des projets sous étude en considérant les**
38 **perspectives les plus probables de développement du réseau. C'est donc**
39 **davantage en termes de développements futurs additionnels qu'en fonction**
40 **d'une période d'analyse proprement dite, que le Transporteur a comparé les**
41 **deux solutions.**

1 Le Transporteur veille ainsi à mettre en place une architecture de réseau
2 robuste, propre à accueillir, le moment venu, les besoins de ses clients.
3 Lorsque de nouveaux besoins se concrétisent sous forme de demandes, ils
4 font dès lors l'objet d'études spécifiques, identifiant à ce moment les besoins
5 de renforcement de réseau propres à chacun.

6 3.2 Veuillez identifier les *besoins éventuels* considérés (référence (ii)).

7 **R3.2**

Dans le présent dossier, les projets minimalement à l'étude sont ceux du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres 2005-03. Par la suite, le Transporteur a pris en considération les perspectives les plus probables de développement du réseau, en fonction des projets ayant le plus grand potentiel de réalisation. Il s'agit pour le Transporteur d'élaborer une architecture de réseau viable dans une perspective de long terme.

Les besoins éventuels considérés lors de l'étude de 2009 pour les deux solutions totalisaient 1 490 MW de ressources de production et 1 200 MW de service de transport ferme point à point de plus que les projets du complexe de la Romaine et de l'appel d'offres 2005-03, et correspondaient aux suivants :

- Puissance additionnelle répartie dans plusieurs centrales des complexes Manic-Outardes et La Grande essentiellement
- Rééquipement de la centrale Manic-2
- Rééquipement de la centrale Manic-3
- Suréquipement de la centrale SM-3
- HQT-New-Hampshire

La considération de ces besoins dans l'étude des deux solutions visait à les rendre comparables en s'assurant qu'elles fournissent un même service, afin d'en évaluer leur robustesse respective et de procéder à leur évaluation économique.

Par ailleurs, la considération de besoins différents de ceux mentionnés précédemment a permis à nouveau de comparer la robustesse des deux solutions tel que le Transporteur l'explique en réponse à la question 6.5.

8 .3.3 Veuillez décrire le *même service* considéré aux fins de la comparaison des deux
9 solutions (référence (ii)).

10 **R3.3**

Le Transporteur entend par « même service » à la référence (ii), le fait de placer les deux solutions dans une même position face à l'intégration de l'ensemble des besoins décrits à la réponse 3.2.

11 Si une des solutions est en position favorable pour accueillir de façon
12 optimale, l'ensemble des besoins considérés, et que ce n'est pas le cas de
13 l'autre solution, cette dernière doit se voir ajouter les équipements requis, et
14 conséquemment les coûts associés. Cette façon de faire assure que les deux
15 solutions offrent au réseau un service comparable en regard des objectifs
16 visés par le Projet dans le respect des critères de conception. Autrement, la

1 deuxième solution pourrait s'avérer plus économique en regard des besoins
2 initiaux à satisfaire, et dès le prochain ajout au réseau nécessiter des
3 investissements majeurs qui la rendraient de loin, moins économique que la
4 première. C'est dans le but de faire un choix judicieux et optimal que le
5 Transporteur analyse les solutions de la sorte.

6 3.4 Veuillez préciser les enjeux actuellement identifiés (référence (iii)). Veuillez spécifier si
7 ces enjeux incluent les besoins éventuels, cités à la référence (ii).

8 **R3.4**

9 Les enjeux dont il est question sont ceux décrits en matière de « planification
10 du réseau » tel que spécifié à la pièce HQT-1, Document 1 page 9. Il s'agit de
11 l'effet d'entonnoir à la hauteur du poste de la Chamouchouane et du
12 déséquilibre de transits entre les corridors ouest et est de la Baie-James, qui
13 avec l'augmentation des transits sur le réseau, rend ce dernier davantage
14 sensible à certains événements de pertes de lignes dans le sud, au point d'en
15 affecter sa stabilité.

16 Ces enjeux tiennent effectivement compte des besoins éventuels listés en
17 réponse à la question 3.2. Ils sont toutefois existants même sans considérer
18 ces besoins éventuels.

19 **4. Référence :** (i) Pièce B-0006, p. 32 et 33.

20 **Préambule :**

21 (i) Le Transporteur décrit la solution 2, qui consiste en l'ajout massif de compensation série dans
22 les postes existants. Il mentionne notamment que cette solution conduirait à l'atteinte des limites
23 technologiques de la compensation série sur le réseau et que sa réalisation ne ferait que différer
24 de quelques années la construction d'une nouvelle ligne.

25 **Demandes :**

26 4.1 Veuillez préciser de combien d'années serait différée la construction d'une nouvelle ligne,
27 advenant le cas où la solution 2 était retenue

28 **R4.1**

29 Tout d'abord, le Transporteur rappelle que l'ajout de la ligne est inévitable. En
30 effet, dans l'état actuel et prévisible du réseau, l'usage exclusif et massif de la
31 compensation série dans le sud du réseau s'avère une solution qui n'est ni
32 performante, ni économique. L'ajout de la ligne à partir du poste de la
33 Chamouchouane jusqu'à la région métropolitaine de Montréal est donc
34 requise. La réalisation du Projet comme prochaine étape de l'évolution du
35 réseau constitue le choix optimal.

36 Par ailleurs, le Transporteur souligne que chaque année pour laquelle la
37 construction de la ligne est différée implique un coût considérable de pertes à
38 assumer, lequel compense largement, sur la période considérée, le coût du
39 Projet (voir tableau 3 de la pièce HQT-1, Document 1, page 34). De plus, deux
40 projets majeurs (R-3742-2010 et R-3757-2011) viennent contribuer de façon

1 importante au financement de l'investissement requis par le Projet alors que ce
2 dernier se substitue avantageusement aux renforcements du réseau principal
3 identifiés dans ces projets respectifs. Ceci constitue une opportunité dans le
4 temps dont il importe de tirer avantage.

5 Si de façon hypothétique, la solution 2 était retenue comme prochaine étape
6 d'évolution du réseau, cela conduirait nécessairement à mettre la ligne en
7 œuvre par la suite en réponse aux besoins subséquents, et ce, sans autre
8 option. Une telle séquence ne permettrait pas au Transporteur de réagir de
9 façon graduelle pour répondre au mieux aux besoins futurs et en ce sens ne
10 serait pas une option optimale.

11 À l'inverse, après que la solution 1, identifiée comme techniquement et
12 économiquement optimale dans l'état actuel des choses, ait été réalisée, la
13 compensation série pourra de nouveau être utilisée de façon ciblée, selon les
14 besoins, pour l'intégration de projets de petites ou moyennes envergures.

15 4.2 Veuillez préciser si l'ensemble des travaux de la solution 2 est nécessaire en 2018 pour
16 répondre à l'élément déclencheur du Projet.

17 **R4.2**

18 **Oui, les neuf plateformes de compensation série sont requises pour 2018.**

19 4.3 Dans la négative, veuillez préciser lesquels de ces travaux seraient nécessaires dès 2018,
20 afin de répondre à l'élément déclencheur du Projet.

21 **R4.3**

21 **Sans objet.**

22 4.4 Veuillez préciser le niveau de compensation série correspondant aux limites
23 technologiques, sur le réseau d'Hydro-Québec.

24 **R4.4**

25 **Plusieurs facteurs limitent le taux de compensation série d'une ligne. Le**
26 **premier facteur limitatif est associé au fait que l'ajout de compensation série**
27 **en réponse à l'intégration de projets de production conduit à l'augmentation**
28 **des transits sur les lignes existantes ce qui rend le « poids » de chaque ligne**
29 **compensée série plus grand. Conséquemment, les événements de perte d'une**
30 **ou de plusieurs lignes deviennent plus sévères pour le réseau. Cette**
31 **augmentation de la sensibilité atteint un point où la stabilité du réseau peut**
32 **être affectée et entraînée une dégradation de son niveau de fiabilité. De façon à**
33 **respecter les critères de conception qui visent à assurer la fiabilité et la**
34 **sécurité du réseau, notamment lors des événements mentionnés plus haut, il**
35 **est nécessaire de limiter à un niveau optimal la quantité de compensation série**
36 **sur le réseau.**

37 **Outre l'aspect stabilité du réseau associé aux évènements survenant sur le**
38 **réseau, la limitation du niveau de compensation série doit également prendre**
39 **en compte la capacité thermique des lignes 735 kV. Cette dernière limite le**
40 **transit admissible sur une ligne donnée.**

1 Par ailleurs, la limite associée au niveau de compensation série d'une ligne
2 dépend grandement des différentes caractéristiques du réseau environnant.
3 Ainsi, il faut distinguer les lignes situées sur les grands corridors permettant
4 d'acheminer la production éloignée, des lignes situées près des grands
5 centres de consommation.

6 Dans les parties septentrionales du réseau, un taux de compensation de 50 %
7 est généralement admis. Dans les grands centres de consommation, le réseau
8 est plus maillé et entre en interactions avec d'autres éléments, tel que les
9 convertisseurs, les centrales thermiques et même la nature de la charge.
10 Compenser des lignes dans un réseau maillé pose des difficultés au niveau
11 des protections de lignes qui de manière rétroactive limite le taux de
12 compensation admissible. D'autres phénomènes peuvent également apparaître
13 contre lesquels il faut se prémunir, tels des résonances sous-synchrones,
14 des surtensions, etc.

15 Les taux de compensation utilisés dans le scénario 2 amène le réseau vers les
16 phénomènes susmentionnés. Une gestion prudente du réseau amène le
17 Transporteur à conserver une certaine marge par rapport à ceux-ci et donc à
18 limiter le taux de compensation des lignes au sud (voir la réponse à la
19 question 4.5 pour les taux effectifs).

20 Indépendamment des phénomènes physiques qui ont été évoqués, il est
21 important de noter que le Transporteur entend également par limite
22 technologique le fait que l'utilisation de la compensation série n'est plus un
23 outil rentable économiquement à partir d'un certain point. Ce volet
24 économique se retrouve principalement dans les deux aspects suivants :

- 25 1. Les pertes électriques sur le réseau. Un réseau fortement compensé
26 série au contraire d'un réseau disposant de plus de lignes de transport,
27 génère des pertes électriques considérables et les coûts associés sont
28 élevés à assumer.
- 29 2. La technologie même de conception des plateformes de compensation
30 série. Dépendant du niveau de compensation série nécessaire sur une
31 ligne, les plateformes existantes peuvent devoir être remplacées ou se
32 voir ajouter un segment. Dans les deux cas, des coûts considérables
33 sont à prévoir.

34 La limite technologique est donc atteinte dans le sens où le service rendu par
35 la fonction de compensation série est accompagné d'inconvénients qui
36 jusqu'alors étaient négligeables et qui désormais deviennent prépondérants
37 voire rédhitoire au regard de l'analyse économique.

38 4.5 Veuillez indiquer le niveau de compensation série qui serait atteint avec la solution 2.

39 **R4.5**

Le niveau de compensation série des nouvelles plateformes varie de 35 à 50 % en fonction des lignes compensées au sud du réseau.

40 4.6 Veuillez préciser s'il y a un risque associé à l'atteinte des limites technologiques de la
41 compensation série (solution 2).

1 **R4.6**

2 **Voir la réponse du Transporteur à la question 4.4.**

3 **5. Référence :** (i) Pièce B-0006, p. 12;
4 (ii) Pièce B-0006, p. 12.

5 **Préambule :**

6 (i) « (...) L'augmentation des transits sur les lignes peut maintenant conduire à des
7 dépassements de la capacité thermique de certaines lignes à 735 kV en été (...) ». [nous
8 soulignons]

9 (ii) « (...) le Transporteur doit en tout temps exploiter le réseau à des limites de transit qui
10 rèpondent aux besoins d'alimentation de la charge tout en respectant l'ensemble des exigences
11 du NPCC (...) » [nous soulignons]

12 **Demandes :**

13 5.1 Veuillez élaborer sur l'impact relatif des besoins du service de transport de point à point sur
14 l'augmentation des transits mentionnée à la référence (i), par rapport à l'impact des besoins
15 d'alimentation de la charge locale uniquement.

16 **R5.1**

17 **Le Transporteur indique, tout d'abord, qu'au fur et à mesure que la**
18 **température extérieure augmente en été, la charge due à la climatisation**
19 **augmente. L'effet moyen d'une augmentation de 1°C de la température sur la**
20 **climatisation en été est estimé à :**

- 21 • **+ 100 MW** si la température est 20°C
- 22 • **+ 200 MW** si la température est 25°C
- 23 • **+ 300 MW** si la température est 30°C

24 **Lorsque le réseau du Transporteur est en condition de température élevée, la**
25 **situation est en général similaire sur les réseaux voisins. Les demandes de**
26 **services de transport point à point ont donc tendance à croître dans ces**
27 **périodes.**

28 **Ainsi, l'impact relatif des besoins du service de transport de point à point sur**
29 **l'augmentation des transits est équivalent à l'impact des besoins**
30 **d'alimentation de la charge locale.**

31 5.2 Veuillez indiquer si le Transporteur fait exclusivement référence aux besoins
32 d'alimentation de la charge locale lorsqu'il réfère aux *limites de transit qui répondent aux*
33 *besoins d'alimentation de la charge* (référence (ii)).

34 **R5.2**

35 **Le Transporteur fait référence aux besoins de l'ensemble de la clientèle**
36 **incluant la charge locale.**

1 5.3 Veuillez préciser à quelles exigences du NPCC le Transporteur fait référence référence (ii).

2 **R5.3**

3 **Il s'agit de l'ensemble des exigences du NPCC dictées dans le document *NPCC***
4 ***Reliability Reference Directory #1 – Design and Operation of the Bulk Power***
5 ***System*. Ce document présente les exigences applicables autant à la**
6 **conception du réseau qu'à son exploitation.**

7 **Le Transporteur doit exploiter le réseau à des limites de transit qui répondent**
8 **aux besoins de la charge, dans toute la gamme de configurations possibles,**
9 **tout en s'assurant que le réseau demeure stable advenant les événements**
10 **listés dans le document des exigences mentionné précédemment.**

11 **À titre d'exemples, le Transporteur mentionne les événements suivants:**

- 12 • **Un défaut triphasé permanent sur un alternateur, un circuit de transport,**
13 **un transformateur ou une section de barre, avec élimination normale du**
14 **défaut**
- 15 • **Un défaut monophasé permanent sur un disjoncteur, avec élimination**
16 **normale du défaut**
- 17 • **La perte simultanée et permanente des deux pôles d'une installation**
18 **bipolaire à courant continu**

19 **De même qu'il doit s'assurer du maintien de la stabilité du réseau, le**
20 **Transporteur doit aussi s'assurer, toujours selon les exigences précitées, que**
21 **les capacités des équipements de lignes et de postes, dont la capacité**
22 **thermique des lignes, sont respectées.**

- 23 **6. Références :** (i) Pièce B-0006, p. 14;
24 (ii) Pièce B-0006, p. 27;
25 (iii) Pièce B-0006, p. 33;
26 (iv) Pièce B-0006, tableau 3, p. 34.

27 **Préambule :**

28 (i) *« Par ailleurs, la nouvelle topologie du réseau amenée par le Projet permet de répondre à la*
29 *croissance des besoins de la clientèle en assurant une intégration optimale au réseau de*
30 *transport principal de la nouvelle production du complexe de la Romaine et de celle des travaux*
31 *issus de l'appel d'offres 2005-03 visant un approvisionnement en énergie éolienne. »* [nous
32 soulignons]

33 (ii) *« La présence d'une nouvelle ligne en réseau permettra également de soulager les*
34 *contraintes d'exploitation et d'entretien du réseau principal à 735 kV. À cet effet, elle assurera*
35 *une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW au sud du réseau ».*
36 [nous soulignons]

37 (iii) *« Encore récemment, le Transporteur a de nouveau comparé les deux solutions en regard*
38 *cette fois des changements survenus dans le réseau depuis les premières analyses. Cet exercice*
39 *constituait en fait une validation de la robustesse des solutions en regard d'un scénario de*
40 *développement différent de celui anticipé au départ. Cette validation a permis de confirmer que*
41 *la solution retenue par le Transporteur demeure le choix optimal pour résoudre les enjeux*

1 *actuellement identifiés ainsi que pour positionner judicieusement le réseau principal pour sa*
2 *prochaine étape de développement.* » [nous soulignons]

3 (iv) Le Transporteur présente la comparaison économique des solutions. Le Transporteur y
4 considère notamment des investissements de 664,6 M\$ (\$ actualisés 2009) pour la solution 1.

5 **Demandes :**

6 6.1 Veuillez fournir les besoins, en MW, associés à la charge locale, au service de transport
7 point à point et à la production raccordée, pour le réseau simulé retenu dans l'élaboration
8 du présent Projet ainsi que pour chacun des réseaux simulés de l'étude d'intégration de
9 l'appel d'offres A/O-2005-03 ainsi que de l'étude d'intégration du complexe de la
10 Romaine.

11 **R6.1**

12 **Le tableau 2 présente les valeurs associées à la charge locale, au service de**
13 **transport point à point ainsi que la production raccordée pour les différentes**
14 **demandes.**

Tableau 2
Valeurs associées à la charge locale, au service de transport point à point et à la
production raccordée des différentes demandes.

	présent Projet (R-3887-2014)	A/O 2005-03 (R-3742-2010)	Romaines (R-3757-2011)
Charge locale (MW)	41 780	41 840	41 525
Service de transport point à point (MW)	5 135	3 935	2 275
Production raccordée (MW)	46 915	45 775	43 800

15 6.2 Veuillez préciser si l'augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW
16 (référence (iv)) ne servira qu'à soulager les contraintes d'exploitation et d'entretien du
17 réseau principal à 735 kV ou si cette augmentation pourrait aussi permettre de répondre à
18 des besoins potentiels de clients.

19 **R6.2**

Le Transporteur tient d'abord à préciser que lorsqu'il mentionne la capacité de
transit en été de 1 800 MW au sud du réseau (référence (ii)), il fait référence à la
Limite-Sud. Cette limite représente la somme des transits maximaux sur les
lignes à 735 kV au sud des postes La Vérendrye, de la Jacques-Cartier et
de Lévis, permettant d'assurer un comportement fiable et sécuritaire du réseau
de transport principal advenant certains événements. Les phénomènes
couverts par cette limite incluent la stabilité du réseau et le respect des
capacités thermiques des lignes à 735 kV. Dans un réseau en été, c'est

généralement la capacité thermique des lignes qui limitent le transit maximal admissible.

L'ajout de la ligne permettra de soulager les contraintes d'exploitation et d'entretien du seul fait de sa présence et de par l'avantage qu'elle apporte de permettre une augmentation minimale de la capacité de transit en été de 1 800 MW. Cette augmentation permettra aussi de répondre à des besoins potentiels de clients en été, tel que le Transporteur l'a mentionné à la pièce HQT-1, Document 1, page 48 :

« Le Transporteur souligne que le Projet a un impact direct sur l'alimentation de la charge en augmentant la capacité de transit en été d'un minimum de 1 800 MW au sud du réseau. »

Également, le Transporteur rappelle qu'il a précisé, à la pièce HQT-1, Document 1, pp. 24-25, que *« Le Projet offre de plus l'avantage de soulager d'importantes contraintes d'exploitation du réseau principal à 735 kV au bénéfice de l'ensemble de la clientèle. »* signifiant que le Projet n'a pas pour objectif de résoudre le manque de marge de manœuvre mais bien que sa réalisation permet, de façon collatérale, de soulager lesdites contraintes en été.

- 1 6.3 Veuillez préciser si la solution 2 permettrait aussi une augmentation de la capacité de
2 transit en été.

3 **R6.3**

4 **La solution 2 ne permettrait pas d'augmentation de la capacité de transit en**
5 **été. La capacité thermique des lignes assujetties par la Limite-Sud (thermique)**
6 **est dictée par la capacité des conducteurs des lignes. Or, la compensation**
7 **série améliore le comportement en stabilité, mais ne modifie en rien la capacité**
8 **des conducteurs d'une ligne à pouvoir transiter une certaine quantité de**
9 **puissance de façon fiable et sécuritaire dans des conditions précises de**
10 **température. En somme, la limite thermique au sud du réseau en été serait**
11 **maintenue à sa valeur actuelle avec la solution 2.**

- 12 6.4 Veuillez déposer les résultats de la comparaison récente des solutions, citée à la référence
13 (iii), en précisant la date où cette comparaison a été établie.

14 **R6.4**

15 **La comparaison récente des solutions en regard des changements survenus**
16 **dans le réseau depuis les premières analyses a été réalisée sous la forme de**
17 **simulations de réseaux. Elle a été réalisée à la fin de l'année 2013 en tenant**
18 **compte des hypothèses de charge et de production plus à jour. Les résultats**
19 **obtenus confirment que la solution retenue par le Transporteur demeure la**
20 **solution optimale.**

21 **L'exercice réalisé a confirmé que le même nombre de plateformes de**
22 **compensation série serait requis dans la solution d'addition massive de**
23 **compensation série dans le sud du réseau. L'écart de pertes en puissance**
24 **entre les deux solutions passerait de 117 MW à 100 MW, demeurant du même**
25 **ordre de grandeur. Par ailleurs, le Transporteur a noté que les nouvelles**
26 **hypothèses considérées amplifient les problématiques au sud du réseau.**

1 **Voir également la réponse à la question 6.6.**

2 6.5 Veuillez préciser les changements survenus dans le réseau dont le Transporteur a tenu
3 compte dans sa comparaison récente des solutions (référence (iii)).

4 **R6.5**

5 **Les changements pris en compte dans la récente validation sont les suivants :**

6 **Nouvelles ressources de production (total de 880 MW) :**

- 7 • **Appel d'offres 2009-01 (Cogénération à la biomasse)**
- 8 • **Appel d'offres 2009-02 (Énergie éolienne)**
- 9 • **Programme de Petites centrales hydrauliques (Val-Jalbert uniquement)**
- 10 • **Rééquipement de centrales (Manic-2 et Manic-3)**
- 11 • **Production de Tembec et Rivière-Nouvelle**

12 **Fermeture de centrales (total de 1 650 MW) :**

- 13 • **Gentilly-2**
- 14 • **Tracy**
- 15 • **La Citière**
- 16 • **Cadillac**

17 **Nouveaux échanges (total de 2 200 MW) :**

- 18 • **New Hampshire**
- 19 • **Hertel - New York**

20 **Le Transporteur rappelle que l'exercice consistait à valider la robustesse des**
21 **solutions en regard d'un scénario de développement différent de celui anticipé**
22 **au départ. L'exercice visait à confirmer ou non si la solution retenue par le**
23 **Transporteur demeurerait toujours la meilleure solution des deux en regard des**
24 **enjeux actuellement identifiés et du positionnement judicieux du réseau**
25 **principal pour sa prochaine étape de développement.**

26 **Le Transporteur tient à souligner qu'en aucun temps, il n'a signifié que par cet**
27 **exercice, la solution retenue visait à couvrir les besoins de renforcement des**
28 **différents projets ou événements indiqués ci-haut. Au contraire, à chacun de**
29 **ces éléments correspond un besoin ou non de renforcement qui lui est propre.**
30 **Lorsque connus, les renforcements requis ont été pris en compte dans**
31 **l'exercice de validation, notamment l'ajout d'un compensateur statique pour**
32 **compenser la fermeture de la centrale de Tracy. Toutefois, les conclusions**
33 **quant à certains autres renforcements sont encore à venir pour certains**
34 **projets ou événements, comme c'est le cas pour la fermeture de la centrale**
35 **Gentilly-2.**

36 6.6 Veuillez commenter la robustesse de l'analyse économique, réalisée en 2009, considérant
37 les changements survenus dans le réseau depuis les premières analyses.

R6.6

Le Transporteur souhaite d'abord élaborer sur les notions financières associées à l'analyse économique réalisée dans le cadre de l'étude de planification du Projet.

Cette analyse a été réalisée à l'étape de l'étude des solutions envisagées pour répondre à un nouveau besoin sur le réseau. Elle a servi à comparer les différentes solutions entre elles afin de recommander en avant-projet et ultimement en projet la solution optimale des points de vue technique, économique et environnementale.

Les coûts soumis à l'analyse économique d'un projet sont des coûts paramétriques exprimés en dollars courants qui représentent les dépenses telles qu'elles devraient effectivement se matérialiser, au moment où elles seront effectuées. Cela permet de prendre en considération l'évolution des prix et la perte du pouvoir d'achat. Les dollars courants tiennent compte de l'inflation.

De façon à rendre comparables des dépenses réparties différemment dans le temps, il est requis de les actualiser à un même moment, généralement l'année à laquelle est réalisée l'analyse économique. Cette action consiste à convertir une valeur future en une valeur présente, au moyen d'un taux d'actualisation, afin de pouvoir comparer des scénarios sur une même base.

Le coût global actualisé (CGA) de chacune des solutions a ainsi été évalué de la sorte et c'est sur cette base que les solutions ont été comparées entre elles et qu'une solution a été retenue.

L'analyse économique réalisée avait donc un objectif bien précis et une période d'existence dans le temps très spécifique. Lorsque des suites de l'étude technique, économique et environnementale, une solution a été retenue et recommandée pour être évaluée en avant-projet, une telle analyse n'a plus de raison d'être puisque le choix de la solution optimale a été effectué. Dans la mesure où les deux solutions comparées auraient démontré un très faible écart entre elles en terme de CGA par exemple, et que l'avant-projet de la solution retenue avait révélé des éléments manquants qui auraient pu affecter considérablement les coûts initiaux considérés, l'analyse économique aurait pu être révisée pour confirmer si la solution retenue était toujours la bonne.

Dans le cadre du présent Projet toutefois, l'écart de CGA entre les deux solutions des premières analyses est de plus de 100 %. Par rapport à ces premières analyses, et tel que mentionné par le Transporteur en réponse à la question 6.4, le même nombre de plateformes de compensation série serait requis en regard des changements survenus dans le réseau. Les équipements majeurs à installer demeurant les mêmes dans l'exercice de validation, les investissements demeureraient sensiblement les mêmes.

De plus, le coût des pertes électriques évitées a un poids déterminant dans l'analyse économique puisqu'il correspond à plus de 130 % du coût en dollars actualisés des investissements requis dans la solution 1 et l'exercice de validation a permis de déterminer que les changements survenus dans le réseau n'ont que très peu d'impact sur l'écart de pertes, lequel passe de 117 MW à 100 MW.

1 Par ailleurs, la solution 1 initialement à l'étude comportait un nouveau poste à
2 735 kV dans la région de Lanaudière, le poste de St-Norbert. Ce poste n'est
3 plus prévu ce qui ferait baisser davantage le coût de cette solution qui était
4 déjà très largement plus économique que la solution 2 avec plus de 100 %
5 d'écart.

6 Pour toutes ces raisons, le Transporteur est d'avis que l'analyse économique
7 réalisée en 2009 s'avère robuste en regard des récents changements survenus
8 sur le réseau.

9 6.7 Veuillez déposer les deux scénarios de développement cités à la référence (iii), soit
10 le scénario initial et celui considéré aux fins du présent Projet.

11 **R6.7**

12 **Le scénario initial de développement est celui considéré aux fins du présent**
13 **Projet. Ce scénario est détaillé en réponse à la question 3.2. Le scénario de la**
14 **validation récente est quant à lui présenté par le Transporteur en réponse à la**
15 **question 6.5.**

16 6.8 Veuillez décrire les investissements considérés dans le montant relatif à la solution 1,
17 évalués à 664,6 M\$ (référence (iv)), en précisant si le Transporteur a soustrait du coût total
18 du Projet les investissements substitués aux dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011 pour en
19 arriver à ce montant.

20 **R6.8**

21 **Tout d'abord, le Transporteur rappelle que le montant de 664,6 M\$ est en**
22 **dollars actualisés 2009, comme mentionné en réponse à la question 6.6, pour**
23 **les fins de la comparaison économique des solutions entre elles, ce qui est**
24 **très différent du coût d'investissement des solutions qui lui se définit en**
25 **dollars de réalisation. En effet, les dollars de réalisation expriment le coût des**
26 **investissements requis pour la mise en œuvre d'un projet selon un contenu et**
27 **un échéancier déterminés, soit la valeur totale du projet. Le coût d'un projet en**
28 **dollars de réalisation équivaut à la somme des flux du projet en dollars**
29 **courants (voir réponse à la question 6.6) auxquels ont été ajouté les frais**
30 **d'emprunt à capitaliser pour représenter ce qui devrait effectivement en coûter**
31 **à l'entreprise de réaliser le projet selon les hypothèses considérées.**

32 **Les investissements considérés et évalués au montant de 664,6 M\$**
33 **(actualisés 2009) de la solution 1 correspondent principalement aux travaux**
34 **suivants :**

- 35 • **Nouvelle ligne Chamouchouane-St-Norbert-Bout-de-l'Île**
- 36 • **Nouveau poste de St-Norbert** *(le scénario à l'étude initialement comportait un*
37 *nouveau poste à 735 kV dans la région de Lanaudière)*
- 38 • **Modifications aux postes de la Chamouchouane, de St-Norbert et du**
39 **Bout-de-l'Île**
- 40 • **Remplacement de nombreuses protections lorsque requis en pérennité**
41 **pour obtenir le même service que la solution 2**

1 • Réinvestissement dans toutes les infrastructures ayant atteint leur durée de
2 vie utile de 40 ans (compte tenu que l'analyse économique est réalisée sur
3 50 ans)

4 • Rehaussement de la capacité thermique des lignes Lévis-Nicolet

5 En réponse au deuxième volet de la question, le Transporteur précise qu'il n'a
6 pas soustrait du coût total du Projet les investissements substitués aux
7 dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011 puisque l'analyse économique doit faire
8 état des coûts totaux d'investissements de la solution envisagée. La
9 substitution de certains travaux d'investissements prévus aux dossiers
10 R-3742-2010 et R-3757-2011 par le Projet, signifient que la nature des travaux
11 est différente, mais elle ne réduit en rien le coût total du Projet.

12 **7. Référence :** (i) Pièce B-0006, p. 27 et 28.

13 **Préambule :**

14 (i) « *Le Transporteur tient à rappeler à la Régie que dans le cadre du traitement individuel*
15 *des projets susmentionnés, la solution de renforcement du réseau principal présentée dans*
16 *les demandes respectives à la Régie représentait la solution optimale d'intégration pour*
17 *chaque projet pris de façon séparée.*

18 *Toutefois, dans le contexte d'une étude de réseau fondée sur une vision globale de*
19 *l'ensemble des besoins, la solution optimale devient tout autre que l'addition des deux*
20 *solutions prises individuellement ».* [nous soulignons]

21 **Demande :**

22 7.1 Veuillez décrire *l'ensemble des besoins* considéré dans l'étude du Transporteur qui rendent
23 le présent Projet optimal par rapport aux deux solutions prises individuellement. Veuillez
24 notamment préciser si de nouveaux besoins ont été identifiés depuis que les dossiers R-
25 3742-2010 et R-3757-2011 ont été approuvés à la Régie.

26 **R7.1**

27 L'ensemble des besoins dont il est question à la référence (i) correspond à la
28 combinaison de la production du complexe de la Romaine (1 550 MW) et de
29 celle de l'appel d'offres 2005-03 (2 000 MW). En effet, tel que mentionné à la
30 pièce HQT-1, Document 1, page 5 : « *Bien que l'élément déclencheur du Projet*
31 *soit le maintien de la fiabilité du réseau de transport principal, il permet*
32 *également une optimisation, au plan global, de solutions optimisées au plan*
33 *individuel pour les projets d'intégration de la production du complexe de la*
34 *Romaine par Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le*
35 *« Producteur ») et celle prévue par l'appel d'offres 2005-03 visant un*
36 *approvisionnement en énergie éolienne par Hydro-Québec dans ses activités*
37 *de distribution d'électricité (le « Distributeur »), suivant l'orientation qui avait*
38 *été communiquée à la Régie dans le cadre de ces projets déjà autorisés. »*

39 Ceci dit, le Projet vise à résoudre l'effet d'entonnoir du réseau à la hauteur du
40 poste de la Chamouchouane, mais assure aussi une réduction importante des
41 pertes électriques sur le réseau ainsi qu'une source d'alimentation distincte au

1 poste du Bout-de-l'Île. Il apporte de nombreux avantages comme ceux de
2 renforcer l'alimentation des grands centres de consommation en dotant la
3 boucle métropolitaine d'une source d'alimentation supplémentaire, de
4 poursuivre la sécurisation du réseau amorcée à la suite de la tempête de
5 verglas de 1998 et de soulager les contraintes d'exploitation et d'entretien du
6 réseau principal à 735 kV.

7 Depuis l'approbation des deux dossiers à la Régie (dossiers R-3742-2010 et
8 R-3757-2011), de nouveaux besoins ont été identifiés. Bien que ces nouveaux
9 besoins n'aient pas été considérés dans le cadre du présent Projet, il demeure
10 que la solution retenue s'inscrit dans le cadre d'une approche globale, qui tient
11 compte de l'évolution du réseau de transport principal à 735 kV.

12 **ENGAGEMENTS CONTRACTUELS ET LEURS CONTRIBUTIONS FINANCIÈRES**

13 **8. Références :** (i) Pièce B-0006, tableau 1, p.6;
14 (ii) Pièce B-0006, p. 43.

14 **Préambule :**

15 (i) Dans le tableau de concordance entre les sections de la demande et le *Règlement sur les*
16 *conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie*, le Transporteur réfère aux
17 engagements contractuels reliés aux investissements des dossiers R-3742-2010 et R-3757-2011
18 qui ont déjà été déposés dans ces dossiers respectifs.

19 (ii) « *Ce faisant, les coûts de la catégorie « croissance des besoins de la clientèle » sont de*
20 *551,0 M\$. Ils correspondent intégralement aux montants des investissements autorisés par la*
21 *Régie dans les décisions D-2011-083 (La Romaine) et D-2010-165 (appel d'offres 2005-03) pour*
22 *des travaux de renforcement du réseau principal qui se trouvent substitués par le Projet tel*
23 *qu'identifié plus avant. »*

24 **Demande :**

25 8.1 Veuillez déposer les engagements contractuels et leurs contributions financières relatives
26 aux investissements de 551 M\$ en croissance des besoins de la clientèle présentés au
27 présent Projet, conformément à l'exigence du Règlement.

28 **R8.1**

29 **Le Transporteur dépose à l'annexe 1 de la présente pièce les engagements**
30 **contractuels reliés aux investissements des dossiers R-3742-2010 et**
31 **R-3757-2011.**