

**Demande relative au projet
de raccordement à 161 kV pour l'expansion
de l'aluminerie Alouette à Sept-Îles**

Table des matières

1	Introduction	5
2	Objectifs	7
2.1	Mise en contexte	7
2.2	Objectifs visés par le Projet	7
2.2.1	Le réseau de transport à 161 kV dans la région de Sept-Îles.....	7
2.2.2	Accroissement de la charge d'Alouette	8
3	Description et justification du Projet en relation avec les objectifs	11
3.1	Description du Projet	11
3.1.1	Raccordement d'un premier bloc de 70 MW pour les installations existantes	11
3.1.2	Raccordement d'une nouvelle usine d'électrolyse de 430 MW.....	11
3.2	Justification du Projet en relation avec les objectifs	12
4	Solutions envisagées	14
4.1	Scénario 1 – Attribution d'un nouveau circuit à 161 kV	14
4.2	Scénario 2 – Attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV	14
4.3	Scénario 3 – Attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV et bouclage des installations avec le réseau de transport à 161 kV	15
4.4	Estimation des coûts des solutions envisagées	15
5	Coûts associés au Projet	17
5.1	Sommaire des coûts	17
5.2	Principales composantes du coût des travaux	19
5.3	Coûts de télécommunication	24
5.4	Suivi des coûts du Projet	25
6	Impact tarifaire	28
7	Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité	28
8	Conclusion	29

Liste des tableaux

Tableau 1	Concordance entre les sections de la demande et le <i>Règlement</i>	6
Tableau 2	Calendrier de réalisation	12
Tableau 3	Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2013)	16
Tableau 4	Coûts des travaux avant-projet et projet par élément (en milliers de dollars de réalisation)	17
Tableau 5	Taux d'inflation spécifiques	18
Tableau 6	Coûts du « Client »	22
Tableau 7	Coûts du Projet (en milliers de dollars)	26

Liste des figures

Figure 1 Carte géographique de l'emplacement du réseau de transport dans la région de Sept-Îles..... 8
Figure 2 Projet dans la zone de l'aluminerie 12
Figure 3 Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet 20
Figure 4 Répartition des coûts des activités..... 20
Figure 5 Répartition des coûts de télécommunication par activité 25

Liste des annexes

- Annexe 1 Schémas de liaison du projet (pièce déposée sous pli confidentiel)
- Annexe 2 Liste des principales normes appliquées au Projet
- Annexe 3 Décret 352-2012 du Gouvernement du Québec
- Annexe 4 Entente interne de raccordement entre le Transporteur et le Distributeur
- Annexe 5 Analyse économique du Projet
- Annexe 6 Coûts annuels
- Annexe 7 Impact tarifaire
- Annexe 8 Liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois.

1 Introduction

1 Par la présente demande, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le
2 « Transporteur ») vise à obtenir l'autorisation de la Régie de l'énergie (la « Régie ») afin de
3 construire les actifs requis pour le raccordement à 161 kV des charges additionnelles du
4 client Aluminerie Alouette inc. à Sept-Îles (le « Projet »).

5 Le Projet, dont le coût total s'élève à 40,5 M\$, s'inscrit dans la catégorie d'investissement
6 « croissance des besoins de la clientèle ». Il vise à répondre à la croissance de la charge
7 prévue par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »)
8 pour son client Aluminerie Alouette inc. (« Alouette ») et à répondre à la demande de
9 celui-ci de sécuriser l'alimentation électrique de ses installations d'électrolyse. Le coût total
10 inclut les coûts des travaux effectués à la demande d'Alouette qui sont estimés à 4,2 M\$ et
11 qui seront remboursés par ce dernier via le Distributeur.

12 La demande de raccordement du Distributeur fait suite au décret numéro 352-2012¹
13 promulgué par le gouvernement du Québec le 4 avril 2012 à l'égard d'un contrat spécial de
14 500 MW pour la phase III de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles.

15 Plus précisément, le Projet consiste à construire une nouvelle ligne biterne de 14,9 km entre
16 le poste Arnaud et Alouette ainsi qu'à ajouter deux nouveaux départs de ligne à 161 kV au
17 poste Arnaud. De plus, l'actuelle ligne biterne 1650-1651 sera sectionnée, prolongée sur
18 une distance d'approximativement 400 mètres et bouclée dans le nouveau poste client
19 construit spécifiquement par Alouette pour la nouvelle série de cuves associée à sa phase 3
20 d'expansion.

21 La mise en service de la nouvelle ligne biterne est prévue pour le mois de septembre 2015
22 et permettra le transit d'un premier bloc de 70 MW qui sera consommé aux installations
23 existantes. Le prolongement de l'actuelle ligne biterne 1650-1651, dont la mise en service
24 est prévue pour décembre 2015, permettra de fournir une charge de 430 MW destinée à
25 l'éventuelle usine d'électrolyse de la phase 3 d'Alouette.

26 À cette étape de la demande d'autorisation à la Régie, le Transporteur précise qu'afin de
27 respecter l'échéancier des travaux, l'entreprise doit débiter dès à présent certaines activités
28 d'ingénierie indispensables, notamment à la préparation des documents qui seront déposés
29 au soutien des futurs appels d'offres visant l'approvisionnement de matériel nécessaire à la
30 réalisation du Projet. Ces activités ne sont qu'un prolongement essentiel d'activités
31 similaires à celles d'avant-projet, mais se veulent plus détaillées.

¹ Décret 352-2012 du gouvernement du Québec concernant la fixation de tarifs et conditions auxquels l'électricité est distribuée par Hydro-Québec à Aluminerie Alouette inc à l'égard d'un nouveau contrat spécial de 500 MW pour la phase III de l'aluminerie de Sept-Îles (Gazette officielle du Québec, 25 avril 2012). Le décret est présenté à l'annexe 3.

- 1 Le tableau 1 suivant indique la concordance entre la pièce HQT-1, Document 1 de la
- 2 présente demande du Transporteur et les renseignements requis par le *Règlement sur les*
- 3 *conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie* (le « *Règlement* »).

Tableau 1
Concordance entre les sections de la demande et le *Règlement*

<i>Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie</i>				Pièce	Section
Article	Alinéa	Para- graphe	Renseignements requis		
2	1	1 ^o	Les objectifs visés par le projet	HQT-1, Document 1	2
2	1	2 ^o	La description du projet	HQT-1, Document 1	3
2	1	3 ^o	La justification du projet en relation avec les objectifs visés	HQT-1, Document 1	3
2	1	4 ^o	Les coûts associés au projet	HQT-1, Document 1	5 annexe 6
2	1	5 ^o	L'étude de faisabilité économique du projet	HQT-1, Document 1	4 et 6 Annexe 5
2	1	6 ^o	La liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois	HQT-1, Document 1	Annexe 8
2	1	7 ^o	L'impact sur les tarifs incluant une analyse de sensibilité	HQT-1, Document 1	6 Annexe 7
2	1	8 ^o	L'impact sur la fiabilité du réseau et sur la qualité de service	HQT-1, Document 1	7
2	1	9 ^o	Le cas échéant, les autres solutions envisagées	HQT-1, Document 1	4
3	1	1 ^o	La liste des principales normes techniques	HQT-1, Document 1	Annexe 2
3	1	3 ^o	Les engagements contractuels et les contributions financières prévues	HQT-1, Document 1	Annexe 4

2 Objectifs

2.1 Mise en contexte

1 L'aluminerie Alouette est un consortium international créé en 1987 sous l'initiative de la
2 Société générale de financement du Québec (SGF). L'aluminerie a été raccordée au réseau
3 de transport d'Hydro-Québec en 1992 via une nouvelle ligne biterne à 161 kV, la ligne 1650-
4 1651 de près de 14 km, à partir du poste Arnaud à 735-161 kV. La charge initiale d'Alouette
5 était de 395 MW.

6 En 2005, Alouette a réalisé une expansion (phase 2) de son usine avec une croissance de
7 sa charge de 500 MW, portant celle-ci à 895 MW. Pour raccorder cette nouvelle charge, un
8 projet d'accroissement de la capacité de la transformation du poste Arnaud a été réalisé². La
9 ligne 1650-1651 a été conservée pour alimenter les installations de l'aluminerie.

10 En octobre 2011, le Distributeur a demandé un service de transport d'électricité pour
11 permettre une augmentation de 500 MW de la demande d'Alouette. Les charges
12 demandées sont réparties ainsi :

- 13 • augmentation de 70 MW aux installations existantes (phases 1 et 2) ;
- 14 • raccordement d'un nouveau poste client qui alimentera une nouvelle série de cuves
15 d'électrolyse (phase 3) représentant une charge de 430 MW.

16 Suite au décret gouvernemental 352-2012 du 4 avril 2012 qui détermine notamment les
17 conditions auxquelles ces 500 MW additionnels sont fournis, le Transporteur a reçu une
18 demande officielle du Distributeur pour la réalisation des activités d'avant-projet et de projet
19 associées aux charges décrites au paragraphe précédent.

2.2 Objectifs visés par le Projet

20 Le Projet vise pour l'essentiel à construire une nouvelle ligne biterne à 161 kV pour les
21 installations d'électrolyse d'Alouette à Sept-Îles. Cette nouvelle ligne permettra d'augmenter
22 les capacités du réseau de transport d'Hydro-Québec afin de répondre aux besoins
23 électriques des projets d'expansion de l'aluminerie Alouette et de sécuriser l'alimentation de
24 ses installations.

2.2.1 Le réseau de transport à 161 kV dans la région de Sept-Îles

25 La figure 1 suivante présente la situation géographique du réseau de transport à 161 kV de
26 Sept-Îles.

² Dossier R-3561-2005 relatif au projet d'ajout de transformation au poste Arnaud.

Figure 1
Carte géographique de l'emplacement du réseau de transport dans la région de Sept-Îles



1 Le poste Arnaud à 735-315-161 kV constitue l'unique source d'alimentation du réseau à
 2 161 kV qui dessert la région de Sept-Îles. Alouette est raccordée au poste Arnaud via une
 3 ligne biterne à double faisceau à 161 kV, composée des circuits 1650 et 1651, d'une
 4 longueur de 13,8 km.

5 À titre informatif, le Transporteur dépose sous pli confidentiel, à la figure 1-A de l'annexe 1
 6 de la présente pièce, un schéma de liaison qui représente le raccordement actuel
 7 d'Alouette.

2.2.2 Accroissement de la charge d'Alouette

8 Le projet d'expansion d'Alouette consiste en une augmentation de 500 MW de ses charges
 9 d'électrolyse en deux blocs, soit un premier de 70 MW pour les installations existantes et un

1 deuxième de 430 MW pour une nouvelle usine d'électrolyse qui disposera d'un nouveau
2 poste client à 161 kV.

3 Le Transporteur doit dès à présent réaliser le Projet, c'est-à-dire augmenter la capacité de
4 son réseau de transport à 161 kV, afin de répondre à l'ensemble du projet d'expansion de
5 ce client du Distributeur pour une charge supplémentaire de 500 MW.

6 ***Demandes spécifiques d'Alouette***

7 Alouette formule deux demandes spécifiques afin de sécuriser l'alimentation électrique de
8 ses installations. Il demande de couvrir, pour l'ensemble de ses charges, la perte d'une ligne
9 biterne et que la nouvelle ligne à 161 kV prévue par le Projet dispose d'une sécurisation
10 accrue face à un épisode de verglas.

11 Conformément aux *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec*, les coûts
12 supplémentaires relatifs aux options demandées par Alouette seront défrayés par ce dernier
13 via le Distributeur.

14 ***Entente interne de raccordement***

15 Le coût global du Projet est de 40,5 M\$. Selon l'entente interne de raccordement entre le
16 Transporteur et le Distributeur (présentée à l'annexe 4), ce montant inclut les éléments
17 suivants :

- 18 a) Offre de référence du Transporteur : 36,3 M\$
- 19 b) Les deux options exigées par le client, d'une valeur totale de 4,2 M\$, soit :
- 20 • l'attribution d'une seconde alimentation distincte pour l'ensemble des
 - 21 charges : 3,2 M\$;
 - 22 • la sécurisation accrue de la ligne face au verglas : 1,0 M\$.

23 Selon le décret numéro 352-2012 du gouvernement du Québec, le client du Distributeur
24 devrait l'informer au plus tard le 31 décembre 2017, s'il va de l'avant avec son expansion de
25 la phase 3 de 430 MW. Advenant un report ou une annulation de cette expansion, le
26 Transporteur construira tout de même la nouvelle ligne biterne prévue par le Projet, car le
27 client aura déjà augmenté sa charge de 70 MW liés à ses installations existantes et
28 maintient sa demande pour la sécurisation de ses installations. Cependant, les travaux de
29 bouclage de l'actuelle ligne 1650-1651 seront reportés (ou annulés) et le calcul du coût des
30 options demandées par Alouette sera révisé en conséquence.

31 Ainsi, advenant la non-réalisation de la phase 3 par le client (430 MW), le coût total du
32 Projet sera réduit de 40,51 M\$ à 37,95 M\$ après soustraction de travaux de bouclage
33 prévus (2,56 k\$) vers le nouveau poste client. De plus, le coût prévu des options

1 demandées par Alouette sera alors révisé à 14,0 M\$³, soit 13,0 M\$ pour la construction du
2 deuxième circuit de la biterne (relève) et d'un départ de ligne au poste Arnaud ainsi que
3 1,0 M\$ pour la sécurisation accrue face au verglas. Le coût assumé par le Transporteur
4 serait alors de l'ordre de 24,0 M\$.

5 ***Premier bloc de 70 MW pour les installations existantes***

6 L'alimentation du premier bloc de 70 MW requiert l'accroissement de la capacité du réseau
7 de transport à 161 kV qui dessert le client. Celui-ci a déjà commencé à consommer une
8 partie de ce bloc de 70 MW. D'ici la mise en service finale du Projet, le Transporteur a
9 convenu avec le Distributeur que les nouvelles charges du client Alouette seront alimentées
10 temporairement de façon non ferme et délestable advenant l'indisponibilité d'un des circuits
11 1650 ou 1651 au moyen d'un mécanisme de gestion de la surcharge, tel que mentionné à
12 l'article 6.1 du décret numéro 352-2012.

13 ***Deuxième bloc de 430 MW pour la nouvelle usine d'électrolyse***

14 Le raccordement du deuxième bloc de 430 MW concerne la nouvelle usine d'électrolyse
15 (phase 3). Alouette n'a pas encore confirmé la réalisation de cette phase et dispose, selon
16 son contrat avec le Distributeur, d'un délai jusqu'en décembre 2017 pour en annoncer la
17 réalisation. Cependant, il est convenu entre le Transporteur, le Distributeur et Alouette que
18 l'alimentation de ces 430 MW additionnels fera l'objet de mesures spécifiques d'exploitation
19 jusqu'à la mise en service des équipements permettant l'augmentation de la capacité de
20 transformation du poste Arnaud⁴.

21 Le Transporteur informera la Régie de la décision d'Alouette quant à la confirmation de la
22 réalisation de la phase 3.

23 La figure 1-B de l'annexe 1 présente une schématisation des installations actuelles du client
24 Alouette et de la nouvelle usine associée à la phase 3.

³ Pour les détails, voir l'entente interne de raccordement à l'annexe 4.

⁴ Ce projet d'augmentation de la capacité de transformation du poste Arnaud à 735-315-161 kV est actuellement à l'étude. Le cas échéant, les investissements associés à ce projet feront l'objet d'une demande d'autorisation spécifique à la Régie.

3 Description et justification du Projet en relation avec les objectifs

3.1 Description du Projet

1 Le présent Projet a fait l'objet d'un avant-projet qui a confirmé la faisabilité de la solution
2 retenue, circonscrit les contraintes techniques et économiques, et précisé la description des
3 travaux inhérents à celui-ci.

4 Le projet de raccordement sera réalisé en deux étapes.

3.1.1 Raccordement d'un premier bloc de 70 MW pour les installations existantes

5 Pour répondre à un premier bloc d'augmentation de 70 MW aux installations existantes
6 d'Alouette, le Transporteur procédera à l'ajout de 2 nouveaux départs de ligne à 161 kV au
7 poste Arnaud et à la construction d'une ligne biterne de 14,9 km entre ce poste et les
8 installations existantes d'Alouette. Ces travaux permettront d'alimenter de façon ferme la
9 charge de 70 MW et de donner suite aux 2 options demandées par Alouette, soit :

- 10 1) l'attribution d'une deuxième alimentation distincte pour l'ensemble de ses charges
11 qui permettra de couvrir la perte d'une ligne biterne par l'effondrement d'un pylône ;
- 12 2) la sécurité accrue face au verglas obtenue par le prolongement des chaînes
13 d'isolateurs de la ligne. Cette surisolation permettra de diminuer le risque d'un
14 contournement électrique des isolateurs advenant l'accumulation de givre sur les
15 pylônes.

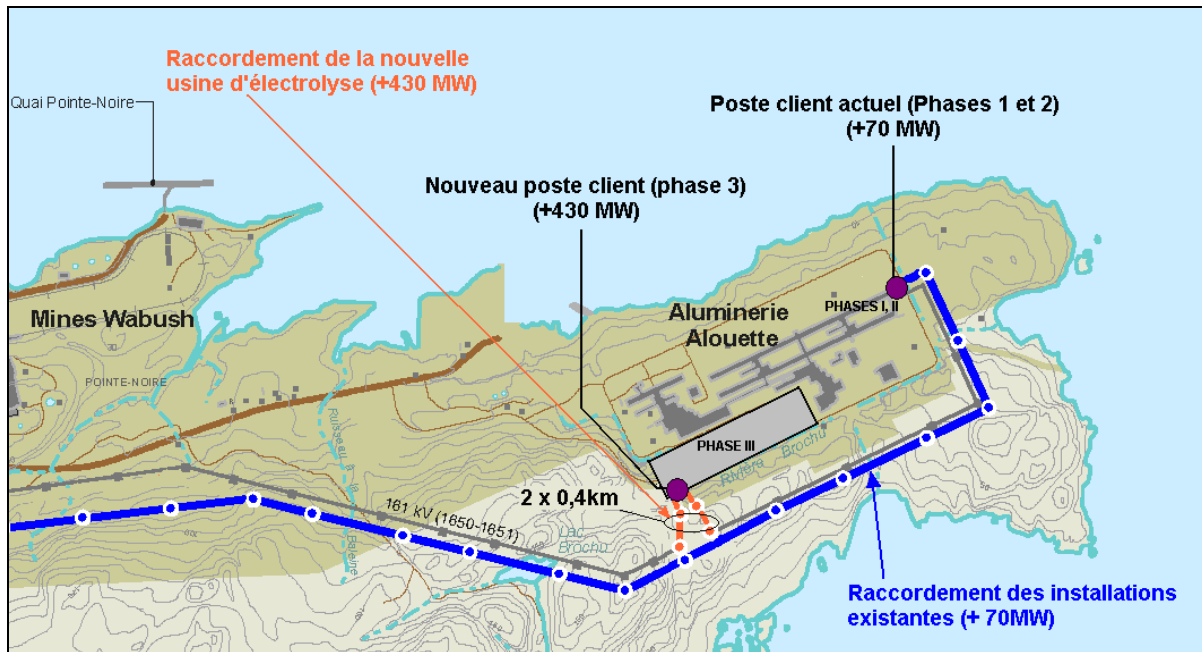
3.1.2 Raccordement d'une nouvelle usine d'électrolyse de 430 MW

16 Le raccordement d'une nouvelle usine d'électrolyse (nouvelle charge de 430 MW) pour la
17 phase 3 d'expansion d'Alouette entraîne le sectionnement de l'actuelle ligne biterne 1650-
18 1651 et le prolongement de celle-ci sur une distance de 400 mètres jusqu'au nouveau poste
19 client. Ces travaux font partie du présent Projet, sauf si Alouette informe le Distributeur de
20 l'annulation ou du report de la phase 3, comme décrit précédemment. Advenant le report ou
21 la non-réalisation de la phase 3, la construction du second circuit de la biterne restera
22 nécessaire comme alimentation de relève et s'ajoutera en tant qu'option demandée et
23 payée par Alouette avec celle de la sécurisation accrue face au verglas.

24 À l'annexe 1, la figure 1-C présente un schéma simplifié illustrant les travaux nécessaires
25 sur le réseau de transport à 161 kV pour le raccordement du premier bloc de 70 MW et pour
26 le raccordement du second bloc de 430 MW. D'autre part, la figure 1-D présente une carte
27 illustrant le trajet du projet de raccordement entre le poste Arnaud et Alouette.

28 La figure 2 présente une carte du Projet dans la zone de l'aluminerie.

Figure 2
Projet dans la zone de l'aluminerie



3.2 Justification du Projet en relation avec les objectifs

- 1 La solution recommandée par le Transporteur permet de répondre à la fois à la croissance
- 2 de la charge d'Alouette et de donner suite aux options qu'il a demandées .
- 3 Le Transporteur rappelle que sa mission de base est notamment de maintenir un service de
- 4 transport permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la
- 5 qualité de ce service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de
- 6 transport. Le Transporteur est d'avis que le Projet est conforme à cette mission.
- 7 Le calendrier de réalisation des travaux liés au Projet est présenté au tableau 2.

Tableau 2
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Mars 2012	Février 2013
Autorisation de la Régie de l'énergie	Juillet 2013	Début novembre 2013
Projet	Mai 2013	Février 2016
Mise en service	Septembre et décembre 2015	Septembre 2015 (nouvelle ligne biterne) Décembre 2015 ⁵ (bouclage 1650-1651)

⁵ Sous réserve de la confirmation de la phase 3 avant les dates spécifiées à l'entente interne de raccordement.

1 Par ailleurs, le Transporteur fournit, à l'annexe 2 de la présente pièce, la liste des
2 principales normes techniques appliquées au Projet. De plus, il fournit à l'annexe 4, ses
3 engagements contractuels convenus avec les Distributeur ainsi que les contributions
4 financières prévues. Enfin, la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois et qui
5 s'appliquent au Projet est présentée en annexe 8.

4 Solutions envisagées

1 Le Transporteur présente ci-après la description des solutions étudiées dans le cadre de
2 son processus de planification de même que l'évaluation des différents aspects qui l'ont
3 guidé dans le choix de la solution retenue.

4 Trois scénarios de raccordement d'Alouette ont donc été identifiés, soit :

- 5 • scénario 1 : attribution d'un nouveau circuit à 161 kV ;
- 6 • scénario 2 : attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV ;
- 7 • scénario 3 : attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV et bouclage des
8 installations d'Alouette avec le réseau de transport à 161 kV.

9 Le Transporteur a identifié la solution optimale, des points de vue technique, économique et
10 environnemental, afin d'atteindre les objectifs du Projet. Cette solution optimale est
11 considérée comme l'offre de référence du Transporteur pour répondre à ces besoins de
12 croissance de la charge du Distributeur. Les travaux supplémentaires par rapport à l'offre de
13 référence constituent des options réalisées à la demande d'Alouette.

4.1 Scénario 1 – Attribution d'un nouveau circuit à 161 kV

14 La solution la plus simple (scénario 1) serait d'attribuer un seul circuit aux nouvelles
15 installations de la phase 3 et de conserver le raccordement actuel des installations
16 existantes. Cependant, cette solution est rejetée d'emblée car elle n'apporte aucune
17 flexibilité d'exploitation du réseau à 161 kV, occasionne des pertes électriques importantes
18 et ne permet pas de donner suite aux options demandées par Alouette.

19 La figure à la page 1-E de l'annexe 1 présente un schéma de liaison qui illustre le
20 scénario 1 de raccordement.

4.2 Scénario 2 – Attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV

21 Le scénario 2 constitue la solution la plus économique pour le Transporteur et correspond à
22 l'offre de référence qui est retenue par ce dernier pour le raccordement du client du
23 Distributeur. Ce scénario consiste à attribuer deux nouveaux circuits à Alouette, soit un
24 nouveau circuit pour diminuer les pertes électriques associées aux charges des installations
25 actuelles et un nouveau circuit pour le raccordement des installations de la phase 3.

26 Ce scénario comprend la construction d'une ligne biterne de 12,6 km du poste Arnaud
27 jusqu'aux abords de l'aluminerie d'Alouette, d'une section monoterne de 0,4 km entre cette
28 ligne et le nouveau poste de la phase 3 et d'une seconde section monoterne de 2,3 km pour
29 rejoindre les phases 1 et 2 (voir figure 2 plus haut).

30 Toutefois, ce raccordement ne répond pas à la demande d'Alouette d'assurer une deuxième
31 alimentation à l'ensemble de ses installations (phases 1, 2 et 3).

4.3 Scénario 3 – Attribution de deux nouveaux circuits à 161 kV et bouclage des installations avec le réseau de transport à 161 kV

1 Le scénario 3 comprend le bouclage des deux installations électriques d'Alouette (poste
2 client existant et nouveau poste client de la phase 3) avec le réseau de transport. Ce
3 scénario nécessite la construction d'une ligne biterne de 14,9 km ainsi que de deux sections
4 biternes de 0,4 km chacune.

5 Ce mode de raccordement permet d'assurer une deuxième alimentation distincte pour les
6 charges d'Alouette mais implique des investissements supplémentaires comparativement à
7 l'offre de référence du Transporteur (scénario 2).

8 Sur les plans technique et économique, aucune autre solution que celles proposées ne
9 permet de répondre adéquatement aux besoins visés par le Distributeur pour ce projet.

4.4 Estimation des coûts des solutions envisagées

10 Le Transporteur compare les coûts des solutions envisagées en tenant compte des
11 investissements requis pour la construction, des valeurs résiduelles des investissements, de
12 la taxe sur les services publics, du coût du capital et des pertes électriques. L'analyse
13 économique a été réalisée sur une période de 43 ans, soit 40 ans après la mise en service
14 du Projet, d'après les hypothèses suivantes :

- 15 • taux d'actualisation de long terme de 5,698 % ;
- 16 • taux d'inflation générale de 2,0 % ;
- 17 • taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

18 Les valeurs résiduelles correspondent à la valeur actuelle des flux d'investissement pour la
19 portion comprise entre la fin de la durée visée par l'analyse et la fin de la durée de vie
20 spécifique de chaque flux d'investissement. La durée d'un flux d'investissement est fonction
21 des catégories d'équipements établies par le Transporteur.

22 Le tableau 3 présente une comparaison économique des trois solutions décrites
23 précédemment. Les coûts y sont exprimés en milliers de dollars actualisés de l'année 2013.

**Tableau 3
Comparaison économique des solutions (k\$ actualisés 2013)**

	Scénario 1 Ajout d'un circuit	Scénario 2 Ajout de deux circuits (Offre de référence)	Scénario 3 Ajout de deux circuits et bouclage des installations (Solution retenue)
Investissements	22 707	31 922	35 635
Valeurs résiduelles	- 886	- 1 205	- 1 397
Taxes	1 416	2 001	2 242
Pertes électriques	43 752	10 567	9 052
Coûts globaux actualisés	66 989	43 285	45 532

- 1 Comme mentionné précédemment, les résultats de l'analyse économique réalisée par le
 2 Transporteur démontrent que les coûts globaux actualisés du scénario 2 sont inférieurs aux
 3 autres alternatives. Pour cette raison, le Transporteur a retenu le scénario 2 en tant que
 4 raccordement de référence pour répondre à la croissance des charges du Distributeur.
- 5 Toutefois, cette solution ne donne pas suite aux options demandées par Alouette,
 6 contrairement au scénario 3. Par conséquent, le Transporteur projette de réaliser ce dernier
 7 scénario. La différence de coûts de réalisation entre l'offre de référence (scénario 2) et le
 8 scénario 3 constitue l'option réalisée à la demande d'Alouette pour l'attribution d'une
 9 alimentation supplémentaire et sera remboursée par ce dernier via le Distributeur.
- 10 Le client a également demandé une surisolation de la ligne afin d'assurer une sécurisation
 11 accrue face au verglas. Cette surisolation requiert le prolongement des chaînes d'isolateurs
 12 et occasionne des coûts supplémentaires qui seront également remboursés au
 13 Transporteur par Alouette via le Distributeur.
- 14 Le détail de l'analyse économique et les paramètres utilisés sont présentés à l'annexe 5 de
 15 la présente pièce.

5 Coûts associés au Projet

5.1 Sommaire des coûts

1 Comme indiqué précédemment, le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à
 2 40,5 M\$. Cette somme inclut un montant de 0,2 M\$ pour les installations de
 3 télécommunication.

4 Le tableau suivant présente une ventilation détaillée des coûts pour les phases avant-projet
 5 et projet. Un tableau détaillé des coûts annuels est présenté à l'annexe 6 de la présente
 6 pièce.

Tableau 4
Coûts des travaux avant-projet et projet par élément
(en milliers de dollars de réalisation)

	Total Lignes	Total Postes	Total Transport (lignes et postes)	Télécom-munication	Total lignes, postes et télécomm.
Coûts de l'avant-projet					
Études d'avant-projet	394,0	554,3	948,3	20,8	969,1
Autres coûts	3,0		3,0		3,0
Frais financiers	20,0	24,2	44,2	1,2	45,4
Sous-total	417,0	578,5	995,5	22,0	1 017,5
Coûts du projet					
Ingénierie interne	739,1	399,5	1 138,6	12,0	1 150,6
Ingénierie externe	302,3	295,4	597,7	24,0	621,7
Client	2 414,9	1 024,6	3 439,5	18,2	3 457,7
Approvisionnement	9 295,6	2 457,1	11 752,7	20,0	11 772,7
Construction	11 645,8	2 426,2	14 072,0	30,0	14 102,0
Gérance interne	1 388,0	924,4	2 312,4	43,8	2 356,2
Gérance externe	694,2		694,2		694,2
Provision	2 272,4	773,9	3 046,3	20,0	3 066,3
Autres coûts	543,1	106,9	650,0		650,0
Frais financiers	1 170,6	443,5	1 614,1	10,0	1 624,1
Sous-total	30 466,0	8 851,5	39 317,5	178,0	39 495,5
TOTAL	30 883,0	9 430,0	40 313,0	200,0	40 513,0

7 Les taux d'inflation spécifiques aux équipements visés par le Projet sont présentés au
 8 tableau suivant :

Tableau 5
Taux d'inflation spécifiques

Produit	2013	2014	2015	2016	2017
Lignes	2,3 %	2,0 %	2,7 %	2,4 %	n/a
Postes	2,0 %	2,1 %	2,7 %	2,6 %	2,3 %
Télécommunications	0,7 %	1,1 %	3,0 %	n/a	n/a

1 Chaque rubrique de coût de projet est indexée suivant le taux d'inflation applicable de
2 l'année de sa réalisation. Les taux d'inflation utilisés pour l'établissement du coût du Projet
3 proviennent des prévisions d'Hydro-Québec Équipement et Services partagés (« HQÉSP »)
4 établies en date du 1^{er} avril 2012.

5 Conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2012-161⁶ quant à la
6 justification des taux d'inflation utilisés aux fins de l'évaluation des coûts de travaux des
7 divers projets d'investissement qui lui sont soumis pour approbation, le Transporteur fournit
8 ci-après les informations pertinentes à l'appui des taux d'inflation utilisés à ces fins. Ces
9 informations s'appliquent au présent Projet.

10 En premier lieu, le Transporteur tient à rappeler que la variation des taux d'inflation est
11 relative aux prévisions de l'évolution de la valeur des indices composant ces taux d'inflation.

12 L'établissement des taux d'inflation pour les projets est basé sur des modèles types des
13 projets de postes, lignes et télécommunications du Transporteur. Dans chaque modèle, une
14 liste des principales composantes est établie et un poids exprimé en pourcentage leur est
15 attribué. Pour chaque composante, un indice a été appliqué. Les modèles sont mis à jour
16 périodiquement en fonction de l'évolution des prix liés aux éléments des projets. Les taux
17 d'inflation produits à partir de ces modèles sont mis à jour annuellement.

18 La liste des principales composantes pour la rubrique « Postes » est présentée ci-après :

- 19
- Coût de main-d'œuvre :
 - ingénierie interne et externe ;
 - gestion de projet et de chantier.
 - Coûts reliés à la construction :
 - main d'œuvre de construction ;
 - équipement et matériaux de construction.
- 20
21
22
23
24

⁶ Décision D-2012-0161, par. 42, pour le dossier R-3812-2012 relatif au projet Waswanipi.

- 1 • Approvisionnement :
- 2 ◦ transformateurs et inductances ;
- 3 ◦ appareillage de sectionnement et de mesure ;
- 4 ◦ armoires de branchement, charpentes, supports, câbles, jeu de barres, etc.

5 La liste des principales composantes pour la rubrique « Lignes » est présentée ci-après :

- 6 • Approvisionnement :
- 7 ◦ quincailleries et isolateurs ;
- 8 ◦ acier de pylônes et de fondations ;
- 9 ◦ conducteurs et câble de corde à fibre optique.

10 Pour les motifs qu'il a fournis lors de ses demandes d'autorisation de projets
11 d'investissement, le Transporteur souligne que c'est à la division HQÉSP que revient la
12 responsabilité de mener à bien, sans marge bénéficiaire, les projets de construction de
13 lignes et de postes et de renforcement du réseau de transport. Le Transporteur a également
14 amélioré et sécurisé son processus d'approvisionnement d'équipements stratégiques.

15 Ces mesures ont notamment pour objectifs de réduire la croissance des coûts des projets
16 du Transporteur et d'optimiser les pratiques d'affaires.

17 Enfin, le Transporteur souligne que le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant
18 autorisé par le Conseil d'administration de plus de 15 %, auquel cas il doit obtenir une
19 nouvelle autorisation de ce dernier. Le cas échéant, le Transporteur s'engage à en informer
20 la Régie en temps opportun. Le Transporteur souligne qu'il continuera de s'efforcer de
21 contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

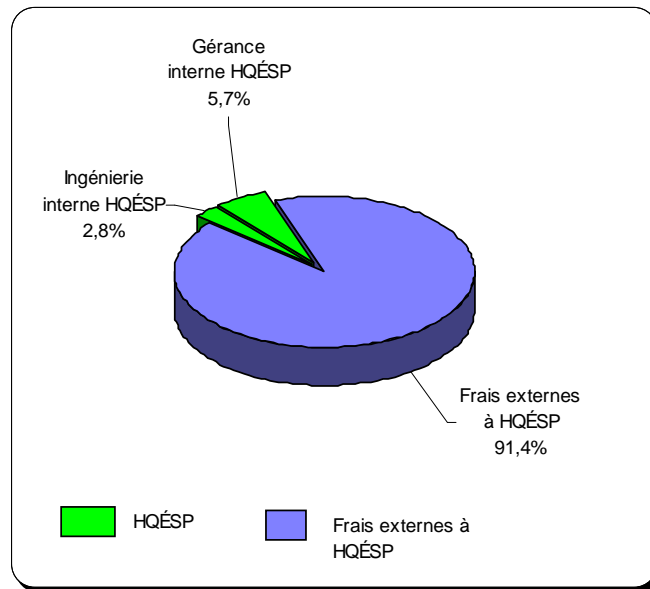
5.2 Principales composantes du coût des travaux

22 Comme présentés à la figure suivante, les coûts externes à HQÉSP pour la phase projet
23 sont de 36,9 M\$, soit 91,4 % du coût du Projet de 40,3 M\$, sans le coût des actifs de
24 télécommunication (lesquels sont présentés à la section 5.3).

25 Les travaux liés aux actifs de télécommunication sont entièrement réalisés par le groupe
26 Technologie d'Hydro-Québec et ils sont donc exclus des éléments de coûts et ratios
27 ci-dessous.

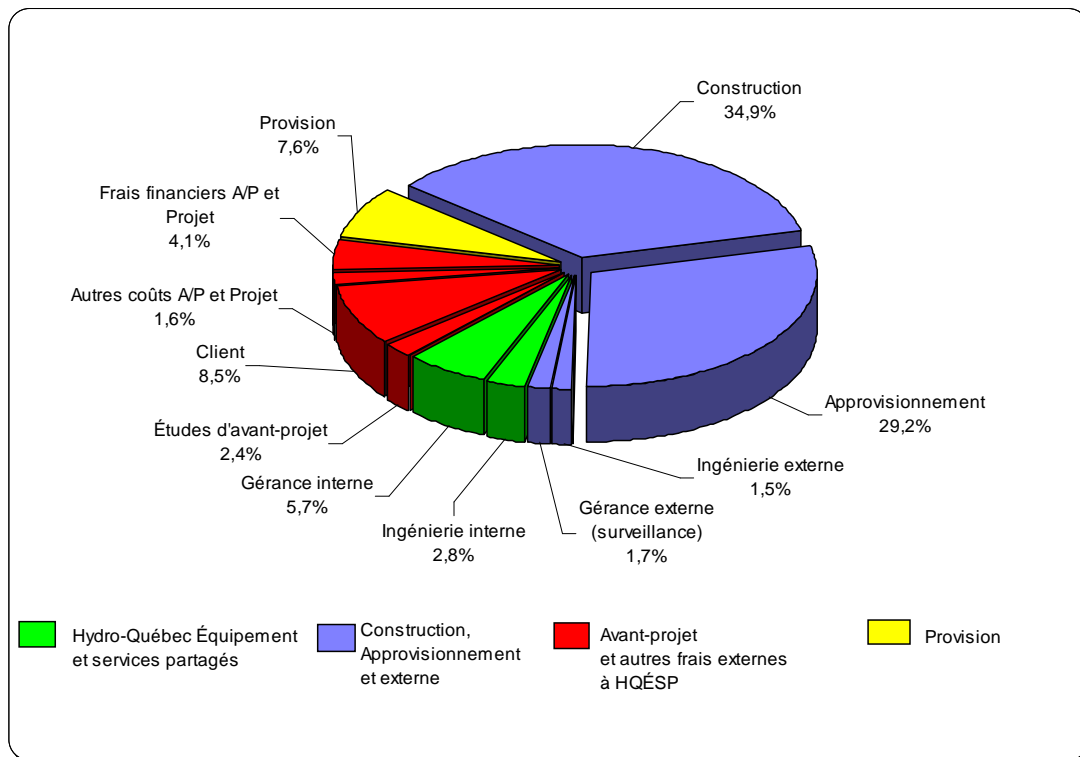
28 HQÉSP s'assure de la réalisation de l'ingénierie de détail et de la production des plans et
29 devis. L'approvisionnement est réalisé par le biais d'appels d'offres et de soumissions. Par
30 la suite, les travaux de construction sont généralement réalisés sous la responsabilité de
31 HQÉSP par des entrepreneurs externes retenus conformément aux directives corporatives
32 d'acquisition de biens meubles et de services.

Figure 3
Répartition des coûts internes et externes pour la phase projet



- 1 La figure suivante présente la répartition des coûts entre les diverses activités requises pour
- 2 la réalisation du Projet.

Figure 4
Répartition des coûts des activités



1 ***Approvisionnement et construction***

2 Le coût des activités reliées à l'approvisionnement et à la construction du présent Projet
3 s'élève à 25,8 M\$, soit 64,1 % du coût du Projet de 40,3 M\$.

4 Comme mentionné précédemment, les travaux seront attribués par appels d'offres. Le
5 respect des directives en place en cette matière garantit à HQÉSP une gestion efficace,
6 équitable et transparente de ses relations avec l'ensemble de ses fournisseurs au bénéfice
7 des clients du Transporteur.

8 ***Ingénierie, frais de gérance et études d'avant-projet***

9 Les frais d'ingénierie, les frais de gérance et les frais des études d'avant-projet s'élèvent à
10 5,7 M\$, soit 14,2 % du coût du Projet de 40,3 M\$.

11 Les coûts des travaux d'ingénierie sous-traités à l'externe, qui représentent 1,5 % du coût
12 total du Projet, seront imputés au Transporteur au prix coûtant. Par ailleurs, les services
13 d'ingénierie interne sont facturés par le mécanisme de facturation interne. Quant aux coûts
14 de 3,0 M\$ pour la gérance de projet, soit 7,5 % du coût du Projet, ils représentent tous les
15 frais relatifs à la gestion de projet et à la gérance de chantier. Ces coûts incluent les
16 activités de surveillance de chantier dont une partie, pour un montant d'environ 0,7 M\$, sera
17 confiée à une firme externe. Les frais de gérance sont mesurés en pourcentage du coût des
18 projets. Dans le cadre du Projet, le ratio des frais de gérance interne propres à HQÉSP
19 s'élève à 5,7 % du coût du Projet.

20 Par ailleurs, HQÉSP surveille étroitement les frais de gérance de ses projets afin qu'ils
21 demeurent concurrentiels.

22 ***Coûts du client***

23 Le Transporteur présente au tableau 6 une ventilation et une brève description de la nature
24 des coûts de la rubrique « Client » du tableau 4. Ces coûts s'élèvent à 3,4 M\$, soit 8,5 % du
25 coût total du Projet.

**Tableau 6
Coûts du « Client »**

Sommaire (ligne et poste)		en milliers de dollars			
Description	Total	2013	2014	2015	2016
Expertise technique	49,9	49,9			
Inspection finale et mise en route	1 173,2			1 048,8	124,4
Communications et relations publiques	70,6	17,7	21,0	31,9	
Mise en valeur	336,0	336,0			
Expertise immobilière	1 809,8	19,9	1 737,2	48,7	4,0
Total	3 439,5	423,5	1 758,2	1 129,4	128,4

1 Les éléments du tableau 6 se définissent comme ceci :

- 2 • *expertise technique* : activités réalisées par certaines unités du Transporteur ;
- 3 • *inspection finale et mise en route* : activités réalisées par le Transporteur associées
- 4 aux essais techniques et spécialisés pour s'assurer du bon fonctionnement des
- 5 équipements installés avant la mise en service commerciale ;
- 6 • *communications et relations publiques* : activités réalisées par l'unité régionale qui
- 7 assure les communications avec le public, les municipalités et les différents
- 8 organismes régionaux ;
- 9 • *mise en valeur* : crédit consacré pour la mise en valeur de l'environnement et
- 10 l'appui au développement régional afin d'amortir les impacts du Projet dans le
- 11 milieu. La mise en valeur est établie à 1 % des crédits d'engagements incluant
- 12 les intérêts ;
- 13 • *expertise immobilière* : activités réalisées par l'unité Immobilier de la direction
- 14 principale Centre de services partagés pour, entre autres, l'obtention des droits de
- 15 servitude, l'acquisition de terrains, l'évaluation des indemnités immobilières.

16 **Frais financiers**

17 Les frais financiers totaux s'élèvent à 1,7 M\$, soit 4,1 % du coût total du Projet.
 18 Conformément à la décision D-2002 95⁷ de la Régie, la capitalisation des frais financiers
 19 aux immobilisations en cours est réalisée au taux du coût en capital de l'année témoin
 20 projetée, soit 6,838 % pour 2012⁸.

⁷ Décision D-2002-95, 30 avril 2002, page 91.

⁸ Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

1 De plus, conformément aux décisions D-2003-68⁹ et D-2005-63¹⁰, le Transporteur précise
2 que la capitalisation des frais financiers selon le coût en capital prospectif de 5,698 %¹¹
3 procure une réduction de 0,3 M\$ pour un investissement total de 40,0 M\$.

4 ***Autres coûts***

5 Les autres coûts regroupent notamment les éléments suivants :

- 6 • gestion des matières dangereuses ;
- 7 • fourniture de matériel ;
- 8 • matériel à projets et guichet unique ;
- 9 • revalorisation des biens meubles excédentaires ;
- 10 • frais d'acquisition des biens et services ;
- 11 • gestion des données et des documents (originaux et géomatique).

12 Ces frais s'élèvent à 0,7 M\$ et représentent 1,6 % du coût du Projet de 40,3 M\$.

13 Ces autres coûts sont estimés en fonction des besoins réels du Projet et correspondent à
14 des activités nécessaires à son bon déroulement. Ces coûts seront facturés par la suite au
15 Projet en fonction des coûts réels.

16 Ces activités sont des services fournis principalement par la direction principale – Centre de
17 services partagés.

18 ***Provision***

19 La valeur de la provision s'élève à 3,0 M\$, soit 7,6 % des coûts du Projet. Toutefois,
20 conformément à la demande de la Régie précisée à sa décision D-2003-68¹², la provision
21 s'élève à 8,0 % lorsque l'on retranche du coût du Projet les autres coûts et les frais
22 financiers.

23 La provision est un montant inclus dans une estimation pour couvrir les incertitudes
24 imputables aux risques et aux imprécisions associés notamment aux durées, aux quantités,
25 au contenu technique, au mode d'approvisionnement, à la concurrence sur le marché
26 (fournisseurs, entrepreneurs), aux conditions climatiques et géographiques, au contexte
27 social, économique ou politique, ainsi qu'à tout autre élément défini dans l'étendue des
28 travaux du Projet.

⁹ Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 26.

¹⁰ Décision D-2005-63, 15 avril 2005, page 4, faisant suite à la décision D-2005-50.

¹¹ Décision D-2012-059, 24 mai 2012, page 83.

¹² Décision D-2003-68, 4 avril 2003, page 18.

1 Conformément à la pratique généralement suivie dans l'industrie, la méthodologie de calcul
2 de la provision est basée sur la fiabilité de la source de données, le degré de détail du
3 contenu, les facteurs de risque inhérents à chaque étape de réalisation du Projet ainsi que
4 sur le degré de risque que l'organisation est prête à accepter.

5 Le Transporteur précise que les provisions prévues sont déterminées en fonction des
6 risques propres à chaque projet et peuvent donc varier grandement d'un projet à un autre.
7 Le Transporteur souligne également que ces provisions ne sont « facturées » à un projet
8 que dans la mesure où des risques se sont matérialisés et ont engendré des coûts réels lors
9 de la réalisation de ce projet. Ainsi, les sommes engagées (ou prévues au budget) pour le
10 Projet et non utilisées ne seront pas imputées à ce dernier. Par conséquent, le coût final du
11 Projet correspond au montant réellement encouru au cours de sa réalisation. De la même
12 façon qu'aucune marge bénéficiaire n'est facturée par HQÉSP, le Transporteur rappelle
13 qu'aucune provision n'est calculée sur les autres coûts et les frais financiers.

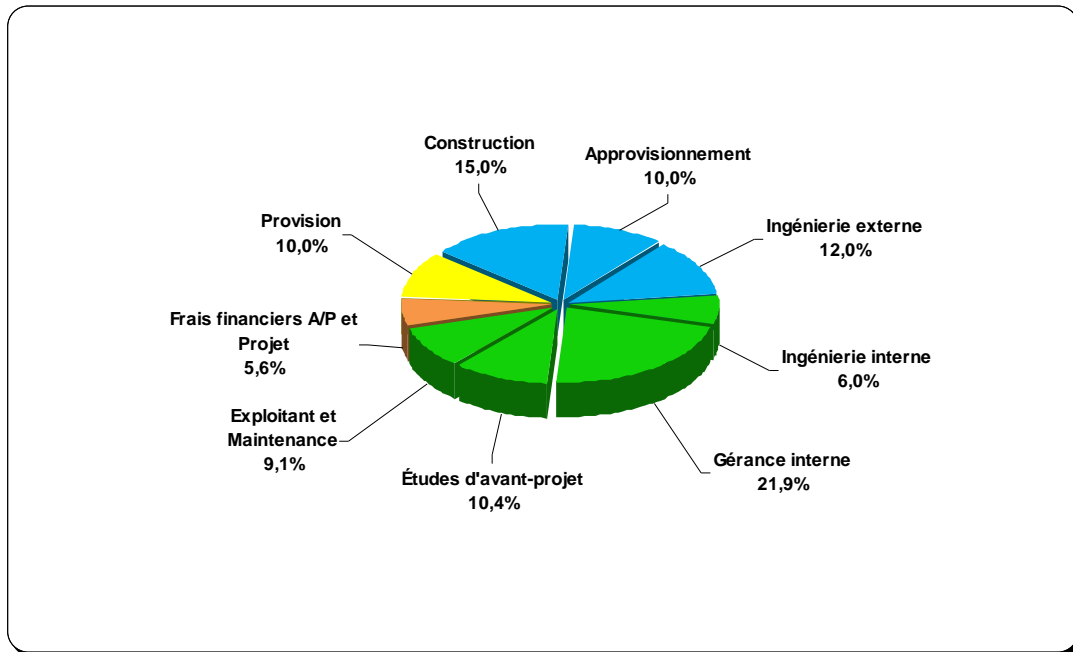
14 Finalement, le Transporteur souligne que HQÉSP déploie tous les efforts requis et agit avec
15 la plus grande diligence afin de réaliser le Projet de manière à en minimiser les coûts.

5.3 Coûts de télécommunication

16 Le Transporteur inclut au coût de son projet à faire autoriser le coût de 0,2 M\$ pour les
17 actifs de télécommunication qui lui sont associés.

18 Le Transporteur précise que les travaux de télécommunication qui ont été décrits
19 précédemment représentent 0,5 % du coût total des travaux associés à son projet de
20 40,5 M\$. La figure 5 présente la répartition des coûts de télécommunication entre les
21 diverses activités requises pour la réalisation du Projet du Transporteur.

Figure 5
Répartition des coûts de télécommunication par activité



5.4 Suivi des coûts du Projet

1 Le Transporteur soutient en premier lieu que les coûts détaillés précédemment sont
2 nécessaires à la réalisation du Projet à l'étude et conséquemment, qu'ils sont raisonnables.
3 Dans un souci constant de contrôler les coûts liés à la réalisation de ses projets
4 d'investissement, le Transporteur assurera par surcroît un suivi étroit des coûts du Projet.

5 Aux fins de la reddition de comptes de l'état d'avancement du présent Projet et de tout futur
6 projet d'investissement en transport d'un coût de 25 M\$ et plus pouvant nécessiter un suivi
7 dans le cadre de ses rapports annuels à la Régie, si celle-ci le requiert¹³, le Transporteur
8 soumet la proposition suivante, en quatre volets séquentiels :

9 a) **sur une base annuelle, jusqu'à la mise en service finale du projet :**

10 présenter une vision globale des coûts (autorisés, réels et prévus au 31
11 décembre de l'année visée) avec écarts entre les coûts autorisés et prévus
12 (en M\$ et en %) ainsi que de la valeur cumulée et de l'horizon des mises en
13 service du Projet et de tout futur projet visé de cette catégorie, dans la mesure
14 où la Régie accepte les quatre volets de sa proposition pour ces projets.

¹³ En vertu du paragraphe 5 de l'article 75 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

1 b) **sur une base ponctuelle, au besoin, jusqu'à ce que les coûts atteignent**
 2 **50 % de la valeur globale prévue du projet :**

3 présenter les justificatifs pertinents quant aux écarts significatifs en annexe à
 4 cette vision globale des coûts et des mises en service. Le Transporteur propose
 5 à cet effet les seuils suivants, selon l'envergure des projets :

- 6 • Projets \geq 100 M\$: (+ ou -) 5 % ;
- 7 • Projets < 100 M\$: (+ ou -) 10 %, comme dans le cas du présent Projet.

8 c) **sur une base annuelle, une fois que les coûts auront atteint 50 % de la**
 9 **valeur globale prévue du projet :**

10 présenter un tableau complémentaire des coûts (autorisés, réels et prévus)
 11 avec justification des écarts significatifs, selon les seuils préétablis ci-dessus,
 12 avec une ventilation des coûts, selon leur nature et pour chacun des volets
 13 Postes, Lignes et Télécommunications, selon les projets, de la forme suivante :

Tableau 7
Coûts du Projet
(en milliers de dollars)

Volet	Groupe nature comptable (HQT)	Invest. cumul au 31/12/20xx (a)	Invest. final prévu (b)	MES au 31/12/20xx (c)	Valeur à autoriser Régie (d)	Réalisés % (a) / (b)
Télécommunication	Autres biens - Achat				20,0	
	Prestation de travail HQT				18,2	
	Autres services				150,6	
	Frais financiers				11,2	
	Résultats		0,0	0,0	0,0	200,0
Postes de transport	Autres biens - Achat				2 457,1	
	Prestation de travail HQT				1 024,6	
	Autres services				5 480,6	
	Frais financiers				467,7	
	Résultats		0,0	0,0	0,0	9 430,0
Lignes de transport	Autres biens - Achat				9 295,6	
	Prestation de travail HQT				2 414,9	
	Autres services				17 981,9	
	Frais financiers				1 190,6	
	Résultats		0,0	0,0	0,0	30 883,0
Résultats		0,0	0,0	0,0	40 513,0	0,0 %

1 d) ***lors de la mise en service finale du projet :***

2 Présenter un tableau détaillé des coûts réels versus autorisés, sous la même
3 forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 4 du présent document,
4 accompagné d'un suivi de l'échéancier du projet et, le cas échéant, des
5 justificatifs pertinents quant aux écarts significatifs identifiés selon les seuils
6 préétablis ci dessus.

7 La présente proposition découle d'une analyse de l'ensemble du portefeuille de projets
8 d'investissement de cette catégorie ayant fait l'objet d'une reddition de comptes à ce jour,
9 en faisant ressortir les limites actuelles d'un tel suivi individuel ainsi que les nombreux
10 avantages sous-jacents aux pistes d'optimisation identifiées par le Transporteur, dont les
11 principaux avantages suivants :

- 12 • format de présentation offrant un premier niveau d'analyse plutôt que dans un
13 format brut ;
- 14 • meilleure perspective de l'ensemble et des composantes du portefeuille des projets
15 d'investissement en cours présentant un coût égal ou supérieur à 25 M\$;
- 16 • optimisation des activités relatives à la collecte et à la consolidation des données-
17 source ;
- 18 • préservation de la prérogative de la Régie de demander toute information
19 complémentaire jugée utile, dans le cadre de son examen des rapports annuels du
20 Transporteur ;
- 21 • préservation de l'engagement du Transporteur de fournir à la Régie :
 - 22 ◦ une justification des écarts significatifs en cours de réalisation des projets visés,
23 au-delà des seuils proposés ;
 - 24 ◦ l'ensemble des informations détaillées pour les projets nécessitant suivi, au
25 moment de leur mise en service finale.

6 Impact tarifaire

1 Le Projet visé par la présente demande s'inscrit dans la catégorie d'investissement
2 « croissance des besoins de la clientèle ». Les mises en service sont prévues pour
3 septembre 2015 et décembre 2015.

4 Les coûts totaux du Projet sont de l'ordre de 40,5 M\$ incluant les coûts des travaux
5 effectués à la demande d'Alouette qui sont estimés à 4,2 M\$ et qui seront remboursés par
6 ce dernier via le Distributeur.

7 L'impact sur les revenus requis suite à la mise en service du Projet prend en compte les
8 coûts du Projet nets des coûts des travaux effectués à la demande d'Alouette, soit les coûts
9 associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et aux frais
10 d'entretien et d'exploitation ainsi que les besoins de transport de 70 MW.

11 Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et une période de 40 ans,
12 conformément à la décision D-2003-68 de la Régie. Cependant, les résultats pour la période
13 de 40 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis puisqu'ils sont plus
14 comparables à la durée d'utilité moyenne des immobilisations du Projet du Transporteur.
15 Pour l'ensemble de ces périodes, le Projet ne génère pas d'impact à la hausse sur le tarif
16 de transport.

17 L'impact tarifaire du Projet sur les revenus requis et l'analyse de sensibilité, cette dernière
18 étant présentée sous l'hypothèse d'une variation à la hausse de 15 % du coût du Projet et
19 du coût du capital prospectif, sont présentés à l'annexe 7 de la présente pièce.

7 Impact sur la fiabilité et sur la qualité de prestation du service de transport d'électricité

20 Comme déjà décrit, le Transporteur vise par sa mission à maintenir un service de transport
21 permettant de répondre aux besoins des clients, en assurant la continuité et la qualité de ce
22 service, le tout dans le respect des critères de conception de son réseau de transport.

23 Ainsi, le Transporteur est d'avis que le Projet est conforme à sa mission et qu'il aura un
24 impact positif sur la fiabilité et la capacité du réseau de transport.

8 Conclusion

1 Le Transporteur soumet respectueusement le présent dossier à la Régie pour autorisation.
2 Dans le cadre de ce dossier, le Transporteur est d'avis que la Régie dispose de toutes les
3 informations pertinentes à l'évaluation du Projet. En effet, tel qu'il appert du tableau 1, la
4 preuve contenue dans le présent dossier traite spécifiquement de chacun des
5 renseignements devant accompagner une demande d'autorisation introduite en vertu du
6 premier paragraphe du premier alinéa de l'article 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* et
7 du *Règlement*.

8 De plus, le Transporteur démontre que le Projet est requis notamment pour répondre à la
9 croissance de la charge et qu'il est conforme aux exigences et critères de conception qu'il
10 préconise. Il démontre également que l'investissement qu'il représente est rendu nécessaire
11 à ces fins.

12 Le Transporteur soutient également que la solution mise de l'avant est optimale. Ainsi, les
13 investissements découlant de ce Projet seront, une fois réalisés, utiles à l'exploitation fiable
14 du réseau de transport.