

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2020-083

R-4112-2019

3 juillet 2020

PRÉSENT :

Simon Turmel
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

Demande d'autorisation d'Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité relative à la construction d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Appalaches

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^e Yves Fréchette.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE)

représentée par M^e Pierre Pelletier;

Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard.

TABLE DES MATIÈRES

1. DEMANDE.....	5
2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE	7
3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET	7
4. DESCRIPTION DU PROJET	7
5. JUSTIFICATION DU PROJET	16
6. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES	18
7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET	30
8. IMPACT TARIFAIRE.....	31
9. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ	33
10. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS	34
11. CONCLUSION	36
12. CONFIDENTIALITÉ DES DOCUMENTS	36
DISPOSITIF	39

1. DEMANDE

[1] Le 21 novembre 2019, Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande¹ afin d'obtenir l'autorisation de construire une ligne à 320 kV au poste des Appalaches, d'y installer des équipements et de réaliser des travaux connexes (le Projet). Cette demande est présentée en vertu des articles 31 (5^o) et 73 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*² (la Loi) et des articles 1, 2 et 3 du *Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie*³.

[2] Le 5 décembre 2019, la Régie diffuse sur son site internet un Avis aux personnes intéressées (l'Avis)⁴ et demande au Transporteur de le publier sur son site internet et de le transmettre aux municipalités visées par le Projet ainsi qu'aux communautés autochtones auprès desquelles il a procédé aux activités d'information et de consultation mentionnées dans sa preuve⁵.

[3] À la même date, le Transporteur confirme la publication de l'Avis sur son site internet⁶ et, le 10 décembre 2019, il dépose copies des lettres transmises à la demande de la Régie à deux Municipalités régionales de comtés et 11 municipalités visées par le Projet⁷ ainsi qu'au Grand conseil de la nation Waban-Aki⁸.

[4] Le 4 février 2020, la Régie rend sa décision procédurale D-2020-012⁹ sur les demandes d'intervention déposées, le cadre d'examen du dossier, les budgets de participation et le calendrier de traitement du dossier. Elle y requiert également le dépôt d'un complément de preuve.

[5] Le 10 février 2020, le Transporteur dépose le complément de preuve¹⁰ donnant suite à la décision D-2020-012.

¹ Pièce [B-0002](#).

² [RLRQ, c. R-6.01](#).

³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 2](#).

⁴ Pièce [A-0003](#).

⁵ Pièce [A-0002](#).

⁶ Pièce [B-0012](#).

⁷ Pièce [B-0014](#).

⁸ Pièce [B-0013](#).

⁹ Décision [D-2020-012](#).

¹⁰ Pièce [B-0019](#).

[6] Les 19 et 20 février 2020, la Régie et les intervenants transmettent des demandes de renseignements (DDR) au Transporteur, qui y répond le 5 mars 2020.

[7] Le 9 mars 2020, l'AQCIE conteste certaines réponses données par le Transporteur à ses DDR et demande à la Régie de lui ordonner d'y répondre.

[8] Le 12 mars 2020, le Transporteur dépose ses commentaires sur les contestations de l'AQCIE.

[9] Le 19 mars 2020, la Régie rend sa décision D-2020-032¹¹, dans laquelle elle ordonne au Transporteur de répondre aux questions 8.4, 8.6 et 8.7 de l'AQCIE. Le Transporteur dépose les réponses à ces questions le 23 mars 2020.

[10] Le 26 mars 2020, l'AHQ-ARQ et l'AQCIE déposent leur mémoire.

[11] Le 31 mars 2020, le RNCREQ met fin à son intervention et dépose ses conclusions.

[12] Le 14 avril 2020, la Régie transmet sa DDR no 2 au Transporteur qui y répond le 23 avril 2020.

[13] Le 1^{er} mai 2020, la Régie transmet sa DDR no 3 au Transporteur qui y répond le 8 mai 2020.

[14] Le 11 mai 2020, le Transporteur dépose son argumentation et les intervenants les déposent le 19 mai 2020.

[15] Le 25 mai 2020, le Transporteur dépose sa réplique et la Régie entame alors son délibéré.

[16] La présente décision porte sur la demande d'autorisation du Projet et sur les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel visant certains documents et renseignements.

¹¹ Décision [D-2020-032](#).

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[17] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie autorise le Projet soumis par le Transporteur.

3. MISE EN CONTEXTE ET OBJECTIFS DU PROJET

[18] Le Transporteur souligne qu'il doit fournir les services de transport aux termes des *Tarifs et conditions* des services de transport d'Hydro-Québec (les Tarifs et conditions). En effet, le Projet vise à répondre à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme reçue le 12 avril 2017 de la part d'Exploitation et Hydro-Québec dans ses activités de production (le Producteur). La convention de service pour le service de transport ferme de point à point à long terme (la Convention) qui en découle porte sur une livraison de 1 243 MW à la frontière de son réseau avec l'État du Maine, pour une durée de 20 ans à compter du 1^{er} décembre 2022 ou de la date à laquelle les ajouts au réseau visés par le Projet sont terminés, selon la plus lointaine de ces deux dates.

[19] Le Transporteur mentionne que le Projet comprend principalement la construction d'une ligne à 320 kV d'environ 103 km à partir du poste des Appalaches jusqu'à la frontière de son réseau dans la municipalité de Frontenac (la Frontière) et l'installation d'un convertisseur à ce poste. Il comporte aussi les travaux de renforcement du réseau de transport principal requis pour assurer le respect des critères de conception.

4. DESCRIPTION DU PROJET

[20] Le Transporteur a établi que son réseau de transport ne disposait pas de la capacité suffisante pour fournir le service de transport demandé par le Producteur et a identifié les ajouts requis.

[21] Le Projet comprend les travaux suivants :

- la construction d'une ligne à 320 kV entre le poste des Appalaches et la Frontière;

- l'ajout d'un convertisseur à ce poste, auquel se raccorde la ligne à 320 kV;
- le rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV (7005 et 7035) qui relie le poste de Lévis au poste de la Nicolet;
- les travaux de télécommunications propres au Projet.

Ligne à 320 kV

[22] Le Transporteur précise que le Projet consiste à construire, sur une distance d'environ 103 km, une ligne à 320 kV entre le poste des Appalaches et la Frontière. La ligne comporte un seul circuit constitué de deux pôles. Chaque pôle est équipé de deux conducteurs composés de brins en aluminium A1 d'un diamètre de 48,7 millimètres.

[23] La ligne à 320 kV compte 322 pylônes, avec une portée moyenne d'environ 325 m. Une nouvelle famille de pylônes à armement vertical a été conçue spécifiquement pour ce Projet, les conducteurs étant situés d'un seul côté afin de réduire la largeur d'emprise à déboiser. Il s'agit de pylônes à treillis en acier autoportants dont la hauteur varie entre 29,7 m et 49,7 m. Des pylônes tubulaires en acier à armement vertical sont également utilisés sur environ 3 km près du secteur de Black Lake dans la ville de Thetford Mines.

[24] Le Transporteur souligne que la largeur de l'emprise entretenue de la ligne à 320 kV sera de 43 m lorsque la ligne est seule dans un nouveau couloir. Lorsqu'elle est juxtaposée à un couloir de lignes existant, la servitude existante détenue par Hydro-Québec est suffisamment large pour accueillir une partie de l'emprise de la ligne à 320 kV et une largeur supplémentaire de servitude variant entre 10,6 m et 25,0 m devra être acquise pour compléter l'emprise de la nouvelle ligne.

[25] En réponse à une DDR, le Transporteur présente certains avantages de cette nouvelle famille de pylônes, comme la réduction de la largeur d'emprise et les améliorations pour assurer la santé et la sécurité des travailleurs. Il explique aussi certaines sources d'écart de coût entre le type de ligne du Projet et le type de ligne du projet autorisé dans le dossier R-3956-2015, notamment la nécessité d'effectuer plus de déboisement et la hausse des conditions de marchés dans le domaine de la construction¹².

[26] L'AQCIE considère que le Transporteur n'a pas démontré que les avantages de la famille de pylônes retenue dans le Projet justifient un coût unitaire plus élevé que la famille

¹² Pièce [B-0026](#), p. 7 à 9.

de pylônes utilisés pour le projet dans le dossier R-3956-2015 et, par conséquent, que la ligne à 320 kV proposée n'a pas été optimisée tant sur le plan technique que sur le plan des coûts.

[27] En argumentation, considérant notamment les précisions du Transporteur en réponse à la DDR 2 de la Régie¹³, l'AQCIE souligne qu'il est difficile de réconcilier les différents tonnages d'acier des familles de pylônes. Le Transporteur indique dans le tableau R3.2, à la ligne intitulée *Tonnage d'acier des pylônes*, la mention suivante : « *Équivalent pour les 2 types de pylônes* ». Or, en réponse à la DDR n° 1 de la Régie, il mentionnait ce qui suit :

“ L'écart des coûts d'approvisionnement et de construction entre le type de ligne choisi pour le Projet actuel et le type de ligne choisi pour le projet R-3956-2015 s'explique principalement par les raisons suivantes :

- *l'utilisation de pylônes haubanés dans le cadre du projet R-3956-2015 réduit le tonnage d'acier requis pour la construction de la ligne ;*
- *la portée moyenne des pylônes du projet R-3956-2015 est plus grande (370 m) et réduit le tonnage d'acier requis pour la construction ;*
- *les chemins de construction à mettre en place pour le Projet actuel doivent être de meilleure qualité puisque les pylônes sont de tonnage plus élevé ”¹⁴.*

[28] Le Transporteur réplique que les deux analyses comparatives présentées sont différentes et que leurs conclusions respectives ne peuvent être comparées :

« D'une part, le Transporteur a comparé les coûts de ligne du Projet actuel avec les coûts de ligne du projet R-3956-2015. Ce premier exercice de comparaison permet de démontrer que les coûts de ces deux projets diffèrent essentiellement parce qu'ils ont été évalués dans le contexte de conditions de marché différentes, celles-ci ayant évolué dans le temps, et parce que les projets sont implantés dans des milieux différents. Ainsi, la conception de chacun de ces deux projets a été adaptée en fonction de son milieu d'implantation spécifique, ce qui explique les caractéristiques techniques différentes et les tonnages d'acier différents dans les deux projets. À titre d'exemple, la quantité d'acier requise va dépendre de la

¹³ Pièce [B-0040](#), p. 13.

¹⁴ Pièce [C-AQCIE-0013](#), p. 2 et 3.

longueur moyenne des portées, qui elle-même dépend de l'environnement dans lequel s'implante la ligne.

D'autre part, le Transporteur a réalisé une analyse comparative de l'utilisation de pylônes rigides à armement vertical et à armement horizontal pour le Projet. Ce second exercice de comparaison permet de démontrer que les caractéristiques techniques et les coûts du Projet ont été optimisés en fonction du milieu dans lequel s'implante la ligne de transport. Ainsi, lorsque le Transporteur affirme que le tonnage d'acier des pylônes est équivalent pour les deux types de pylônes, la comparaison est effectuée dans un contexte où le tracé et le milieu d'accueil du Projet sont inchangés »¹⁵. [nous soulignons][notes de bas de pages omises]

[29] Bien que la Régie comprenne les préoccupations de l'AQCIE relatives au coût unitaire de la ligne à 320 kV¹⁶, elle est satisfaite des explications fournies par le Transporteur, notamment sur le choix de la famille de pylônes. Elle retient les avantages liés à cette nouvelle famille¹⁷, notamment la réduction de la largeur des emprises et les améliorations relatives à la santé et la sécurité des travailleurs. De plus, pour ce qui est des coûts afférents, la Régie note que les caractéristiques des lignes du projet visé par le dossier R-3956-2015 et celles du Projet dans le présent dossier, ainsi que l'environnement dans lequel chacune s'implante sont différents, et que les conditions de marchés ont évolué entre les deux projets¹⁸. La Régie demande au Transporteur d'apporter une attention particulière à cet élément de coûts du Projet.

Rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV (7005 et 7035)

[30] Le Transporteur mentionne que le service de transport ferme à fournir dans le cadre du Projet entraîne une augmentation du transit sur le réseau de transport principal. En particulier, la capacité thermique des lignes 7005 et 7035, qui relie le poste de Lévis au poste de la Nicolet, peut être dépassée dans certaines situations de contingence. Afin de respecter les critères de conception du réseau de transport, le Projet prévoit un rehaussement de la capacité thermique de ces lignes.

[31] Le Transporteur mentionne que les pires situations susceptibles de causer des dépassements de la capacité thermique des lignes 7005 ou 7035 surviennent lorsque l'une

¹⁵ Pièce [B-0048](#), p. 7 et 8.

¹⁶ Pièce [C-AQCIE-0010](#), p. 6 à 8.

¹⁷ Pièces [B-0026](#), p. 9, [B-0040](#), p. 11 à 14.

¹⁸ Pièce [B-0048](#), p. 8.

de ces lignes est hors tension et que la ligne entre les postes de Lévis et des Appalaches (7097) est déclenchée, ou encore lorsque cette dernière est hors tension et qu'un déclenchement de l'une ou l'autre des lignes 7005 ou 7035 survient¹⁹.

[32] Le Transporteur précise qu'il a appliqué une méthodologie qui tient compte de la variabilité possible de la répartition des sources de production afin de valider si un profil de production différent permettrait d'éviter un rehaussement de la capacité thermique de certaines lignes. Pour le Projet, le résultat de ces analyses a démontré qu'il ne serait pas possible de fournir le service de transport ferme demandé selon les modalités de la Convention²⁰.

[33] Les interventions requises pour le rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV (7005 et 7035) consistent essentiellement à ajouter 51 pylônes, à en démonter 52, à en rehausser 56 et à effectuer du nivellement de terrain sous 117 portées. Le Transporteur précise que les 52 pylônes à démonter auraient nécessité un rehaussement au-delà de la hauteur pour laquelle ils sont conçus ou que le rehaussement n'aurait pas permis d'atteindre le dégagement nécessaire²¹.

[34] Le Transporteur prévoit réaliser le rehaussement des 56 pylônes avec la technologie Ampjack, qui permet d'insérer des rallonges dans le corps d'un pylône pour augmenter la distance entre les conducteurs et le sol, ce qui augmente la capacité thermique de la ligne. L'étude d'avant-projet indique que le recours à cette nouvelle technologie serait avantageux dans le cadre du Projet²².

[35] Le Transporteur ajoute que cette technologie implique une intervention de plus petite envergure et permet de réaliser ces travaux sous tension, ce qui favorise le respect de la date de mise en service demandée et réduit les périodes de mise hors tension nécessaires des circuits pour lesquels le rehaussement de la capacité thermique est requis²³.

[36] Comme cette technologie n'a encore jamais été déployée sur son réseau, le Transporteur souligne qu'une provision pour contingence est prévue afin de couvrir le risque d'échec des essais de cette technologie, auquel cas ces pylônes seraient remplacés.

¹⁹ Pièce [B-0033](#), p. 13, R.8.4.

²⁰ Pièce [B-0040](#), p. 3 et 4, R.1.1.

²¹ Pièce [B-0040](#), p. 9, R.2.2.

²² Pièce [B-0026](#), p. 5, R.1.2.

²³ Pièce [B-0040](#), p. 9 et 10, R.2.4.

La provision correspond à une estimation paramétrique des coûts supplémentaires à encourir pour le remplacement des 56 pylônes. Un premier essai de cette technologie est prévu à l'automne 2020²⁴.

[37] L'AQCIE remet en question la nécessité des investissements de rehaussement thermique. Elle constate que les exigences sont plus sévères que le critère « n-1 » habituellement utilisé pour la fiabilité d'alimentation d'une charge. L'AQCIE considère que la situation de contingences décrite, soit le déclenchement d'une ligne alors qu'une autre ligne est hors tension, constitue une condition de réseau dégradé. Dans une telle situation, la charge et la production peuvent être réduites de 1 500 MW²⁵.

[38] Concernant la réduction de 1 500 MW, le Transporteur indique ce qui suit :

« Il serait plus exact de dire qu'en condition de réseau dégradé, les critères de conception du Transporteur autorisent un réajustement jusqu'à la hauteur de 1 500 MW. En condition estivale, ce réajustement est effectué en répartissant différemment les sources de production. Dans le cas présent, le meilleur moyen d'alléger le circuit en dépassement de capacité thermique est de transférer une partie de la production à partir de la Côte-Nord vers la Baie-James.

[...]

Le Transporteur souhaite apporter quelques clarifications à ce sujet, car il estime que l'intervenant réfère aux critères applicables aux réseaux régionaux et interprète incorrectement les critères de conception du réseau de transport principal. En condition dégradée « n-1 » (dans le cas en cause, lorsqu'un circuit à un niveau de tension de 735 kV est hors service), le réseau de transport principal doit être conçu afin de pouvoir subir la perte d'un groupe de production, d'un circuit de transport, d'un transformateur, d'un élément shunt ou d'une section de barre et ce, sans perte de charge, tout en maintenant la stabilité de tous ses groupes turbine-alternateur et en respectant les limites acceptables de tension, de fréquence et de transits de puissance.

[...]

²⁴ Pièce [B-0026](#), p. 5, R.1.2.

²⁵ Pièce [C-AQCIE-0010](#), p. 12.

Le Transporteur ajoute que la couverture de cette situation est aussi requise par la norme de fiabilité TPL-001-4 adoptée par la Régie.

Les critères de conception du réseau de transport principal sont différents de ceux applicables aux réseaux régionaux, pour lesquels la perte d'un élément en condition dégradée « n-1 » n'est pas applicable »²⁶.

[39] En ce qui a trait au respect de la norme TPL-001-4, l'AQCIE cite la note 9 du tableau 1²⁷ de cette norme, à la colonne « Interruption du service de transport ferme autorisée » :

« 9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du service de transport ferme découlant d'événements de contingence. La réduction du service de transport ferme est autorisée à titre d'ajustement du réseau (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les installations, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du planificateur de réseau de transport, restent à l'intérieur de leurs caractéristiques assignées applicables et que le changement de répartition n'entraîne aucune perte de charge non subordonnée. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources »²⁸.

[40] L'AQCIE précise :

« Ainsi, la note ne mentionne pas que le planificateur doit éliminer la probabilité d'une interruption de service de transport ferme, mais qu'il doit avoir comme objectif de réduire la probabilité d'une réduction de service.

Encore ici, l'application de la norme n'est pas automatique, mais il y a une part de jugement du planificateur dans l'objectif de réduire la probabilité d'une réduction de service »²⁹.

²⁶ Pièce [B-0040](#), p. 5 à 7, R.1.1.

²⁷ Tableau intitulé *Événements de planification pour le comportement en régime permanent et en stabilité*.

²⁸ Pièce [C-AQCIE-0013](#), p. 6 et 7.

²⁹ Pièce [C-AQCIE-0013](#), p. 7.

[41] L'AQCIE considère que la notion de « capacité ferme » n'implique pas que cette capacité doit être fournie en tout temps, quelles que soient les circonstances. Selon l'intervenante, les événements qui limitent la capacité thermique des lignes 7005 et 7035 font partie de la « *provision de 5 % de la durée pour tenir compte de l'entretien planifié des équipements et d'autres événements prévus pouvant occasionnellement réduire l'offre de capacité de transfert ferme* », prévu à la Convention en conformité avec les Tarifs et conditions³⁰.

[42] Toujours en lien avec la norme TPL-001-4, le Transporteur considère que l'AQCIE semble cibler la catégorie P1 (Contingence simple) du tableau 1, tandis que la catégorie d'événements à la base de la problématique de dépassement de la capacité thermique est plutôt la catégorie P6 (Contingence multiple/chevauchement de deux contingences simples). Il souligne que la note 4 de la colonne « Interruption du service de transport ferme autorisée » est plus appropriée :

« La réduction du service de transport ferme conditionnel (nous soulignons) est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du service de transport ferme conditionnel »³¹.

[43] Le Transporteur ajoute que bien que les Tarifs et conditions prévoient que le service de transport ferme conditionnel puisse être offert, aucun client n'utilise ce type de service de transport à l'heure actuelle. La Convention ne comprend pas d'option de réduction conditionnelle. Le Transporteur ne peut donc pas utiliser ce moyen, mentionnée à la note 4 de la norme TPL-001-4, pour alléger les contraintes observées dans le cadre du Projet³².

[44] En ce qui a trait aux coûts des travaux de rehaussement thermique, l'AQCIE comprend qu'ils sont plus élevés dans le cadre du Projet, comparativement aux montants prévus dans le dossier R-3956-2015, en raison de la provision pour contingence liée à l'utilisation de la nouvelle technologie Ampjack. L'intervenante considère que les risques supplémentaires associés à l'utilisation de cette nouvelle technologie devraient être assumés par le Transporteur et non par sa clientèle. Ainsi, l'AQCIE recommande, dans le cas où le rehaussement thermique est autorisé, d'exclure la provision pour contingence associée à l'utilisation de la technologie Ampjack.

³⁰ Pièce [C-AQCIE-0013](#), p. 7.

³¹ Pièce [B-0048](#), p. 11.

³² Pièce [B-0048](#), p. 11.

[45] Le Transporteur soumet avoir démontré les avantages de la nouvelle technologie Ampjack. Il considère qu'il est injustifié d'exclure d'emblée une provision pour contingence raisonnable dont l'objectif est de couvrir les incertitudes imputables aux risques et aux imprécisions des différents éléments du Projet. Il rappelle qu'une provision n'est « facturée » à un projet que dans la mesure où des risques se matérialisent et qu'ils engendrent des coûts réels. Ainsi, seul le montant réellement engagé sera intégré à sa base de tarification³³.

[46] La Régie est satisfaite des explications du Transporteur en ce qui a trait au critère « n-1 » et à l'application différente de ce critère pour le réseau principal et pour les réseaux régionaux.

[47] Elle est également en accord avec la position du Transporteur en ce qui a trait à la norme TPL-001-4³⁴.

[48] En conséquence, la Régie considère que le Transporteur a démontré la nécessité du rehaussement thermique. Toutefois, la Régie se questionne sur la mise en service partielle de ces investissements en juin 2021, ce qu'elle traite dans la section portant sur l'impact tarifaire du Projet.

[49] La Régie ne retient pas la recommandation de l'AQCIE d'exclure les montants de provision pour contingence liés à la technologie Ampjack pour le rehaussement thermique. Dans le cas où les essais s'avéreraient concluants, le Transporteur n'aurait pas recours à la contingence et la Régie constate que cette nouvelle technologie pourrait ainsi apporter des économies de coûts, en plus d'apporter des avantages opérationnels³⁵. Bien que l'utilisation de cette contingence, dans le cas où les essais ne seraient pas concluants, pourrait représenter des coûts plus élevés que le recours initial à une autre technologie, la Régie retient que la décision du Transporteur relative à cette nouvelle technologie repose sur une étude d'avant-projet contemporaine³⁶ et qu'il est justifié de planifier des solutions permettant de potentielles économies de coûts.

[50] La Régie juge qu'il est pertinent d'effectuer un suivi de cette nouvelle technologie. Elle demande donc au Transporteur de faire état, lors du suivi déposé dans le cadre du

³³ Pièce [B-0045](#), p. 16.

³⁴ Norme [TPL-001-4](#), p. 13.

³⁵ Pièce [B-0040](#), p. 9 et 10, R.2.4.

³⁶ Pièce [B-0045](#), p. 15 et 16.

rapport annuel, des résultats des essais et de la décision relative à la poursuite ou non du recours à cette technologie pour le rehaussement des 56 pylônes.

Autres travaux

[51] Le Transporteur indique que les travaux au poste des Appalaches consistent également à ajouter un convertisseur à courant continu et à effectuer son raccordement au jeu de barres à 735 kV. L'agrandissement nécessaire du poste à ces fins sera situé entièrement sur la propriété d'Hydro-Québec.

[52] Le Transporteur précise les travaux de télécommunications nécessaires au Projet, soit :

- l'ajout d'armoires d'équipements liés au convertisseur au poste des Appalaches;
- l'installation de câbles à fibres optiques entre ce convertisseur et le bâtiment de commande existant du poste;
- la mise en place d'une liaison optique, établie dans un câble de garde à fibres optiques déployé sur la ligne à 320 kV ainsi que dans une fibre optique installée dans une canalisation entre la ligne à 320 kV et le poste de Mégantic;
- l'installation d'équipements d'amplification du signal optique au poste de Mégantic.

[53] Le Transporteur souligne que ces travaux permettront de répondre aux critères de performance applicables aux services de télécommunications requis par les systèmes de protection et d'automatismes de son réseau principal.

5. JUSTIFICATION DU PROJET

[54] Le Transporteur mentionne que la construction de la ligne à 320 kV et l'ajout du convertisseur au poste des Appalaches permettront de raccorder son réseau à celui de l'État du Maine, comme le requiert le service de transport demandé.

[55] Aussi, les travaux de rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV (7005 et 7035), qui relient le poste de Lévis au poste de la Nicolet, sont requis afin d'assurer le service de transport ferme de point à point demandé, dans le respect des critères de conception de son réseau.

[56] Le Transporteur indique que le Projet est réalisable tant du point de vue technique que de l'échéancier. L'avant-projet a permis de confirmer la faisabilité du Projet et de préciser les contraintes inhérentes à ce dernier. Le Transporteur dépose par ailleurs la liste des principales normes techniques appliquées au Projet³⁷.

[57] Le Transporteur présente au tableau suivant le calendrier des travaux reliés au Projet.

TABLEAU 1
CALENDRIER DE RÉALISATION DU PROJET

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Janvier 2018	Août 2019
Demande d'autorisation à la Régie	Novembre 2019	Mai 2020
Projet et mises en service	Mai 2020	Juin 2021 Décembre 2022

Source : pièce [B-0020](#), p. 17.

[58] Questionné sur certains développements au niveau du projet dans le Maine, soit le New England Clean Energy Connect (NECEC), le Transporteur répond qu'il coordonne le développement du Projet avec ce dernier. Advenant un report de la date de mise en service du projet NECEC, il précise que l'échéancier du Projet pourra être révisé. En date du 5 mars 2020, la date de mise en service planifiée de décembre 2022 était maintenue³⁸.

[59] Le Transporteur mentionne qu'il doit, en vertu des Tarifs et conditions, fournir un service de transport permettant de répondre aux besoins des clients en assurant la continuité et la qualité de ce service, tout en respectant les critères de conception de son réseau de transport. À son avis, le Projet qu'il propose constitue une solution optimale eu égard au besoin exprimé dans la Convention.

³⁷ Pièce [B-0005](#), p. 1 à 5.

³⁸ Pièce [B-0026](#), p. 12 et 13.

6. AUTRES SOLUTIONS ENVISAGÉES

Description des solutions envisagées

[60] Le Transporteur a étudié deux solutions afin de fournir le service de transport de point à point demandé dans le respect des critères de conception, en tenant compte des aspects techniques, économiques, environnementaux et sociaux pour orienter son choix de la solution optimale. Il a par ailleurs mené des activités d'information et de consultation auprès du public³⁹.

[61] Les deux solutions envisagées consistent en :

- solution 1 : construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches;
- solution 2 : construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière du réseau du Transporteur.

[62] La solution 1 correspond à la solution optimale retenue par le Transporteur, décrite précédemment. Il précise qu'il s'appuie sur la technologie du courant continu pour réaliser l'interconnexion, considérant que son réseau et celui de l'État du Maine ne sont pas synchronisés. Le poste des Appalaches à 735-230 kV, situé à Saint-Adrien-d'Irlande, près de Thetford Mines, a été retenu comme point de départ de la ligne à 320 kV, car :

- Il s'agit du poste à 735 kV situé le plus près du point de traversée de la Frontière, réduisant ainsi la longueur de la ligne à construire.
- Il s'agit d'un poste à 735 kV qui offre une capacité suffisante pour permettre le raccordement d'une nouvelle interconnexion de 1 200 MW.
- Il permet d'assurer la séparation géographique des interconnexions existantes et qui étaient planifiées, au moment de choisir le poste de raccordement, soit notamment le réseau à courant continu qui relie les postes de Radisson, de la Nicolet, des Cantons et de Sandy Pond au Massachussetts. Cette séparation géographique permet au Transporteur de concevoir son réseau afin de réduire la

³⁹ Pièce [B-0005](#), Annexe 5.

probabilité qu'un événement entraîne la perte simultanée de plusieurs interconnexions qui résulterait en une perte de source supérieure à 1 200 MW en Nouvelle-Angleterre⁴⁰.

[63] Le Transporteur précise les caractéristiques techniques de la solution 2 en réponse à une DDR. Cette solution 2 prévoit la construction d'une ligne à 735 kV à courant alternatif d'une longueur d'environ 103 km entre le poste des Appalaches et le point de traversée de la frontière avec l'État du Maine. Un nouveau poste convertisseur à 735 kV serait construit près de la traversée de la frontière, auquel se raccorderait la ligne de transport à 320 kV du partenaire américain. Le Transporteur soumet que cette solution n'est pas avantageuse, tant du point de vue économique que des impacts environnementaux et sociaux. Elle n'a donc pas été retenue⁴¹.

[64] Le Transporteur a écarté la possibilité d'utiliser le poste Des Cantons comme point de départ, puisque le raccordement d'une ligne à 320 kV vers le New Hampshire était déjà prévu à ce poste au moment du choix de la solution de raccordement du Projet.

[65] Les autres postes à 735 kV situés dans la partie sud-est du réseau, comme le poste de Lévis, s'avèrent trop éloignés de la frontière du Maine pour constituer des options de raccordement intéressantes, tandis que les autres postes situés dans la région, alimentés par des lignes à 230 kV ou à 120 kV, n'ont pas la capacité requise pour fournir le service demandé.

[66] Le Transporteur soumet que les solutions 1 et 2 sont essentiellement équivalentes d'un point de vue technique.

[67] L'AHQ-ARQ estime que la distance à vol d'oiseau, entre le poste des Cantons et la frontière du Maine, la plus proche de ce poste, est d'environ 16 % plus courte que la distance, à vol d'oiseau, entre le poste des Appalaches et la frontière du Maine la plus proche de ce dernier poste⁴². Cet intervenant recommande que le Transporteur entreprenne le plus tôt possible une étude d'avant-projet pour analyser le poste des Cantons comme point de départ de la ligne à 320 kV.

⁴⁰ Pièce [B-0026](#), p. 19.

⁴¹ Pièce [B-0026](#), p. 24.

⁴² Pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 6.

[68] Le Transporteur soumet que l’AHQ-ARQ fait fi des réponses fournies aux DDR qui relatent les éléments lui permettant de conclure qu’un point de départ au poste des Appalaches demeure la solution optimale⁴³, notamment :

- *« La distance à vol d’oiseau est plus courte d’environ 11 km entre le poste des Appalaches et le point de traversée de la frontière qu’entre le poste des Cantons et ce point de traversée.*
- *Le Projet prévoit que le tracé de la ligne à 320 kV longera sur une majorité de son parcours des lignes existantes à 230 kV et à 120 kV, ce qui permet de limiter les impacts environnementaux du Projet. L’orientation des lignes existantes dans la zone située entre le poste des Cantons et le point de traversée de la frontière n’est pas favorable à l’élaboration d’un tracé d’une ligne d’interconnexion qui longerait des lignes existantes sur une majorité de son parcours.*
- *Un départ de la ligne d’interconnexion au poste des Cantons ne permettrait pas d’assurer la séparation géographique des lignes d’interconnexion entre le réseau du Transporteur et le réseau de la Nouvelle-Angleterre »⁴⁴.*

[69] Le Transporteur souligne aussi que le point de livraison fait partie des caractéristiques du Projet soumis pour autorisation et que le point de traversée de la frontière avec les États-Unis a été convenu avec le promoteur du projet NECEC⁴⁵.

[70] L’AQCIE indique que la ligne 320 kV (solution 1) n’a pas été optimisée pour le transit de 1 243 MW prévu dans la Convention, notamment pour ce qui est du calibre des conducteurs et de la température d’exploitation. Selon ses calculs, la capacité de la ligne à 320 kV serait substantiellement supérieure au service demandé. L’intervenante souligne que pour optimiser la ligne de sorte que sa capacité corresponde à la capacité demandée, le Transporteur pourrait diminuer la température d’exploitation à une température inférieure à 65°C ou réduire le calibre des conducteurs, ce qui pourrait diminuer les coûts du Projet⁴⁶.

⁴³ Pièce [B-0045](#), p. 10.

⁴⁴ Pièce [B-0027](#), p. 5.

⁴⁵ Pièce [B-0045](#), p. 10.

⁴⁶ Pièce [C-AQCIE-0010](#), p. 5.

[71] L'AQCIE constate que la solution 2 offre aussi une capacité de transit beaucoup plus élevée que la capacité indiquée à la Convention. Elle est ainsi d'avis que les résultats de la comparaison économique sont viciés⁴⁷.

[72] Le Transporteur précise les résultats des calculs des capacités en fonction des températures ambiantes :

« En particulier, la température d'exploitation de la ligne à 320 kV a été déterminée à 65°C à l'étude d'avant-projet afin d'assurer un transit de 1 243 MW pour toutes les conditions météorologiques prévisibles. En effet, il a été jugé, lors de l'étude d'avant-projet, qu'une température ambiante pouvant atteindre 40 °C devait être considérée.

La capacité de 3 361 MVA calculée par l'AQCIE correspond à la capacité thermique de la ligne à 735 kV de la solution 2 pour une température ambiante de 30 °C. Cette capacité est réduite à 2 405 MVA pour une température ambiante de 35 °C et à 553 MVA pour une température ambiante de 40 °C. Ainsi, dans les faits, la capacité thermique de la ligne à 735 kV (solution 2) est inférieure à la capacité thermique de la ligne à 320 kV (solution 1) pour une condition de température ambiante élevée. En effet, la ligne à 320 kV permet un transit de 1 243 MW à 40 °C »⁴⁸.

[73] Le Transporteur soumet qu'une optimisation des caractéristiques techniques de la ligne à 320 kV a été réalisée lors de l'avant-projet. Il précise, notamment, que le choix des conducteurs et de la température d'exploitation correspondent à une solution technique optimale en lien avec le service de transport demandé⁴⁹.

[74] En argumentation, l'AQCIE ajoute ce qui suit :

« 1. Dans sa preuve initiale, le Transporteur présente les caractéristiques de la ligne à 320 kV, notamment la capacité thermique à une température ambiante de 30 °C. Ce n'est qu'en réponse à une demande de la Régie produite le 23 avril 2020 qu'il mentionne qu'il « a été jugé, lors de l'étude d'avant-projet, qu'une température ambiante pouvant atteindre 40 °C devait être considérée », sans

⁴⁷ Pièce [C-AQCIE-0010](#), p. 8 à 10.

⁴⁸ Pièce [B-0040](#), p. 16 et 17.

⁴⁹ Pièce [B-0045](#), p. 13.

toutefois justifier ce jugement par des données concrètes et une analyse coût-bénéfice »⁵⁰.

[75] Le Transporteur réplique que les analyses réalisées lors de l'étude d'avant-projet ont démontré qu'une température ambiante, pouvant atteindre 40°C, dans la région où la ligne sera construite, doit être considérée de façon à assurer qu'il n'y ait pas de limitations de transit sur cette ligne pour des conditions climatiques prévisibles.

[76] Dans ses observations⁵¹, le RNCREQ note que certaines réponses du Transporteur suggèrent que le Projet est optimal, malgré le fait qu'aucune analyse spécifique n'ait considéré le poste des Cantons comme point de départ de la ligne. Il soumet qu'une application plus flexible du processus d'analyse découlant du principe déclencheur-payeur pourrait être souhaitable et recommande que les modalités d'étude d'impacts sur le réseau, prévues aux Tarifs et conditions, soient revues lors du prochain dossier tarifaire⁵².

[77] Par ailleurs, le RNCREQ reconnaît que le Transporteur est contraint de suivre les procédures établies aux Tarifs et conditions, qui ne lui accordent pas la discrétion de tenir compte de probables projets futurs, mais qu'il doit répondre à la demande telle que formulée par le client. L'intervenant est d'avis que la planification du réseau de transport devrait pouvoir se réaliser dans une perspective où les impacts cumulatifs envisageables à moyen et long termes des projets puissent être considérés.

[78] Le RNCREQ note que le Projet a été discuté lors d'une rencontre tenue le 11 mai 2018 dans le cadre du *Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport* (le Processus d'information) et se demande si cette rencontre aurait été un forum plus approprié pour prendre en compte sa préoccupation. Il souligne que le Processus d'information n'a pas été revu depuis 10 ans et qu'il pourrait être opportun de le faire, en vue, notamment, de permettre une meilleure intégration des perspectives de moyen et long termes dans la planification du réseau de transport et de favoriser le respect des orientations de la *Politique énergétique du Québec*. Le RNCREQ recommande que la Régie inscrive ce sujet pour étude dans le prochain dossier tarifaire du Transporteur.

[79] Le Transporteur souligne que selon les règles qui prévalent en Amérique du Nord, il reçoit et traite les demandes de services dans une séquence horodatée via son système

⁵⁰ Pièce [C-AQCIE-0013](#), p. 2.

⁵¹ Pièce [C-RNCREQ-0010](#).

⁵² Pièce [C-RNCREQ-0010](#), p. 6 et 7.

OASIS. C'est dans ce contexte que le Projet a été optimisé et qu'il s'appuie sur une analyse économique robuste présentant le coût global le plus bas. Le Transporteur soumet qu'il ne peut décoder le marché futur et ne peut faire assumer par ses clients les coûts de projets qui ne sont pas optimisés et qui ne comportent pas les coûts globaux les plus bas, en fonction d'une demande future qui pourrait ne pas se matérialiser.

[80] Le Transporteur ajoute que des rencontres tenues dans le cadre du Processus d'information ont lieu depuis 2013 et que plusieurs clients et participants intervenants réguliers dans les travaux de la Régie y ont assisté. Il rappelle que la décision D-2012-010 mentionne que le Processus d'information vise prioritairement ses clients actuels et potentiels et qu'il y est précisé que les frais afférents aux rencontres n'étaient et ne sont pas remboursés. Il ajoute que ces rencontres donnent lieu à des échanges appréciés des participants et souligne que l'intervenant n'y a jamais participé⁵³.

[81] La Régie note que les caractéristiques des lignes à 320 kV et 735 kV ont été fournies à une température ambiante de 30°C, le 5 mars 2020, par le Transporteur⁵⁴. Ces caractéristiques avaient antérieurement servi à évaluer les pertes électriques, les coûts des deux types de lignes et leur comparaison économique. De plus, l'avant-projet de la solution retenue a été complété en août 2019. À cette étape subséquente, la Régie est d'avis que le Transporteur a considéré, à juste titre, une température ambiante maximale de 40°C.

[82] En ce qui a trait au poste des Cantons comme point de départ du Projet, la Régie retient que le point de livraison a été demandé par le client et fait partie des caractéristiques du Projet. Aussi, le tracé proposé par le Transporteur qui en découle présente des avantages tel que décrit précédemment. La Régie est satisfaite du point de départ du Projet retenu par le Transporteur. En conséquence, elle considère que la preuve au dossier ne justifie pas une revue des modalités d'étude d'impacts sur le réseau de transport prévues aux Tarifs et conditions, tel que le recommande le RNCREQ.

[83] Concernant les recommandations du RNCREQ relatives au Processus d'information, la Régie rappelle que ce processus vise prioritairement les clients du Transporteur, lesquels n'ont pas manifesté un besoin de le revoir, en plus d'avoir eu l'opportunité d'assister à la rencontre visant à présenter le Projet⁵⁵.

⁵³ Pièce [B-0045](#), p. 19 à 22.

⁵⁴ Pièce [B-0026](#), p. 24.

⁵⁵ Pièce [C-RNCREQ-0010](#), p. 5 et 6.

[84] La Régie retient que le Projet est celui qui permet de répondre au service demandé par une solution optimisée comportant les coûts les plus bas, comme il pourra être constaté à la section suivante. La Régie considère que le RNCREQ n'a pas présenté un motif convaincant, en lien avec le Projet, révélant un problème à solutionner ou une amélioration concrète qui pourrait être envisagée au Processus d'information.

[85] Dans ce contexte, la Régie ne juge pas opportun de demander l'examen de cet enjeu dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

Estimation des coûts des solutions envisagées

[86] Le Transporteur souligne que la solution 1 est avantageuse du point de vue économique et des impacts environnementaux et sociaux. Cette solution présente les coûts globaux actualisés les plus faibles, en plus d'éviter la construction d'un nouveau poste à 735 kV et d'être moins imposante physiquement qu'une ligne à 735 kV à courant alternatif. L'impact visuel et l'emprise au sol de la solution 1 sont ainsi réduits.

[87] Le Transporteur présente la comparaison des coûts des solutions envisagées.

TABLEAU 2
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(K\$ ACTUALISÉS 2019)

	Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	Solution 2 Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière
Investissements	667 184	805 133
Réinvestissements	5 292	20 664
Valeurs résiduelles	-36 623	-63 941
Valeurs des pertes électriques	46 590	0
Taxe sur les services publics	45 282	55 488
Coûts globaux actualisés (CGA)	727 725	817 344

Note : taux d'actualisation de long terme du Transporteur de 5,281 %, taux d'inflation générale de 2,0 %, taux de taxe sur les services publics de 0,55 %.

Source : pièce B-0020, tableau 3, p. 20.

[88] L'analyse économique, réalisée en 2017 dans le cadre de l'étude d'impact et portant sur 40 ans suivant la mise en service, a été mise à jour pour refléter les paramètres économiques et financiers les plus récents. Les solutions qu'elle compare demeurent représentatives du réseau de transport en date du dépôt de la demande dans le présent dossier. Elles tiennent compte de l'évolution, en 2018 et 2019, de la séquence des études d'impact affichée sur le site OASIS du Transporteur.

[89] En complément de preuve, le Transporteur fournit une analyse de sensibilité relative aux pertes. À cet égard, il entrevoit, dans la solution retenue, une faible sensibilité des pertes en puissance compte tenu des caractéristiques précises des équipements à installer ainsi que de la puissance requise pour fournir le service visé par la demande. Néanmoins, le Transporteur fournit l'impact d'une variation théorique du facteur d'utilisation (FU), pouvant refléter une incertitude quant aux conditions réelles d'exploitation de l'interconnexion.

[90] Le Transporteur considère que la source d'incertitude la plus pertinente a trait aux variations des coûts évités en puissance et en énergie d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur). Dans son analyse économique, le Transporteur indique les coûts utilisés pour évaluer les pertes en énergie et en puissance⁵⁶. Dans son complément de preuve⁵⁷, il présente une analyse de sensibilité en fonction des coûts évités les plus faibles depuis les sept dernières années⁵⁸ et une analyse en fonction des coûts évités les plus élevés de cette période⁵⁹. La solution 1 demeure celle présentant les coûts globaux actualisés les plus faibles selon ces deux scénarios.

[91] Le Transporteur considère que les coûts évités en puissance et en énergie les plus élevés et un FU de 1, sont des hypothèses pessimistes pour l'évaluation des écarts de pertes. Il présente l'impact combiné de ces deux hypothèses :

⁵⁶ Pièce [B-0021](#), p. 4.

⁵⁷ Pièce [B-0019](#), p. 8 à 10.

⁵⁸ Soit les coûts évités en puissance découlant de la décision D-2014-037 et les coûts évités en énergie découlant de la décision D-2019-027.

⁵⁹ Soit les coûts évités en puissance découlant de la décision D-2017-022 et les coûts évités en énergie découlant de la décision D-2015-018.

TABLEAU 3
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS -
COMBINAISON DE LA VALEUR DU FACTEUR D'UTILISATION (FU)
ET DE LA VALEUR DES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE ET
EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR
(M\$ ACTUALISÉS 2019)

	Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	Solution 2 Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière
Investissements	667,2 M\$	805,1 M\$
Réinvestissements	5,3 M\$	20,7 M\$
Valeurs résiduelles	-36,6 M\$	-63,9 M\$
Pertes en puissance	3,9 MW	0,0 MW
Pertes en énergie	34,2 GWh	0,0 GWh
Valeur des pertes électriques	75,5 M\$	0,0 M\$
Taxe sur les services publics	45,3 M\$	55,5 M\$
Coûts globaux actualisés (CGA)	756,6 M\$	817,3 M\$
Ratio par rapport à solution 1	100 %	108 %

Source : Pièce [B-0019](#), tableau 6, p. 11.

[92] Il ressort de ce scénario pessimiste et de tous les cas évalués⁶⁰ que la solution 1 demeure celle présentant les coûts globaux actualisés les plus faibles.

[93] Une évaluation sommaire des pertes par effet couronne pour les deux solutions, qui n'a pas été prise en compte dans l'analyse économique, démontre que ces pertes sont plus importantes pour la solution 2 que pour la solution 1, ce qui favorise la solution retenue⁶¹.

[94] En réponse à une DDR, le Transporteur dépose une analyse économique qui tient compte des coûts d'entretien et d'exploitation des deux solutions étudiées.

⁶⁰ Pièce [B-0019](#), p. 12.

⁶¹ Selon l'évaluation sommaire, les pertes par effet de couronne s'établissent à 5 GWh pour la solution 1 et à 7,3 GWh pour la solution 2 (Pièce [B-0026](#), p. 16, R.6.3.).

TABLEAU 4
COMPARAISON ÉCONOMIQUE DES SOLUTIONS
(COÛTS D'EXPLOITATION ET D'ENTRETIEN INCLUS)
(K\$ ACTUALISÉS 2019)

	Solution 1 Construction d'une ligne à 320 kV et installation d'un convertisseur au poste des Appalaches	Solution 2 Construction d'une ligne à 735 kV et d'un nouveau poste convertisseur près de la frontière
Investissements	667 184	805 133
Réinvestissements	5 292	20 664
Valeurs résiduelles	- 36 623	- 63 941
Pertes électriques	46 590	0
Coûts d'entretien et d'exploitation	18 123	23 345
Taxe sur les services publics	45 282	55 488
Coûts globaux actualisés (CGA)	745 848	840 689

Source : Pièce [B-0026](#), tableau R6.5, p. 17.

[95] L'AHQ-ARQ est d'avis que le Transporteur a démontré que la solution 1 est nettement favorable par rapport à la solution 2, pour toute hypothèse raisonnable des pertes différentielles et de coûts évités. Ainsi, l'intervenant est d'avis que le Transporteur a démontré que la solution 1 est nettement supérieure à la solution 2.

[96] Toutefois, cet intervenant constate que le Transporteur n'a pris en compte les coûts d'entretien et d'exploitation dans l'analyse économique qu'à la suite de DDR et recommande à la Régie de :

« [...] réitérer son ordonnance rendue aux paragraphes 168 à 170 de sa décision D-2019-087 et à l'avenir de demander au Transporteur une démonstration sans équivoque qu'il respecte cette ordonnance en ajoutant une obligation dans le Règlement sur les conditions et les cas requérant une autorisation de la Régie de l'énergie [...] »⁶².

[97] Le Transporteur soumet s'être conformé au cadre réglementaire global applicable à la présente demande et est d'avis que l'intervenant recherche un amendement réglementaire afin de solutionner une problématique inexistante. Il mentionne avoir appliqué la décision D-2019-087 à sa comparaison économique initiale des solutions, en tenant compte du faible

⁶² Pièce [C-AHQ-ARQ-0009](#), p. 14.

degré d'incertitude se rapportant à certains paramètres pertinents au dossier et d'éléments de coûts qui permettent de différencier les solutions entre elles. Plus spécifiquement, il indique avoir considéré équivalents les coûts d'entretien et d'exploitation de chacune des deux solutions envisagées, qui, de ce fait, ne contribueraient donc pas significativement au choix de la solution à privilégier, en plus de ne pas représenter une source d'incertitude significative⁶³.

[98] L'AQCIE constate que les coûts d'entretien et d'exploitation de la solution 1 inclus dans l'analyse économique sont évalués à 18,1 M\$ sur la période d'analyse du Projet, soit sur 44 ans. Ce montant diffère substantiellement de celui présenté dans l'impact tarifaire, évalué, en valeur actualisée, à 142,6 M\$ selon l'impact tarifaire présenté sur 20 ans et à 132,4 M\$ en considérant les 44 premières années de l'impact tarifaire présenté sur 60 ans.

[99] L'AQCIE note que la méthodologie utilisée dans le calcul des coûts d'entretien et d'exploitation pour l'impact tarifaire est aussi celle utilisée pour évaluer le Facteur de croissance des activités (Facteur C) à inclure dans les revenus requis du Transporteur, qui se définit comme suit :

« “Le Facteur C est basé sur la valeur des mises en service (« MES ») de projets d'investissement des catégories « Croissance » et « Maintien et amélioration de la qualité du service » ainsi que sur l'appendice J des Tarifs et conditions qui indique que la valeur actualisée des charges d'entretien et d'exploitation occasionnées par les ajouts au réseau sur une période de 20 ans est estimée à 19 % des coûts totaux de l'investissement ” »⁶⁴.

[100] L'intervenante considère qu'il y a lieu d'examiner la méthodologie à utiliser pour la prise en compte des coûts d'entretien et d'exploitation dans la comparaison économique des projets pour qu'il y ait cohérence avec l'évaluation du Facteur C.

[101] Le Transporteur soumet qu'il applique une méthode appropriée de calcul des coûts d'entretien et d'exploitation qui diffère selon qu'il s'agit d'une analyse économique ou d'une analyse de l'impact tarifaire.

[102] Pour l'analyse économique, l'estimation des coûts d'entretien et d'exploitation aux fins de la comparaison des solutions représente uniquement les coûts récurrents annuels

⁶³ Pièce [B-0045](#), p. 12.

⁶⁴ Pièce [C-AQCIE-0010](#), p. 19.

minimums qui permettent de discriminer entre les solutions. Pour le calcul de l'impact tarifaire du Projet, le Transporteur utilise, en valeur actualisée sur 20 ans, le taux annuel applicable découlant du taux de 19 %, qui reflète l'ensemble des coûts directs d'exploitation et d'entretien visant son parc d'actifs dans sa globalité, en considérant des actifs d'âges et de nature différents⁶⁵.

[103] La Régie est satisfaite des explications du Transporteur, en réponse à l'AQCIE, sur la différence des coûts d'exploitation et d'entretien utilisés aux fins de l'analyse économique des solutions et de ceux utilisés dans le calcul de l'impact tarifaire du Projet.

[104] La Régie est d'avis qu'il est pertinent d'inclure à l'analyse économique des solutions, l'information relative aux coûts d'exploitation et d'entretien dès le dépôt initial d'un projet. En effet, la conclusion selon laquelle ces coûts sont équivalents ne peut être fondée qu'en ayant ces montants. De plus, même dans le cas où ces coûts avantagent la solution retenue, cette information justifie encore mieux le choix de la solution. Dans le cas où ces coûts ne sont pas à l'avantage de la solution retenue, leur inclusion permet alors une meilleure transparence de l'analyse économique.

[105] **Par conséquent, la Régie demande au Transporteur d'inclure les coûts d'entretien et d'exploitation dans l'analyse économique des solutions des prochains projets d'investissement qu'il soumettra pour autorisation.** Compte tenu de ce qui précède, la Régie n'estime pas nécessaire d'aborder la recommandation de l'AHQ-ARQ portant sur une éventuelle modification au Règlement.

[106] **En ce qui a trait à l'évaluation des pertes par effet de couronne, la Régie est satisfaite des informations déposées au dossier⁶⁶.** Elle note qu'au dossier R-4096-2019⁶⁷, le Transporteur s'est engagé à les considérer lorsque pertinent⁶⁸. En réplique, il soumet qu'il se conformera à la décision rendue dans le dossier R-4096-2019 lors de ses prochains dossiers d'investissement⁶⁹.

[107] **La Régie est satisfaite de l'analyse des deux solutions envisagées, tant sur le plan technique que sur le plan de la comparaison économique. La Régie conclut que**

⁶⁵ Pièce [B-0045](#), p. 17 et 18.

⁶⁶ Pièces [B-0019](#), p. 5 et [B-0026](#), p. 16, R.6.3.

⁶⁷ Demande du Transporteur de modification des tarifs et conditions des services de transport pour l'année 2020.

⁶⁸ Décision [D-2020-041](#), p. 155.

⁶⁹ Pièce [B-0048](#), p. 6.

l'analyse des solutions envisagées permet d'identifier la solution optimale en regard du service demandé.

7. COÛTS ASSOCIÉS AU PROJET

[108] Le coût total des divers travaux associés au Projet s'élève à 823,2 M\$, incluant un montant de 13,9 M\$ pour l'installation d'équipement de télécommunication, se répartissant comme suit.

TABLEAU 5
COÛTS DES TRAVAUX AVANT-PROJET ET PROJET
(EN MILLIERS DE DOLLARS DE RÉALISATION)

	Total lignes, poste et télécommunications
Coûts de l'avant-projet	
Sous-total	6 903,0
Coûts du projet	
Ingénierie, approvisionnement et construction	726 468,1
Client	31 471,3
Frais financiers	58 402,8
Sous-total	816 342,2
TOTAL	823 245,2

Source : Pièce [B-0020](#), tableau 4, p. 21.

[109] Le Transporteur présente les coûts détaillés sous pli confidentiel et en produit une version caviardée. Les coûts annuels sont, quant à eux, déposés sous pli confidentiel. Le Transporteur dépose aussi les informations relatives aux taux d'inflation utilisés.

[110] Le Transporteur indique que le coût total du Projet ne doit pas dépasser le montant autorisé de plus de 15 % ou de plus de 100 M\$, selon la première de ces éventualités, auquel cas il doit obtenir une nouvelle autorisation de son conseil d'administration. Le cas échéant, il s'engage à en informer la Régie en temps opportun et souligne qu'il s'efforcera à contenir les coûts du Projet à l'intérieur du montant autorisé par la Régie.

[111] Le Transporteur propose un suivi de l'évolution des coûts du Projet ainsi qu'un suivi de l'échéancier lors du dépôt de son rapport annuel, qu'il déposera en fonction des indications de la Régie.

[112] La Régie demande au Transporteur de déposer publiquement le suivi des coûts présentés au tableau 4 de la pièce B-0020⁷⁰ lors du dépôt de son rapport annuel.

[113] La Régie demande également au Transporteur de présenter le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous la même forme et le même niveau de détail que ceux du tableau 1 de la pièce B-0009⁷¹. Elle note que les sous-totaux « Total Lignes », « Total Postes » et « Total Télécommunications » y sont divulgués dans la version caviardée et demande, par conséquent, que le suivi de ces montants soit aussi public dans le cadre du rapport annuel.

[114] Pour chacun de ces suivis, la Régie demande au Transporteur de présenter, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment sur les dates de mises en service.

8. IMPACT TARIFAIRE

[115] Le Projet s'inscrit dans la catégorie d'investissement « croissance des besoins de la clientèle ». Les coûts du Projet, établi à 823,2 M\$, sont liés à une demande de service de transport ferme de point à point à long terme, portant sur une livraison de 1 243 MW. Ces coûts sont inférieurs au montant maximal de 830,6 M\$⁷².

[116] Les mises en service sont prévues pour les mois de juin 2021 et décembre 2022. Le Transporteur précise que la mise en service de juin 2021 a trait à la ligne 7005, qui sera de nouveau fonctionnelle et utilisée à cette date, à la suite des travaux de rehaussement de la capacité thermique. Une capacité de transit additionnelle sera alors disponible. Il ajoute qu'afin d'éviter la mise hors tension simultanée des lignes 7005 et 7035 et de répondre à la

⁷⁰ Pièce [B-0020](#), tableau 4, p. 21.

⁷¹ Pièces [B-0009](#), tableau 1, p. 5 (version caviardée) et B-0007 (pièce confidentielle).

⁷² Montant qui représente l'allocation maximale de 634 \$/kW, prévue à l'Appendice J des *Tarifs et conditions* multipliée par 1 310 MW, soit 1 243 MW plus les pertes de transport de 5,4 %.

demande de service du client en 2022, il doit compléter les travaux sur la ligne 7005 en juin 2021. Ainsi, les travaux nécessitant une mise hors tension de la ligne 7035 pourront débuter par la suite pour être complétés en décembre 2022⁷³.

[117] La Régie retient que les travaux de rehaussement thermique, notamment ceux de la ligne 7005, sont requis en raison de l'augmentation du transit sur le réseau de transport principal qu'entraîne le service à fournir dans le cadre de la Convention⁷⁴. Bien que la mise en service de la ligne 7005, en juin 2021, rendra disponible une capacité additionnelle, elle ne servira pas au Projet dès 2021, puisque les besoins liés au service demandé n'auront alors pas encore d'impact sur le transit du réseau de transport principal⁷⁵. En conséquence, la Régie demande au Transporteur de justifier toute mise en service partielle du Projet, en fonction du présent paragraphe, dans le cadre des dossiers tarifaires demandant l'intégration des coûts afférents à la base de tarification.

[118] L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts de ce dernier, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics, aux frais d'entretien et d'exploitation, ainsi que les besoins de transport de 44 289 MW. Les résultats sont présentés sur une période de 20 ans et sur une période de 60 ans, conformément à la décision D-2003-68⁷⁶.

[119] Sur la période de 20 ans, le tarif annuel passerait de 78,56 \$/kW⁷⁷ à 77,56 \$/kW en 2042⁷⁸, soit une baisse de 1,3 %, toutes choses étant égales par ailleurs, tandis qu'à la fin de la période de 60 ans, il s'établirait à 76,70 \$/kW⁷⁹, soit une baisse de 2,4 %.

[120] Le Transporteur est d'avis que les résultats pour la période de 60 ans sont plus représentatifs de l'impact sur les revenus requis, puisqu'ils sont comparables à la durée de vie utile moyenne des immobilisations visées par le Projet. La présentation de l'impact tarifaire sur 20 ans, durée sur laquelle est basé le montant maximal pour le Projet et la

⁷³ Pièce [B-0026](#), p. 13, R.5.2.

⁷⁴ Pièce [B-0020](#), p. 16.

⁷⁵ Pièces [B-0005](#), *Convention de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point*, art. 4, p. 4, et [B-0020](#), p. 7.

⁷⁶ Dossier R-3497-2002, décision [D-2003-068](#).

⁷⁷ Selon le tarif autorisé de 2019.

⁷⁸ Pièce [B-0005](#), annexe 7, p. 3.

⁷⁹ Pièce [B-0005](#), annexe 7, p. 5.

Convention, permet de s'assurer que les différents coûts associés au Projet, dont ceux d'amortissement, sont couverts sur cette période⁸⁰.

[121] Dans la présentation des impacts tarifaires sur la période de 60 ans de sa preuve initiale, le Transporteur a maintenu les besoins de services de transport au même niveau que ceux associés à la Convention, qui est d'une durée de 20 ans. Le Transporteur mentionne que les équipements relatifs au Projet continueront de faire partie du réseau de transport et d'être exploités par la clientèle à l'échéance de la Convention. À cet égard, il présume notamment de la reconduction de la Convention aux termes de l'article 2.2 des Tarifs et conditions⁸¹, qui prévoit une priorité de réservation pour le client existant⁸².

[122] En réponse à une DDR de la Régie, le Transporteur présente l'impact tarifaire sur 60 ans, qui ne tient compte que des besoins de transport liés à la Convention de 20 ans⁸³. Selon ces hypothèses, le Projet n'induit pas de hausse sur la durée de la Convention, mais l'absence de besoins de transport au-delà de cette période entraînerait une hausse sur le tarif de transport.

[123] La Régie estime qu'il est probable que les besoins de transport liés à la Convention soient présents au-delà de la durée de cette dernière. Par conséquent, elle juge qu'il est probable que l'impact tarifaire du Projet se rapproche davantage des scénarios qui tiennent compte de ces besoins au-delà de 2042.

[124] **La Régie est satisfaite des impacts tarifaires présentés par le Transporteur.**

9. IMPACT SUR LA FIABILITÉ DU RÉSEAU ET SUR LA QUALITÉ DE PRESTATION DU SERVICE DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ

[125] Le Transporteur mentionne que le Projet vise à fournir le service de transport ferme de point à point et permet de respecter ses obligations aux termes des Tarifs et conditions.

⁸⁰ Pièce [B-0042](#), p. 6, R.1.2.

⁸¹ Pièce [B-0020](#), note de bas de page 12.

⁸² [Tarifs et conditions des services de transport](#), article 2.2.

⁸³ Pièce [B-0042](#), p. 7 à 9, R.1.3.

[126] Il indique que le rehaussement de la capacité thermique des lignes à 735 kV (7005 et 7035) entre les postes Lévis et de la Nicolet, permet d'assurer la fiabilité, la capacité et la continuité de service à l'ensemble des clients du réseau de transport, le tout dans le respect des critères de conception du réseau.

[127] **La Régie est d'avis que le Projet est nécessaire pour fournir le service de point à point et qu'il apporte un impact positif sur la fiabilité et la qualité du service de transport d'électricité.**

10. AUTORISATIONS EXIGÉES EN VERTU D'AUTRES LOIS

[128] Le Transporteur présente la liste des autorisations exigées en vertu d'autres lois pour la réalisation du Projet :

Volet provincial

- une autorisation du gouvernement du Québec, délivrée au terme de la procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement, en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*⁸⁴ pour la construction d'une ligne de transport d'énergie électrique de tension égale ou supérieure à 315 kV sur une distance de plus de 2 km, conformément au *Règlement relatif à l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement de certains projets*⁸⁵;
- une autorisation du ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques « MELCC » en vertu de la *Loi sur la qualité de l'environnement*, approuvant les plans et devis;

⁸⁴ [RLRQ, c. Q-2](#).

⁸⁵ [RLRQ, c. Q-2, r. 23.1](#). Ce règlement a remplacé le *Règlement sur l'évaluation et l'examen des impacts sur l'environnement* (RLRQ, c. Q-2, r. 23).

- une autorisation en vertu de la *Loi sur la protection du territoire et des activités agricoles*⁸⁶ pour utiliser, à des fins autres que l'agriculture, des parties de lots situés en zone agricole;
- une modification, par le gouvernement du Québec, des limites du parc national de Frontenac en vertu de la *Loi sur les parcs*⁸⁷, afin de permettre le passage de la ligne projetée le long de l'emprise d'une ligne à 120 kV existante sur environ 590 m;
- une résolution formulant un avis sur la conformité du projet aux objectifs du schéma d'aménagement et de développement des municipalités régionales de comté sur le territoire desquelles se situe le Projet en vertu de la *Loi sur l'aménagement et l'urbanisme*⁸⁸;
- au besoin, un décret d'expropriation du gouvernement du Québec en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec*⁸⁹.

Volet fédéral

- un permis de la Régie de l'énergie du Canada, en vertu de la *Loi sur la Régie canadienne de l'énergie*⁹⁰, pour la construction et l'exploitation d'une ligne internationale de transport;
- un permis de la Commission de la frontière internationale, en vertu de la *Loi sur la Commission frontalière*⁹¹, puisqu'il y aura construction à moins de dix pieds de la frontière des États-Unis.

⁸⁶ [RLRQ, c. P-41.1.](#)

⁸⁷ [RLRQ, c. P-9.](#)

⁸⁸ [RLRQ, c. A-19.1.](#)

⁸⁹ [RLRQ, c. H-5.](#)

⁹⁰ [L.C. 2019, ch. 28, art. 10.](#)

⁹¹ [L.R.C. \(1985\), ch. I-16.](#)

11. CONCLUSION

[129] Tel que mentionné précédemment, la Régie considère que le Transporteur a déposé, au soutien de sa demande, une preuve démontrant que le Projet est nécessaire pour répondre à la demande de service de transport ferme de point à point à long terme portant sur une livraison de 1 243 MW à la Frontière. La Régie retient aussi que le Projet représente la solution optimale pour répondre au service demandé.

[130] En conséquence, la Régie autorise le Projet. Le Transporteur ne pourra cependant apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature ou les coûts.

[131] Par ailleurs, la Régie prend acte du fait que le Transporteur s'engage à l'informer, en temps opportun, si le coût total du Projet devait dépasser le montant autorisé de plus de 15 %, ou de 100 M\$, selon la première de ces éventualités, et s'il obtient une nouvelle autorisation du conseil d'administration d'Hydro-Québec à cet égard. Dans un tel cas, elle souhaite en être informée sans délai.

[132] Enfin, la Régie demande au Transporteur de se conformer aux exigences mentionnées aux paragraphes 508 à 511 de la décision D-2014-035⁹² et aux paragraphes 364 à 366 de la décision D-2017-021⁹³, dans le cas de modifications au Projet, incluant la mise en place d'une solution technique alternative ou d'un dépassement des coûts.

12. CONFIDENTIALITÉ DES DOCUMENTS

[133] Le Transporteur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements contenus à la pièce B-0006, soit le schéma unifilaire relatif au Projet, sans restriction quant à la durée.

⁹² Dossier R-3823-2012, décision [D-2014-035](#).

⁹³ Dossier R-3981-2016, décision [D-2017-021](#).

[134] Au soutien de cette demande, le Transporteur dépose une déclaration sous serment de monsieur Benoît Delourme, chef Innovation technologique et évolution de réseau – direction principale Planification, expertise et soutien opérationnel pour la division Hydro-Québec TransÉnergie. Ce dernier mentionne que la pièce B-0006 contient des informations de la nature de celles identifiées par la *Federal Energy Regulatory Commission* dans son ordonnance 630 du 21 février 2003 ainsi qu’à ses ordonnances subséquentes 630-A (23 juillet 2003), 643 (23 juillet 2003), 649 (3 août 2004), 662 (21 juin 2005), 683 (21 septembre 2006) et 702 (30 octobre 2007) et que les installations du Transporteur sont sujettes au même type de risque de sécurité. M. Delourme mentionne que la divulgation de ces renseignements faciliterait la localisation des installations, permettrait d’identifier leurs caractéristiques et pourrait ainsi compromettre la sécurité du réseau de transport. Il est également mentionné que le caractère confidentiel de ces pièces doit être reconnu par la Régie, pour une période sans restriction quant à sa durée.

[135] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel à l’égard des pièces B-0034 et B-0035 déposées sous pli confidentiel en réponse à la DDR de l’AQCIE, pour les mêmes motifs que ceux décrits à la déclaration de M. Delourme⁹⁴.

[136] Une demande d’ordonnance de confidentialité est également requise à l’égard de la pièce B-0039 qui contient deux schémas d’écoulement de puissance déposés en réponse à la DDR n° 2 de la Régie. Il en est de même à l’égard de la pièce B-0038 qui contient des renseignements relatifs aux schémas d’écoulement de puissance déposés en réponse à la DDR n° 2 et caviardés en réponse à la question 1.1 de la pièce B-0040.

[137] Après examen de la déclaration sous serment, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l’émission de l’ordonnance demandée à l’égard des renseignements contenus aux pièces B-0006, B-0034, B-0035, B-0038 et B-0039, ainsi que ceux caviardés en réponse à la question 1.1 de la pièce B-0040.

[138] En conséquence, la Régie accueille la demande d’ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur relative à ces renseignements et interdit la divulgation, la publication et la diffusion des pièces B-0006, B-0034, B-0035, B-0038 et B-0039 et des renseignements qu’elles contiennent, sans restriction quant à sa durée. Il en est de même à l’égard des renseignements caviardés en réponse à la question 1.1 de la pièce B-0040.

⁹⁴ [Pièce B-0031](#), lettre du Transporteur datée du 23 mars 2020.

[139] Le Transporteur demande également à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, et d'interdire, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale du Projet, la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements relatifs aux coûts détaillés du Projet contenus à la pièce B-0007 et caviardés à la pièce B-0009 et des renseignements relatifs aux coûts annuels du Projet contenus à la pièce B-0008.

[140] Il demande qu'une telle ordonnance soit également rendue pour une durée similaire à l'égard des renseignements relatifs au suivi des coûts réels du Projet qui seraient déposés, le cas échéant, selon les exigences de la Régie.

[141] Au soutien de ces demandes, le Transporteur dépose une déclaration sous serment de M. Mario Albert, directeur principal Approvisionnement stratégique pour Hydro-Québec. M. Albert allègue que les pièces faisant l'objet de la demande contiennent des renseignements détaillés sur les coûts du Projet qui, s'ils étaient rendus publics, pourraient influencer l'évolution des appels de proposition. Pour la réalisation du Projet, Hydro-Québec sollicite les fournisseurs par appels d'offres ou de propositions afin d'obtenir les produits et services nécessaires au meilleur prix. M. Albert soumet que si les coûts détaillés du Projet étaient divulgués, les fournisseurs sollicités pourraient préparer leurs soumissions en fonction des coûts présentés à la Régie plutôt que de faire preuve de créativité, ce qui limiterait le potentiel de création de valeur pour Hydro-Québec, notamment en ne lui permettant pas d'obtenir les biens et services requis au meilleur coût possible. Selon M. Albert, afin d'assurer une saine concurrence et un niveau de compétitivité optimal, il serait justifié que la Régie ordonne le traitement confidentiel de ces renseignements.

[142] Par ailleurs, la Régie souligne que la preuve présentée par le Transporteur au soutien de sa demande d'ordonnance ne vaut pas que pour les pièces originales contenant des renseignements confidentiels, à l'égard desquelles il a déposé des déclarations sous serment. Elle vaut également pour les DDR, les réponses à ces dernières, la preuve et l'argumentation de l'AQCIE qui réfèrent à ces pièces et à ces renseignements.

[143] Après examen de la déclaration sous serment, la Régie juge que les motifs qui y sont invoqués justifient l'émission de l'ordonnance demandée à l'égard des renseignements relatifs aux coûts détaillés du Projet contenus à la pièce B-0007 et caviardés à la pièce B-0009, ainsi que des renseignements relatifs aux coûts annuels du Projet contenus à la pièce B-0008.

[144] Tel qu'indiqué précédemment, la demande d'ordonnance de traitement confidentiel s'applique aussi à tous les autres documents déposés au dossier qui réfèrent aux renseignements confidentiels visés par la déclaration sous serment de monsieur Mario Albert. **Conséquemment, la Régie interdit la divulgation, la diffusion et la publication à l'égard des pièces A-0008, B-0007, B-0008, B-0025 et B-0038 et des renseignements confidentiels relatifs aux coûts qu'elles contiennent, caviardés aux pièces A-0007, B-0009, B-0026 et B-0040 (réponses aux questions 2.1.1, 2.3 et 2.4) jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale du Projet. Cette interdiction de divulgation, de diffusion et de publication porte également sur les renseignements relatifs aux coûts réels du Projet qui seront déposés dans le cadre du suivi de ces coûts, selon les exigences énoncées au paragraphe 113 de la présente décision.**

[145] Par ailleurs, certains documents visés par la demande de traitement confidentiel contiennent des renseignements qui ont trait à la fois aux coûts détaillés du Projet et aux schémas unifilaires ou d'écoulement de puissance. **Conséquemment, la Régie interdit la divulgation, la diffusion et la publication des pièces C-AQCIE-0011 et C-AQCIE-0014 ainsi que les renseignements confidentiels qu'elles contiennent dans leur version caviardée, soit les pièces C-AQCIE-0010 et C-AQCIE-0013, selon la période de temps la plus longue, soit une période sans restriction quant à sa durée.**

Pour ces motifs,

La Régie de l'énergie :

ACCUEILLE la présente demande;

AUTORISE le Transporteur à procéder à la construction d'une ligne à 320 kV et à l'installation d'équipements au poste des Appalaches, ainsi qu'à la réalisation des travaux connexes, le Transporteur ne pouvant apporter, sans autorisation préalable, aucune modification qui aurait pour effet de modifier de façon appréciable les coûts et la rentabilité;

DEMANDE au Transporteur de présenter dans son rapport annuel, conformément à l'article 75 (5°) de la Loi :

- un suivi des coûts du Projet, selon les exigences formulées aux paragraphes 111 et 112 de la présente décision;

- un suivi de l'échéancier du Projet et, le cas échéant, l'explication des écarts majeurs entre les coûts projetés et réels et des écarts d'échéance, notamment en ce qui a trait aux dates de mises en service, tel que précisé au paragraphe 113 de la présente décision;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnance de traitement confidentiel du Transporteur;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces et des renseignements confidentiels contenus aux pièces B-0006, B-0034, B-0035, B-0038 et B-0039 pour une période sans restriction quant à sa durée. Il en est de même à l'égard des renseignements caviardés en réponse à la question 1.1 de la pièce B-0040;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces et des renseignements confidentiels contenus aux pièces A-0007, A-0008, B-0007, B-0008, B-0009, B-0025, B-0026 et B-0040 (réponses aux questions 2.1.1, 2.3 et 2.4) pour une période d'un an à compter de la mise en service finale du projet;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des pièces et des renseignements confidentiels contenus aux pièces C-AQCIE-0010, C-AQCIE-0011, C-AQCIE-0013 et C-AQCIE-0014, pour une période sans restriction quant à sa durée;

AUTORISE le Transporteur à présenter, dans son rapport annuel, le suivi des coûts réels détaillés du Projet, sous pli confidentiel, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la mise en service finale du Projet, selon le format et les modalités déterminés dans la présente décision;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion des renseignements qui seront fournis par le Transporteur dans le cadre du suivi des coûts réels du Projet, selon les exigences énoncées au paragraphe 144 de la présente décision, jusqu'à l'expiration d'un délai d'un an de la date de mise en service finale du Projet;

DEMANDE au Transporteur d'informer la Régie, par voie administrative, de la date de mise en service finale du Projet;

ORDONNE au Transporteur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus dans la présente décision.

Simon Turmel

Régisseur