

Q U É B E C

NO : R-4112-2019

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

**DEMANDE DU TRANSPORTEUR RELATIVE À
LA CONSTRUCTION D'UNE LIGNE À 320 KV
ET À L'INSTALLATION D'ÉQUIPEMENTS AU
POSTE DES APPALACHES**

**HYDRO-QUÉBEC
(ci-après le «TRANSPORTEUR»)**

Demanderesse

et

**L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES
CONSOMMATEURS INDUSTRIELS
D'ÉLECTRICITÉ
(ci-après « AQCIE »)**

Intervenante

**MÉMOIRE DE L'AQCIE
(VERSION CAVIARDÉE)**

TABLE DES MATIÈRES

1. Contexte	3
2. Les caractéristiques et les coûts de la ligne proposée	3
2.1. Les caractéristiques de la ligne proposée	3
2.2. Les coûts de la ligne	6
3. Les caractéristiques de la ligne à 735 kV considérée dans la solution 2	8
4. Le rehaussement thermique	10
4.1. La justification du rehaussement thermique	10
4.2. Le coût du rehaussement thermique	14
5. L'impact tarifaire pour les clients du Transporteur	16
6. Les frais d'entretien et d'exploitation	19

1. **CONTEXTE**

Pour donner suite à la signature d'une « *convention de service pour le service de transport ferme à long terme de point à point d'une capacité 1 243 MW avec Hydro-Québec Production et Exploitation d'Hydro-Québec* »¹, le Transporteur vise à obtenir l'autorisation de la Régie afin de construire une ligne à courant continu de 320 kV entre le poste des Appalaches et la frontière du Québec avec l'État du Maine (le Projet).

Le coût total du Projet s'élève à 823,2 M\$ et les mises en service sont prévues pour le mois de juin 2021 (61,6 M\$) et le mois de décembre 2022 (781,6 M\$)².

La présentation du Transporteur comprend notamment une comparaison avec une autre solution envisagée, soit une ligne à courant alternatif de 735 kV entre le poste des Appalaches et la frontière du Québec avec l'État du Maine.

En plus d'un nouveau lien jusqu'à la frontière, le projet inclut le rehaussement thermique de lignes à 735 kV.

L'analyse de l'AQCIE porte sur les éléments suivants :

- les caractéristiques et les coûts de la ligne proposée;
- les caractéristiques de la solution à 735 kV envisagée;
- la justification et le coût du rehaussement thermique;
- l'impact tarifaire des coûts pour les clients de la charge locale; et
- la prise en compte des frais d'entretien et d'exploitation dans la comparaison économique du Projet.

2. **LES CARACTÉRISTIQUES ET LES COÛTS DE LA LIGNE PROPOSÉE**

2.1. **Les caractéristiques de la ligne proposée**

Le Projet comprend les travaux suivants³ :

¹ B-0005, page 3

² B-0005, page 39

³ B-0004, page 7

- 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 Nicolet ;
- les travaux de télécommunication propres au Projet.

Le tableau suivant présente le coût de chacun de ces éléments⁴.

Tableau AQCIE 1 : Coûts du Projet

Ligne à 320 kV	Rehaussement thermique	Équipements de poste	Télécommunication	Total
██████████ ⁵	██████████ ⁶	360,0 M\$	13,9 M\$	823,2 M\$

En réponse à une demande de renseignements le Transporteur présente l'information suivante concernant les caractéristiques techniques de la ligne à 320 kV.⁷

	Solution 1 Ligne à 320 kV
Type et nombre de conducteurs	2 conducteurs A1400-A1 (48,7 mm) par pôle
Résistance à 30 °C	0,0108 ohm/km
Température d'exploitation	65 °C
Courant admissible à 30 °C	3140 A
Type de pylône	Pylônes à treillis en acier autoportants

⁴ B-0009, page 5

⁵ B-0008 confidentiel

⁶ IBID

⁷ B-0026, page 24

La capacité d'une ligne à courant continu est le produit du voltage et de l'ampérage (kV*Ampères). Ainsi, selon la compréhension de l'AQCIE, dans le cas présent la capacité est de 1 004,8 MVA par pôle (3,14 kA * 320 kV), soit une capacité totale 2 009,6 MVA si on considère les deux pôles. Cette capacité est de beaucoup supérieure aux 1 243 MW prévus à la convention de service de transport.

Dans des commentaires relatifs à une contestation de l'AQCIE concernant certaines réponses à sa demande de renseignements, le Transporteur mentionne⁸ :

« La capacité des conducteurs semble le seul élément considéré par l'intervenant pour déterminer la capacité de la ligne de transport. Or, outre celle-ci, la température d'exploitation de 65 °C, optimisée pour une livraison de 1 243 MW à la frontière, doit également l'être, ainsi que le dimensionnement du convertisseur, qui est également conçu en fonction d'une livraison de 1 243 MW.

Par ailleurs, le choix des conducteurs reflète une recherche d'équilibre entre les coûts du Projet et les pertes de transport.

Le Projet dans son ensemble a ainsi été optimisé en fonction du service de transport demandé.

En tenant compte de tous les éléments pertinents, la ligne à 320 kV permet de transiter 1 243 MW, conformément à la convention de service. »

Selon la compréhension de l'intervenant, la capacité des conducteurs dépend de leur calibre et de la température d'exploitation. C'est en considérant ces deux paramètres que l'intervenant a estimé la capacité à 2 009,6 MVA, et a constaté que la capacité de la ligne proposée est supérieure à la capacité indiquée à la convention de service de transport.

Pour optimiser la ligne de sorte que sa capacité corresponde à la capacité demandée, le Transporteur pourrait soit diminuer la température d'exploitation à une température inférieure à 65 °C, soit réduire le calibre des conducteurs à un niveau inférieur à 48,7 mm.

Une différence de température d'exploitation affecte le dégagement au sol requis, ce qui peut avoir un impact sur la hauteur des pylônes et donc sur le coût de la ligne.

Un calibre de conducteur plus faible que celui retenu peut également avoir un impact sur le coût de la ligne (approvisionnement, pylônes, tonnage, construction ...).

Ainsi, selon l'AQCIE, la ligne à courant continu de 320 kV n'a pas été optimisée pour le transit de 1 243 MW prévu dans la convention de service de transport, notamment concernant le calibre des conducteurs et la température d'exploitation. Ceci entraîne des coûts supérieurs à ce qu'ils pourraient être pour la réalisation du Projet.

⁸ B-0030, page 3

Par ailleurs, une capacité supérieure à la capacité indiquée à la convention de service de transport ne pourrait pas être utilisée à cause de restrictions sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre. En effet, le Transporteur mentionne :⁹

« Le déclenchement d'une ligne d'interconnexion engendre des perturbations sur le réseau du Québec et sur le réseau voisin. En particulier, pour le réseau voisin, le déclenchement d'une ligne d'interconnexion exploitée en mode export équivaut à une perte de source. En Nouvelle-Angleterre, la fiabilité du réseau peut être compromise par un événement entraînant une perte de source supérieure à 1 200 MW. »

2.2. Les coûts de la ligne

La ligne proposée dans le dossier actuel est très semblable à celle qui a été proposée dans le dossier R-3956-2015 concernant une interconnexion à partir du poste Des Cantons comme on peut le constater au tableau suivant :

Dossier R-4112-2019 ¹⁰	Dossier R-3956-2015 ¹¹
<i>« La ligne à 320 kV comporte un seul circuit constitué de deux pôles : un pôle positif et un pôle négatif. Chaque pôle est équipé de deux conducteurs composés de brins en aluminium A1 (1400A1) d'un diamètre de 48,7 mm. De plus, un câble de garde à fibres optiques de 22,9 mm de diamètre est installé sur la ligne ; il permet de protéger la ligne contre la foudre et d'acheminer les télécommunications. »</i>	<i>« La ligne comporte deux pôles, soit un pôle positif (+320 kV) et un pôle négatif (-320 kV). Chaque pôle sera équipé de deux conducteurs A1400 A4 (diamètre de 50 mm). De plus, deux câbles de garde, dont un à fibre optique, surmontent chacun des pôles. »</i>

Au dossier actuel, la longueur de la ligne est d'environ 103 km¹² et son coût est évalué à ██████¹³, soit un coût unitaire de ██████/km.

Au dossier R3956-2015, la longueur de la ligne est d'environ 79 km¹⁴ et son coût est évalué à le ██████¹⁵, soit un coût unitaire de ██████/km.

⁹ B-0026, page 25

¹⁰ B-0004, page 18

¹¹ R-3956-2015, B-0004, page 12

¹² B-004-04, page 18

¹³ B-0008

On peut constater qu'au dossier actuel le coût unitaire de la ligne est ■ plus élevé que le coût unitaire de la ligne proposée au dossier R-3956-2015, pour une ligne ayant des caractéristiques très semblables. En appliquant le coût unitaire du dossier R-3956-2015, le coût de la ligne à 320 kV serait de ■■■■■, soit une différence de ■■■■■.

En réponse à une demande de la Régie, d'expliquer les principales raisons de 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, le Transporteur mentionne¹⁶ :

« 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 ;*
- le Projet actuel à construire requiert plus de déboisement, étant situé à 88 % en milieu forestier alors que le projet R-3956-2015 l'était à 50 % ;*
- les conditions de marchés dans le domaine de la construction sont à la hausse par rapport au contexte du projet R-3956-2015. »*

L'AQCIE comprend que la principale raison qui explique l'écart de coût unitaire entre les deux lignes est l'utilisation de pylônes haubanés dans le cadre du projet R-3956-2015. En effet, ce type de pylône exige moins d'acier et permet une portée plus grande, ce qui réduit le tonnage d'acier requis pour la construction.

Par ailleurs, le Transporteur présente le tableau suivant qui montre les avantages et les inconvénients des deux familles de pylônes

¹⁴ R-3956-2015, B-0004, page 12

¹⁵ R3956-2015, B-0006

¹⁶ B-0026, page 7

Tableau R2.3
Avantages et inconvénients des familles de pylônes

	Avantages	Inconvénients
Projet R-3956-2015	<ul style="list-style-type: none"> • Hauteur des pylônes moins élevée pour une portée équivalente 	<ul style="list-style-type: none"> • Largeur d'emprise pour laquelle une servitude doit être acquise plus importante • Largeur d'emprise à déboiser plus importante
Projet actuel	<ul style="list-style-type: none"> • Réduction de la largeur d'emprise pour laquelle une servitude doit être acquise • Réduction de la largeur d'emprise à déboiser • La conception du pylône inclut des améliorations pour assurer la santé et la sécurité des travailleurs 	<ul style="list-style-type: none"> • Hauteur des pylônes plus élevée pour une portée équivalente

Selon l'AQCIE, le Transporteur a fait défaut de démontrer que les avantages de la famille de pylônes retenue dans le projet actuel justifient un coût unitaire de ■ plus élevé.

En effet, même si les revenus attendus de la convention de service couvrent les frais encourus par le Projet, une réduction du coût du Projet a un impact tarifaire pour les clients du Transporteur, notamment pour les clients de la charge locale, comme on le verra plus loin.

Ces constats justifient l'AQCIE de considérer que la ligne à 320 kV proposée n'a pas été optimisée tant sur le plan technique que sur le plan des coûts.

3. LES CARACTÉRISTIQUES DE LA LIGNE À 735 KV CONSIDÉRÉE DANS LA SOLUTION 2

En réponse à une demande de renseignements le Transporteur présente l'information suivante concernant les caractéristiques techniques de la ligne à 735 kV considérée pour la solution 2.¹⁷

Type et nombre de conducteurs	4 conducteurs Bersfort (35,61 mm) par phase
Résistance à 30 °C	0,012 ohm/km
Température d'exploitation	49 °C ⁴
Courant admissible à 30 °C	2640 A
Type de pylône	Pylônes à treillis en acier autoportants

¹⁷ B-0026, page 24

La capacité d'une ligne à courant alternatif est le produit du voltage et de l'ampérage multiplié par la racine carrée de 3 ($kV * Ampères * racine\ carrée\ de\ 3$). Ainsi, selon la compréhension de l'AQCIE, dans le cas présent la capacité de la ligne à 735 kV est de 3 360,8 MVA ($2,64\ kA * 735\ kV * 1,732$), ce qui est beaucoup plus élevé que la capacité indiquée à la convention de service de transport.

Dans des commentaires relatifs à une contestation de l'AQCIE concernant certaines réponses à sa demande de renseignements, le Transporteur mentionne¹⁸ :

« À l'instar de la ligne à 320 kV, la capacité des conducteurs de la ligne à 735 kV n'est pas le seul élément à considérer pour déterminer la capacité de la ligne, la température d'exploitation de la ligne doit l'être, ainsi que la capacité du convertisseur près de la frontière.

Le Transporteur n'a pas surdimensionné la ligne à 735 kV. Une conception existante, représentative des lignes à 735 kV installées sur son réseau, a été retenue. De plus, une température d'exploitation de 49°C a été considérée, soit la plus faible possible.

La solution incluant une ligne à 735 kV offre une capacité de 1 243 MW à la sortie du convertisseur, ce qui correspond au service décrit à la convention de service conclue avec le client.

Avec égards et au surplus, la pertinence de la question apparaît ténue en regard de la solution retenue que le Transporteur présente pour autorisation. »

Le Transporteur mentionne qu'il a retenu une conception de ligne existante et qu'il n'a pas surdimensionné la ligne.

Cependant, il s'avère que cette conception existante a une capacité (3 360,8 MVA) qui dépasse largement la capacité indiquée à la convention de service (1 243 MW), et le Transporteur n'a pas adapté cette conception à la capacité requise. C'est comme utiliser un autobus articulé alors qu'un minibus serait adéquat.

Dans le cas actuel, la ligne à 735 kV répondrait à un besoin spécifique qui est très différent du besoin que rendent les autres lignes à 735 kV en service sur le réseau du Transporteur. Celles-ci permettent l'alimentation des besoins de l'ensemble du réseau à partir de centres de production localisés à plus de 1000 km de distance alors que dans le cas présent, les besoins sont limités à un maximum de 1 243 MW, et la distance entre le poste Appalaches et la frontière entre le Québec et l'état du Maine est d'environ 103 km.

Par ailleurs, en réponse à une demande de l'AQCIE d'indiquer si le Transporteur a examiné la possibilité de fournir la capacité de 1 243 MW en augmentant la capacité de transformation au poste Appalaches et en utilisant une ligne biterne à 230 kV (avec compensation série si requis), le Transporteur mentionne :

¹⁸ B-0030, page 4

« Le Transporteur n'a pas examiné le scénario proposé par l'AQCIE. Il rappelle que la Régie, dans sa décision D-2020-012, paragraphe 30, a souligné qu'elle n'entendait pas entreprendre l'examen d'autres alternatives qui ne sont pas au dossier. »

L'AQCIE comprend que le Transporteur n'a pas envisagé d'autre alternative que la ligne à 735 kV présentée en preuve, même si cette solution offre une capacité de transit beaucoup plus élevée que la capacité indiquée à la convention de service.

L'intervenant est d'avis qu'avec cette approche, les résultats de la comparaison économique sont viciés et qu'il n'est pas démontré que le Projet est la solution optimale pour satisfaire la demande de service de transport du client.

4. LE REHAUSSEMENT THERMIQUE

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 joignent le poste de Lévis au poste de la Nicolet, peut être dépassée pour 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 »¹⁹.

L'analyse de l'AQCIE traite dans un premier temps de la justification du rehaussement thermique et, dans un deuxième temps, du coût de ce rehaussement.

4.1. La justification du rehaussement thermique

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE, le Transporteur indique que la capacité thermique actuelle des lignes 7005 et 7035 est de 2 644 A²⁰, soit 3 366 MVA.

Dans le cas du projet d'interconnexion à partir du poste des Cantons (Dossier R-3956-2015) la capacité réservée était de 1 128 MW²¹, et la capacité thermique requise des lignes 7005 et 7035 était de 3 100 A²², soit 3 946 MVA

Dans le cas du dossier actuel, la capacité réservée est de 1 243 MW²³, et la capacité thermique requise des lignes 7005 et 7035 est de 3 240 A, soit 4 124 MVA.

¹⁹ B-0004, page 16

²⁰ B-0028, page 13

²¹ R-3986-2015, B-0005, page 7

²² R-3956-2015, B-0041, page 14

²³ B-0005, page 7

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur mentionne :

« Les capacités thermiques (A) ainsi que les températures maximales d'exploitation des conducteurs (°C) requises pour le Projet (référence (i)) sont distinctes de celles requises dans le cadre du dossier R-3956-2015 (référence (ii)) en raison de différences au niveau de la capacité du service de transport demandé ainsi que de l'évolution du réseau entre les deux études.

La capacité thermique requise pour chacune des lignes 7005 et 7035 est maintenant de 3 240 A et les températures maximales d'exploitation des conducteurs correspondantes sont de 58°C pour les sections qui sont équipées de conducteurs de type Bersimis (de calibre 1 360,7 MCM) et de 66°C pour les sections qui sont équipées de conducteurs de type Carillon (de calibre de 1 028,5 MCM). »²⁴

De plus le Transporteur précise que la capacité requise de 3 240 A prend en considération l'abandon du projet relatif au dossier R-3956-2015 (interconnexion à partir du poste des Cantons)²⁵.

En réponse à une demande de l'AQCIE de préciser les situations de contingences qui provoquent le dépassement de la capacité thermique des lignes 7005 et 7035, le Transporteur mentionne les éléments suivants ²⁶ :

« Le Transporteur mentionne que les pires situations susceptibles de causer des dépassements de la capacité thermique surviennent lorsque l'une des lignes entre les postes de Lévis et de la Nicolet (7005 ou 7035) 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 survient. Le Transporteur souligne que ces lignes 7005 et 7035 sont localisées dans un axe de transport parallèle à la ligne 7097. »

Il mentionne également les éléments suivants qui décrivent les conditions générales du réseau au moment de ces événements :

« La température ambiante estivale utilisée est de 30°C. Les besoins de la charge locale sont ceux prévus à l'été 2022 par le Distributeur et les transits sur les interconnexions sont réglés à des niveaux correspondants aux services de transport fermes à long terme de point à point enregistrés dans le système OASIS du Transporteur. La production est ensuite ajustée afin de satisfaire l'ensemble de ces besoins. »

²⁴ B-0026, page 4

²⁵ B-0028, page 13

²⁶ B-0028, page 13

Dans un premier temps, l'AQCIE constate que les exigences quant aux événements sont plus sévères que le critère « (n-1) » habituellement utilisé pour la fiabilité d'alimentation d'une charge. Si un critère de perte d'un circuit alors qu'un autre est hors service devait s'appliquer sur tout le réseau, toute alimentation d'une charge par une ligne biterne devrait être renforcée, ce qui occasionnerait des coûts très élevés.

De plus, selon la compréhension de l'AQCIE, la situation de contingences décrite, soit le déclenchement d'une ligne alors qu'une autre ligne est hors tension constitue une situation de réseau dégradé, et dans une telle situation la charge et la production peuvent être réduites de 1 500 MW²⁷.

D'ailleurs, en réponse à une demande de l'AQCIE de commenter la compréhension de l'AQCIE à l'effet que le service de transport demandé peut être diminué ou interrompu dans certaines conditions, le Transporteur mentionne²⁸ :

« Le Transporteur confirme qu'un service de transport ferme à long terme de point à point peut être réduit, en tout ou en partie, dans certaines conditions.

Le Transporteur rappelle que l'appendice C des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (les Tarifs et conditions) prévoit que la capacité de transfert ferme offerte par le Transporteur pour les horizons annuel et mensuel comprend une 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.

De plus, l'article 13.6 des Tarifs et conditions prévoit la réduction du service de transport ferme qui peut être nécessaire pour maintenir une exploitation fiable du réseau. »

Par ailleurs, dans un dossier antérieur le Transporteur a indiqué qu'il faut quelques minutes avant que la température d'un conducteur excède sa température maximale à la suite d'une surcharge.²⁹

Ainsi, les contingences mentionnées plus haut ne s'appliquent pas à un déclenchement de ligne à la suite d'un défaut fugitif, mais uniquement à la suite d'un défaut permanent.

Dans un tel cas, les quelques minutes avant que la température d'un conducteur excède sa température maximale devraient être suffisantes pour que le Transporteur apporte des ajustements au réseau, notamment la localisation de la production, pour éviter une surcharge sur les conducteurs, jusqu'à ce que la ligne en défaut soit remise en service ou jusqu'à ce que les conditions de température permettent un transit plus élevé. En effet, étant donné que la situation des contingences décrites par le Transporteur se produit à 30°C, soit en été, les

²⁷ R-4052-2018, B-0069, page 3

²⁸ B-0028, page 16

²⁹ R-3631-2007, HQT-17, document 1, pages 13 et 14

besoins du Distributeur sont beaucoup moins importants de sorte qu'il y a une flexibilité quant à la localisation de la production pour répondre à ces besoins.

L'AQCIE est d'avis que le Transporteur n'a pas fait la démonstration que le critère « (n-1) » comprend les événements qui provoquent le dépassement de la capacité thermique des lignes 7005 et 7035. De plus, il n'a pas fait la démonstration que les impacts potentiels des contingences mentionnées plus haut justifient le coût de [REDACTED] pour le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035.

Dans un deuxième temps, en réponse à une demande de l'AQCIE concernant la localisation de la production, le Transporteur mentionne que la « *production est ensuite ajustée afin de satisfaire l'ensemble de ces besoins.* »³⁰

À partir des informations montrées aux schémas d'écoulement de puissance déposés sous pli confidentiel³¹, l'AQCIE présente le tableau AQCIE-2 qui précise la localisation des principaux centres de production.

Le tableau présente la capacité installée des centrales et la capacité simulée telle qu'elle apparaît aux schémas d'écoulement de puissance. Il montre également le pourcentage de la production simulée par rapport à la capacité installée.

Il apparaît que la production provenant du Nord-est est beaucoup plus importante que celle provenant du Nord-ouest et que la proportion de la capacité simulée par rapport à la capacité installée des centrales est beaucoup plus élevée pour l'ensemble des centrales du Nord-est.

³⁰ B-0028, page 14

³¹ B-0034 et B-0035

Tableau AQCIE -2 : Localisation de la production

Production nord-ouest			Production nord-est		
Centrales hydrauliques	Capacité installée ¹	Capacité simulée ²	Centrales hydrauliques	Capacité installée ¹	Capacité simulée ²
hydrauliques	MW	MW	hydrauliques	MW	MW
Robert Bourassa	5 616		Manic-5	1 596	
LG-4	2 779		Manic-3 René-Lévesque	1 326	
LG-3	2 417		Manic-2 Jean-Lesage	1 229	
LG-2A	2 106		Manic-5PA	1 064	
LG-1	1 436		Outardes-3	1 026	
Laforge-1	878		Sainte-Marguerite-3	882	
Total	15 232		Romaine 4	245	
			Outardes-4	785	
Note 1	Rapport annuel 2019, page 115		Romaine-2	640	
Note 2	B-0034 (confidentiel)		Toulousteuc	526	
			Outardes-2	523	
			Brisay	469	
			Romaine - 3	395	
			Laforge-2	319	
			Romaine-1	270	
			McCormick	235	
			Manic-1	184	
			Churchill Falls	5 428	
			Total	17 142	

Selon l'AQCIE, étant donné le sens et la provenance du transit sur les lignes reliant le poste Lévis au poste Nicolet, une répartition différente de la production entre les centrales situées au Nord-ouest et celles situées au Nord-est pourrait modifier le niveau de transit sur les lignes qui relient le poste Lévis au poste Nicolet et permettre de ne pas dépasser la capacité thermique de ces lignes.

Le Transporteur n'a pas démontré que dans la situation de contingences mentionnée plus haut, notamment la perte d'un circuit à 735 kV durant l'été lorsque la température est de 30 °C et alors qu'une autre ligne à 735 kV est hors service, il n'était pas possible de modifier la localisation de la production de manière à ne pas dépasser la limite thermique des lignes 7005 et 7035.

Dans les circonstances, l'AQCIE recommande à la Régie de ne pas autoriser le montant de [REDACTED] pour le rehaussement thermique des lignes 7005 et 7035.

4.2. Le coût du rehaussement thermique

Dans le dossier R-3956-2015, le coût du rehaussement thermique requis pour une capacité de 3 100 MW était de [REDACTED]. Dans le dossier actuel, le coût du rehaussement thermique est de [REDACTED], mais pour une capacité de 3240 MW.

En réponse à une demande de l'AQCIE d'expliquer la différence de coût, le Transporteur renvoie à une réponse à une demande de renseignements de la Régie où il est mentionné ³²:

« Le contenu et les coûts du rehaussement de la capacité thermique dans le cadre du projet cité à la référence (iv) proviennent d'une estimation paramétrique réalisée vers la fin de 2015 pour une capacité requise de 3 100 A pour chacune des lignes 7005 et 7035. Le contenu et les coûts pour ce rehaussement dans le cadre du présent Projet (référence (iii)) proviennent d'une étude d'avant-projet réalisée en 2019 pour une capacité requise d'environ 3 240 A pour chacune de ces lignes.

L'étude d'avant-projet a permis de préciser la nature et l'échéancier des travaux. Notamment, il a été déterminé que le recours à la technologie Ampjack serait avantageux dans le cadre de ce Projet. Comme cette technologie n'a encore jamais été déployée sur le réseau de transport, une provision pour contingence de [REDACTED] a été incluse afin de couvrir le risque d'un échec des essais de cette technologie. Le montant de cette provision correspond à une estimation paramétrique des coûts supplémentaires à encourir pour le remplacement des 56 pylônes dont le rehaussement avec la technologie Ampjack est actuellement planifié. Il est prévu qu'un premier essai de la technologie Ampjack soit réalisé à l'automne 2020. »

Ainsi, selon la compréhension de l'AQCIE, le coût supplémentaire s'explique principalement par l'utilisation de la technologie *Ampjack* qui n'a encore jamais été déployée sur le réseau de transport et, à cet effet, une provision pour contingence de *Ampjack* été incluse dans le coût du rehaussement thermique.

De plus, le Transporteur mentionne *« qu'il a été déterminé que le recours à la technologie Ampjack serait avantageux dans le cadre de ce Projet »*, sans toutefois décrire les avantages attendus et justifier que ceux-ci sont supérieurs à la contingence de [REDACTED].

Par ailleurs, si l'utilisation de cette technologie comporte des risques supplémentaires par rapport à l'utilisation d'une autre technologie, ces risques devraient être assumés par le Transporteur et non refilés à ses clients.

Dans ce contexte, si la Régie autorise le rehaussement thermique, l'AQCIE recommande à la Régie d'autoriser un montant qui exclut la provision pour contingence de [REDACTED] associée à l'utilisation de la technologie *Ampjack*.

³² B-0026, page 5

5. L'IMPACT TARIFAIRE POUR LES CLIENTS DU TRANSPORTEUR

Le Transporteur fournit un tableau 1³³ qui présente l'impact tarifaire du Projet sur 20 ans.

Tableau 1 : Impact tarifaire du Projet sur 20 ans

Coût du projet (M\$)														823,245	
Années et mois des mises en service														2021-6	61,646
														2022-12	761,599
Amortissement linéaire ¹															5,281%
Coût moyen pondéré du capital prospectif ²															1,6%
Exploitation et entretien ³															0,55%
Taxe sur les services publics (TSP) ⁴															20
Nombre d'années															
Années	Amortissement 2021-6 (M\$)	Amortissement 2022-12 (M\$)	Amortissement (M\$)	Amortissement cumulé (M\$)	Base de tarification : solde de fin (M\$)	Base de tarification : moyenne 13 soldes (M\$)	Coût du capital (M\$)	Exploitation et entretien (M\$)	Taxe sur les services publics (M\$)	Total (M\$)	Revenus requis (M\$)	Besoins de transport (MW)	Tarif annuel (\$/kW)		
2019											3 376,380	42 979	78,56		
2021	1,541	0,000	1,541	1,541	60,105	32,779	1,731	0,561	0,000	3,834	3 380,214	42 979	78,65		
2022	3,082	0,000	3,082	4,623	818,622	117,148	6,187	1,953	0,331	11,553	3 387,933	43 088	78,63		
2023	3,082	38,080	41,162	45,786	777,459	798,040	42,145	12,852	4,502	100,661	3 477,041	44 289	78,51		
2024	3,082	38,080	41,162	86,948	736,297	756,878	39,971	12,852	4,276	98,261	3 474,641	44 289	78,45		
2025	3,082	38,080	41,162	128,110	695,135	715,716	37,797	12,852	4,050	95,861	3 472,241	44 289	78,40		
2026	3,082	38,080	41,162	169,272	653,973	674,554	35,623	12,852	3,823	93,460	3 469,840	44 289	78,35		
2027	3,082	38,080	41,162	210,435	612,810	633,391	33,449	12,852	3,597	91,060	3 467,440	44 289	78,29		
2028	3,082	38,080	41,162	251,597	571,648	592,229	31,276	12,852	3,370	88,660	3 465,040	44 289	78,24		
2029	3,082	38,080	41,162	292,759	530,486	551,067	29,102	12,852	3,144	86,260	3 462,640	44 289	78,18		
2030	3,082	38,080	41,162	333,921	489,324	509,905	26,928	12,852	2,918	83,860	3 460,240	44 289	78,13		
2031	3,082	38,080	41,162	375,084	448,161	468,742	24,754	12,852	2,691	81,459	3 457,839	44 289	78,07		
2032	3,082	38,080	41,162	416,246	406,999	427,580	22,581	12,852	2,465	79,059	3 455,439	44 289	78,02		
2033	3,082	38,080	41,162	457,408	365,837	386,418	20,407	12,852	2,238	76,659	3 453,039	44 289	77,97		
2034	3,082	38,080	41,162	498,570	324,675	345,256	18,233	12,852	2,012	74,259	3 450,639	44 289	77,91		
2035	3,082	38,080	41,162	539,733	283,512	304,093	16,059	12,852	1,786	71,859	3 448,239	44 289	77,86		
2036	3,082	38,080	41,162	580,895	242,350	262,931	13,885	12,852	1,559	69,459	3 445,839	44 289	77,80		
2037	3,082	38,080	41,162	622,057	201,188	221,769	11,712	12,852	1,333	67,058	3 443,438	44 289	77,75		
2038	3,082	38,080	41,162	663,219	160,026	180,607	9,538	12,852	1,107	64,658	3 441,038	44 289	77,69		
2039	3,082	38,080	41,162	704,382	118,863	139,444	7,364	12,852	0,880	62,258	3 438,638	44 289	77,64		
2040	3,082	38,080	41,162	745,544	77,701	98,282	5,190	12,852	0,654	59,858	3 436,238	44 289	77,59		
2041	1,541	38,080	39,621	785,165	38,080	57,535	3,038	12,290	0,427	55,377	3 431,757	44 289	77,49		
2042	0,000	38,080	38,080	823,245	0,000	19,040	1,006	10,899	0,209	50,193	3 426,573	44 180	77,56		
Ensemble de la période 2021 à 2042										71,165			78,05		

¹ Amortissement linéaire selon la décision D-2010-020 pour la demande R-3703-2009.

² Coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,281 %, selon la décision D-2019-047 pour la demande R-4058-2018.

³ Coûts d'exploitation et d'entretien correspondant à 19 % de l'investissement.

⁴ Taxe sur les services publics de 0,55 % imposée en vertu de la Partie VI.4 de la Loi sur les impôts du Québec.

Les résultats montrent que le tarif moyen sur 20 ans (78,05 \$/kW) est inférieur au tarif de l'année 2019 (78,56 \$/kW), ce qui montre que le projet n'a pas d'impact à la hausse sur le tarif. Cela ne signifie pas cependant que le Projet est optimisé.

À partir de ce même tableau, l'AQCIÉ a évalué l'impact d'une diminution du coût du projet pour les clients du Transporteur. À cet effet, certaines données ont été maintenues et d'autres ont été ajoutées.

Le tableau ci-dessous reprend l'information fournie par le Transporteur avec les modifications suivantes :

³³ B-0005, page 36

Colonne

Coût total :	mêmes valeurs que celles du tableau 1
Revenus requis :	mêmes valeurs que celles du tableau 1
Charge locale :	38 313 MW : R-4058-2018, B-0031, page 32
Point à point :	la différence entre la valeur du tableau 1 et 38 313 MW
Appalaches :	augmentation de la capacité due au Projet
Total MW :	mêmes valeurs que celles du tableau 1
Tarif annuel :	mêmes valeurs que celles du tableau 1
Charge locale :	revenus du Transporteur provenant de la charge locale établis au prorata des besoins. (Référence : R-4058-2018, B-0038, page 8)
Point à point :	revenus du Transporteur provenant des clients de point à point existants en 2019 établis au prorata des besoins. (Référence: R-4058-2018, B-0038, page 8)
Appalaches :	revenus du Transporteur provenant du Projet, établis au prorata des besoins. (Référence: R-4058-2018, B-0038, page 8)

Tableau AQCIE 3 : Impact tarifaire 20 ans pour les clients du Transporteur

			Besoins				Tarif annuel	Revenus du Transporteur		
	Coût total	Revenus requis	Charge locale	Point à point	Appalaches	Total		Charge locale	Point à point	Appalaches
	M\$	M\$	MW	MW	MW	MW	\$/kW	M\$	M\$	M\$
2019	-	3 376,390	38 313	4 666	-	42 979	78,559	3 009,8	366,6	-
2021	3,833	3 380,223	38 313	4 666	-	42 979	78,648	3 013,3	367,0	-
2022	11,553	3 387,943	38 313	4 666	109	43 088	78,628	3 012,5	366,9	8,6
2023	100,661	3 477,051	38 313	4 666	1 310	44 289	78,508	3 007,9	366,3	102,8
2024	98,261	3 474,651	38 313	4 666	1 310	44 289	78,454	3 005,8	366,1	102,8
2025	95,861	3 472,251	38 313	4 666	1 310	44 289	78,400	3 003,7	365,8	102,7
2026	93,460	3 469,850	38 313	4 666	1 310	44 289	78,346	3 001,7	365,6	102,6
2027	91,060	3 467,450	38 313	4 666	1 310	44 289	78,291	2 999,6	365,3	102,6
2028	88,660	3 465,050	38 313	4 666	1 310	44 289	78,237	2 997,5	365,1	102,5
2029	86,260	3 462,650	38 313	4 666	1 310	44 289	78,183	2 995,4	364,8	102,4
2030	83,860	3 460,250	38 313	4 666	1 310	44 289	78,129	2 993,4	364,5	102,3
2031	81,459	3 457,849	38 313	4 666	1 310	44 289	78,075	2 991,3	364,3	102,3
2032	79,059	3 455,449	38 313	4 666	1 310	44 289	78,020	2 989,2	364,0	102,2
2033	76,659	3 453,049	38 313	4 666	1 310	44 289	77,966	2 987,1	363,8	102,1
2034	74,259	3 450,649	38 313	4 666	1 310	44 289	77,912	2 985,0	363,5	102,1
2035	71,859	3 448,249	38 313	4 666	1 310	44 289	77,858	2 983,0	363,3	102,0
2036	69,459	3 445,849	38 313	4 666	1 310	44 289	77,804	2 980,9	363,0	101,9
2037	67,058	3 443,448	38 313	4 666	1 310	44 289	77,750	2 978,8	362,8	101,9
2038	64,658	3 441,048	38 313	4 666	1 310	44 289	77,695	2 976,7	362,5	101,8
2039	62,258	3 438,648	38 313	4 666	1 310	44 289	77,641	2 974,7	362,3	101,7
2040	59,858	3 436,248	38 313	4 666	1 310	44 289	77,587	2 972,6	362,0	101,6
2041	55,377	3 431,767	38 313	4 666	1 310	44 289	77,486	2 968,7	361,5	101,5
2042	50,194	3 426,584	38 313	4 666	1 201	44 180	77,560	2 971,5	361,9	93,1
							Total	65 790,3	8 012,4	2 043,6

La dernière ligne présente les revenus que le Transporteur reçoit de la charge locale, des clients de point à point existant en 2029 et du nouveau client sur la période de 20 ans.

Afin d'évaluer l'impact d'une réduction des coûts du Projet, l'intervenant a simulé une diminution de coûts de 100 M\$.

Tableau AQCIE 4 : Impact tarifaire 20 ans pour les clients du Transporteur
– réduction des coûts de 100 M\$

	Coût total	Revenus requis	Besoins				Tarif annuel	Revenus du Transporteur		
			Charge locale	Point à point	Appalaches	Total		Charge locale	Point à point	Appalaches
	M\$	M\$	MW	MW	MW	MW	\$/kW	M\$	M\$	M\$
2019	-	3 376,390	38 313	4 666	-	42 979	78,559	3 009,8	366,6	-
2021	3,368	3 379,758	38 313	4 666	-	42 979	78,637	3 012,8	366,9	-
2022	10,149	3 386,539	38 313	4 666	109	43 088	78,596	3 011,2	366,7	8,6
2023	88,434	3 464,824	38 313	4 666	1 310	44 289	78,232	2 997,3	365,0	102,5
2024	86,325	3 462,715	38 313	4 666	1 310	44 289	78,185	2 995,5	364,8	102,4
2025	84,216	3 460,606	38 313	4 666	1 310	44 289	78,137	2 993,7	364,6	102,4
2026	82,108	3 458,498	38 313	4 666	1 310	44 289	78,089	2 991,8	364,4	102,3
2027	79,999	3 456,389	38 313	4 666	1 310	44 289	78,042	2 990,0	364,1	102,2
2028	77,890	3 454,280	38 313	4 666	1 310	44 289	77,994	2 988,2	363,9	102,2
2029	75,782	3 452,172	38 313	4 666	1 310	44 289	77,946	2 986,4	363,7	102,1
2030	73,673	3 450,063	38 313	4 666	1 310	44 289	77,899	2 984,5	363,5	102,0
2031	71,565	3 447,955	38 313	4 666	1 310	44 289	77,851	2 982,7	363,3	102,0
2032	69,456	3 445,846	38 313	4 666	1 310	44 289	77,804	2 980,9	363,0	101,9
2033	67,347	3 443,737	38 313	4 666	1 310	44 289	77,756	2 979,1	362,8	101,9
2034	65,239	3 441,629	38 313	4 666	1 310	44 289	77,708	2 977,2	362,6	101,8
2035	63,130	3 439,520	38 313	4 666	1 310	44 289	77,661	2 975,4	362,4	101,7
2036	61,021	3 437,411	38 313	4 666	1 310	44 289	77,613	2 973,6	362,1	101,7
2037	58,913	3 435,303	38 313	4 666	1 310	44 289	77,566	2 971,8	361,9	101,6
2038	56,804	3 433,194	38 313	4 666	1 310	44 289	77,518	2 969,9	361,7	101,5
2039	54,696	3 431,086	38 313	4 666	1 310	44 289	77,470	2 968,1	361,5	101,5
2040	52,587	3 428,977	38 313	4 666	1 310	44 289	77,423	2 966,3	361,3	101,4
2041	48,650	3 425,040	38 313	4 666	1 310	44 289	77,334	2 962,9	360,8	101,3
2042	44,097	3 420,487	38 313	4 666	1 201	44 180	77,422	2 966,3	361,2	93,0
							Total	65 625,7	7 992,3	2 038,0

Le Tableau ci-dessous présente les revenus totaux du Transporteur répartis selon les catégories de clients pour les deux simulations.

Tableau AQCIE 5 : Revenus du Transporteur sur 20 ans (M\$)

Scénario	Revenus provenant de la charge locale (M\$)	Revenus provenant des clients point à point existants (M\$)	Revenus provenant du Projet (M\$)
Coûts du Projet : 823, 2 M\$	65 790,3	8 012,4	2 043,6
Coûts du Projet : 723, 2 M\$	65 625,7	7 992,3	2 038,0
Écart	164,6	20,1	5,6

Ce résultat montre que même si les coûts du Projet n'ont pas d'impact à la hausse sur le tarif, une réduction des coûts du Projet est favorable à tous les clients du Transporteur, principalement aux clients de la charge locale : sur une période de 20 ans, une réduction de 100 M\$ des coûts du Projet diminue la facture totale de la charge locale de 164,6 M\$.

6. LES FRAIS D'ENTRETIEN ET D'EXPLOITATION

À la demande de la Régie, le Transporteur présente une comparaison économique qui prend en considération les frais d'entretien et d'exploitation³⁴. Selon l'évaluation du Transporteur, les frais d'entretien et d'exploitation de la solution 1 (le Projet) sont de 18,123 M\$2019 sur la période d'analyse du Projet (44 ans³⁵).

Par contre, l'AQCIE évalue que la valeur totale actualisée des frais d'entretien et d'exploitation présentés à l'analyse tarifaire du Projet est de 142,6 M\$ si on considère l'impact tarifaire sur 20 ans³⁶ et de 132,4 M\$ si on considère les 44 premières années de la période d'analyse sur 60 ans.³⁷

Il est à signaler que la méthodologie utilisée pour évaluer les frais d'entretien et d'exploitation pour l'analyse de l'impact tarifaire est aussi celle utilisée pour évaluer le Facteur C à inclure dans les revenus requis du Transporteur. Ce Facteur C est défini comme suit³⁸ :

« 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. » (Notre soulignement)

Il apparaît donc que les frais d'entretien et d'exploitation évalués par le Transporteur pour la comparaison économique du Projet sont plus de 7 fois moins élevés que les frais qu'il évalue pour leur intégration à ses revenus requis.

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

³⁴ B-0026, page 17

³⁵ B-0004, page 19

³⁶ B-00005, page 37

³⁷ B-0005, page 39

³⁸ R4096-2019, B-0011, page 11