

Q U É B E C

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4012-2017

**DEMANDE DE MODIFICATION DES TARIFS
ET CONDITIONS DES SERVICES DE
TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC À
COMPTER DU 1^{er} JANVIER 2018**

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

Demanderesse

et

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

et

**LE CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE
DU QUÉBEC**
(ci-après « CIFQ »)

Intervenants

MÉMOIRE DE L'AQCIE ET DU CIFQ

**LES INTERVENANTS, L'AQCIE ET LE CIFQ, TRAITERONT ICI DES SUJETS SUIVANTS
ANNONCÉS DANS LEUR DEMANDE D'INTERVENTION :**

- 1. L'intégration des centrales du complexe La Romaine**
- 2. La disposition du compte d'écarts relatif à l'ASC 715**
- 3. Le critère de pointe exceptionnelle**
- 4. La maintenance additionnelle**
- 5. L'analyse de l'historique des revenus requis du Transporteur**

1. INTÉGRATION DES CENTRALES DU COMPLEXE LA ROMAINE

Le projet de raccordement des centrales du complexe La Romaine au réseau de transport du Transporteur a fait l'objet du dossier R-3757-2011 et la Régie a autorisé le projet par sa décision D-2011-083.

La capacité totale des centrales du complexe s'élève à 1 550 MW et la mise sous tension initiale des quatre centrales devait s'étaler sur la période 2014-2020 comme suit, selon l'entente de raccordement intervenue entre le Producteur et le Transporteur :

- La Romaine -1 : 270 MW ; 1er avril 2016;
- La Romaine -2 : 640 MW ; 15 avril 2014;
- La Romaine -3 : 295 MW ; 1er mai 2017;
- La Romaine -4 : 245 MW ; 1er avril 2020.¹

Dans sa décision D-2011-083, la Régie a retenu que, selon les modalités applicables de la politique d'ajouts au réseau, le montant maximum que le Transporteur pouvait assumer pour ce projet était de 923,8 M\$.²

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur fournit un historique de la valeur des investissements mis en service. En incluant la prévision des investissements mis en service en 2017, la valeur totale des mises en service s'élève à 1 457 M\$. Le Transporteur indique également que l'impact sur les revenus requis de l'année 2018 est de 152,1 M\$.³

Il apparaît donc que la valeur des investissements mis en service prévue en 2017 dépasse de 533,2 M\$ (1 457 M\$ – 923,8 M\$) le montant maximum que le Transporteur peut assumer pour ce projet, selon les modalités définies dans les Tarifs et conditions.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur mentionne qu'il « *a transmis les avis au Producteur concernant l'excédent du montant maximal des postes de départ après chacune des mises en service* »⁴ (Notre soulignement), sans préciser davantage. Cependant, concernant le montant maximum qu'il peut assumer pour le projet, le Transporteur indique :⁵

« Lors de la mise en service finale du projet de raccordement du complexe de la Romaine prévue en 2020, la contribution sera déterminée en considérant le montant maximal octroyé au projet.

¹ R-3757, B-0005, page 23 de l'Entente de Raccordement des centrales du projet La Romaine.

² D-2011-083, paragraphe 44

³ B-0079, pages 20 et 21, réponses à la DDR numéro 1 de l'AQCIE-CIFQ

⁴ B-0079, page 22

⁵ B-0076, pages 94 et 95, réponses à la DDR numéro 2 de la Régie

Tout excédent par rapport à ce montant maximal fera partie de la contribution. »

Selon la compréhension des intervenants, ce n'est donc qu'après la mise en service de la centrale la Romaine-4, prévue en avril 2020, que le Transporteur entend demander le versement de la contribution du Producteur.

Les faits énoncés plus haut permettent de conclure que, incluant la prévision des mises en service en 2017, le Transporteur compte assumer dans sa base de tarification un montant plus élevé que le montant maximum qu'il peut assumer selon les termes des Tarifs et conditions et qu'il compte faire de même jusqu'au versement de la contribution du Producteur prévue en 2020.

Étant donné que l'impact des mises en service sur les revenus requis de l'année 2018 est de 152,1 M\$ pour des investissements de 1 457 M\$, on peut estimer que l'impact serait de 96,4 M\$ s'il ne s'appliquait qu'au montant maximal que le Transporteur peut assumer (923,8 M\$), soit une différence de revenus requis de 55,7 M\$, laquelle est refilée aux clients du Transporteur dans ses tarifs. Il en irait de même jusqu'en 2020 selon ce qui est prévu actuellement par Hydro-Québec. Cette perspective n'est pas équitable et il faut y substituer une autre solution immédiatement.

(Le cas d'un projet d'intégration de centrale comportant plusieurs mises en service comme le projet la Romaine, a été examiné dans le cadre du dossier R-3888-2014 concernant la politique d'ajouts au réseau. Dans sa décision D-2015-209, la Régie définit ainsi, pour l'avenir, les modalités d'établissement et de versement des contributions qui devront s'appliquer dans un tel cas :⁶

[586] En conséquence, la Régie retient l'approche suivante pour les clients du service de point à point :

- *calculer, pour chacune des mises en service partielles, un Montant maximal pour les ajouts au réseau, déterminé distinctement et basé sur la quantité de MW associée à cette mise en service;*
- *comparer le montant ainsi obtenu à la valeur de la mise en service correspondante :*
 - o *dans le cas où le Montant maximal ne couvre pas la valeur de la mise en service, requérir le versement d'une contribution pour la différence entre la valeur de la mise en service et le Montant maximal,*
 - o *dans le cas où le Montant maximal est supérieur à la valeur de la mise en service, ajouter le solde positif dégagé au Montant maximal calculé à la mise en service suivante;*

⁶ D-2015-209, pages 140 et 141

- *ne requérir aucune contribution subséquente lorsque la contribution totale estimée du client, liée au projet, est atteinte;*
- *régler tout écart après la mise en service finale, en fonction des coûts réels encourus.*

[587] La Régie précise que ces nouvelles modalités d'établissement et de versement de la contribution s'appliqueront de manière prospective. Ainsi, elles s'appliqueront aux projets qui n'auront pas, à la date de publication de la présente décision, fait l'objet d'une demande d'autorisation auprès de la Régie visant la réalisation d'un projet soumis en vertu de l'article 73 de la Loi. La Régie ordonne au Transporteur de présenter toute prochaine demande d'autorisation pour des dossiers d'investissement, en vertu de l'article 73 de la Loi, selon ces nouvelles modalités à partir de la date de publication de la présente décision. (Notre soulignement)

L'approche retenue par la Régie dans cette décision permet de préciser les modalités devant s'appliquer à l'avenir dans le cas d'intégration de centrales impliquant plusieurs mises en service, mais étant donné que les nouvelles modalités ne s'appliqueront que de manière prospective, il convient d'appliquer ici une solution conforme à la réglementation en vigueur.

Les termes actuels des Tarifs et conditions concernant la politique d'ajouts au réseau sont les suivants :

Section A – Coût des ajouts au réseau

Tout ajout au réseau de transport requis pour satisfaire les besoins du service de transport en vertu des Parties II, III et IV des présentes, incluant les raccordements de centrale auxquels réfère l'article 12A, sera payé par le Transporteur et intégré à sa base de tarification aux fins du recouvrement de ses coûts via les tarifs de transport prévus aux présentes, si cet ajout est jugé prudemment acquis et utile par la Régie dans le cadre d'un dossier tarifaire et s'il est conforme aux dispositions de la présente appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec. Une analyse économique des solutions retenues, tenant compte du coût global incluant les équipements et les pertes électriques, permet de choisir les ajouts au réseau requis. Les ajouts au réseau incluent également toute étude d'avant-projet lorsqu'une telle étude est requise pour réaliser un ajout au réseau.

*Les montants assumés par le Transporteur ne sauront en aucun cas excéder le montant maximal indiqué à la section E ci-dessous.*⁷
(Notre soulignement)

⁷ Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec

Les montants assumés par le Transporteur ne peuvent donc pas excéder le maximum établi, et dans le cas du projet de raccordement des centrales du complexe la Romaine ce montant est de 923,8 M\$ tel que mentionné plus haut.

Il faut donc mettre en place un mécanisme qui permet de ne pas dépasser ce montant maximum sans modifier les termes de l'Entente déjà conclue entre le Transporteur et le Producteur dans le cadre du projet d'intégration de la production des centrales du complexe la Romaine.

À cet effet, les intervenants proposent de considérer tout excédent au montant maximum comme un compte à recevoir, pour lequel la clientèle n'a pas à supporter les coûts de financement, et de créditer la base de tarification de ce même montant. Selon l'AQCIE et le CIFQ, cette proposition permet de respecter les exigences des Tarifs et conditions de n'excéder en aucun cas le montant maximum, est conforme aux principes réglementaires et prévient l'iniquité que subiraient autrement les clients du Transporteur à compter de l'année 2018.

Cette solution a pour effet de diminuer les revenus requis du Transporteur de quelque 55,7 M\$ pour l'année 2018.

2. DISPOSITION DU COMPTE D'ÉCARTS RELATIF À L'ASC 715

La Régie étudie actuellement un dossier relatif à des modifications de normes comptables proposées par Hydro-Québec par suite de modifications apportées à la norme ASC 715 traitant des avantages sociaux futurs (R-4009-2017). Les modifications proposées entraîneraient des impacts sur les revenus requis de l'année 2017 du Transporteur et du Distributeur. Étant donné que ceux-ci ont déjà été déterminés par la Régie, le Transporteur et le Distributeur demandent la création de comptes d'écarts afin d'y comptabiliser les impacts des modifications sur les revenus requis de 2017 et de les verser dans les revenus requis d'années postérieures.⁸

Le Transporteur a déjà comptabilisé -39,9 M\$ plus les intérêts dans le compte qu'il propose et suggère qu'il soit disposé de ce compte dans les revenus requis de 2019 afin de « *refléter les impacts du changement de la norme sur les investissements, les mises en service correspondantes ainsi que sur les autres rubriques sous-jacentes des revenus requis et découlant des travaux facturés par le groupe Innovation, équipement et services partagés. Étant donné la complexité à évaluer de façon spécifique les impacts de la norme sur les coûts de ce groupe, le Transporteur n'a pas été en mesure d'ajuster en conséquence ses prévisions de 2017 et 2018. Pour cette raison, le Transporteur souhaite pouvoir capter les écarts 2017 et 2018 spécifiques à ce groupe dans son prochain dossier tarifaire afin d'en disposer en 2019* ».

En réponse à une demande de la Régie d'expliquer les raisons pour lesquelles le montant de – 39,9 M\$ ne fait pas l'objet d'une disposition en tout ou en partie dans le revenu requis du Transporteur de l'année 2018, le Transporteur précise :

*Dans le cadre du dossier conjoint R-4009-2017 et du présent dossier,
le Transporteur n'a pas été en mesure de tenir compte de l'impact*

⁸ B-0012, page 13

Demande de modification des tarifs et conditions des services de Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

des modifications à la norme ASC 715 sur les travaux facturés par le groupe Innovation, équipement et services partagés à ses projets aux investissements. En effet, afin de pouvoir connaître l'impact sur les revenus requis de l'année autorisée 2017 et de l'année témoin 2018, il faut d'abord déterminer l'impact sur les investissements prévus du Transporteur pour chacun de ces dossiers, et ce, par projet afin d'obtenir par la suite l'impact sur les mises en service par projet. De là, le Transporteur sera en mesure d'évaluer l'impact sur le rendement sur la base de tarification et l'amortissement. Le Transporteur ne connaît toujours pas les impacts sur l'année autorisée 2017 ainsi que sur l'année témoin 2018. Il s'agit de coûts supplémentaires liés à l'impact des mises en service qui viendrait en diminution du montant à remettre à la clientèle. Ainsi, le Transporteur comptabilisera ces impacts dans le compte d'écart de la référence (ii) et les présentera lors de son prochain dossier tarifaire afin d'en disposer à l'année 2019.⁹

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur confirme qu'il n'y a pas d'autres facteurs que les coûts concernant l'impact des modifications à la norme ASC 715 sur les travaux facturés par le groupe Innovation, équipement et services partagés à ses projets aux investissements qui sont susceptibles de faire varier le montant comptabilisé au compte d'écarts¹⁰.

Quant à l'impact des modifications à la norme ASC 715 sur les travaux facturés par Innovation, équipement et services partagés relativement à ses projets aux investissements, le Transporteur renvoie à une réponse donnée à la FCEI¹¹ qui mentionne que « *l'impact maximum présumé serait de l'ordre de 6 M\$* ». ¹²

Il apparaît donc que la majorité des impacts sont connus, mais qu'il reste des montants à préciser plus tard, dont l'ordre de grandeur n'excéderait pas 6 M\$.

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur indique que l'impact sur les revenus requis de 2018, serait de -54,5 M\$ dans le cas d'une acceptation au premier janvier 2017, et de -51,3 M\$ dans le cas d'une acceptation au 7 juillet 2017. ¹³

Le Transporteur précise que dans le cas d'une acceptation au premier janvier 2017, il n'y aurait aucun changement aux revenus requis 2018 du Transporteur puisque ceux-ci intègrent déjà cette situation.¹⁴ Il note toutefois que *l'impact lié aux modifications à l'ASC 715 sur la prestation de travail du Transporteur dans ses projets d'investissements n'a pas été pris en compte dans*

⁹ B-0049, pages 4 et 5

¹⁰ B-0079, page 24

¹¹ B-0079, page 23

¹² B-0081, page 28

¹³ B-0049, pages 6 et 8

¹⁴ B-0049, page 5

*ses projections d'investissement à l'année de base 2017 ni à l'année témoin 2018 puisqu'il ne connaît pas l'impact par projets.*¹⁵

Selon notre compréhension, dans le cas où la demande du Transporteur dans le dossier R-4009-2017 serait acceptée, l'impact des modifications de la norme ASC 715 sur les revenus requis de l'année 2017 serait de -39,9 M\$ et pourrait varier légèrement selon l'impact de la modification dans ses projets d'investissements.

Dans le cas de l'année 2018, l'impact est déjà intégré aux revenus requis, mais pourrait également varier légèrement selon l'impact de la modification dans les projets d'investissement du Transporteur et dépendant, évidemment, de la décision à être rendue par la Régie dans le dossier R-4009-2017.

Selon les intervenants, le fait de ne pas connaître exactement l'impact total des modifications proposées en lien avec la norme ASC 715 n'est pas suffisant pour justifier de reporter la disposition du compte d'écarts à 2019. La disposition du montant déjà connu de -39,9 M\$ pourrait se faire dès 2018 et les écarts non encore connus pourraient faire l'objet d'une disposition additionnelle en 2019.

Il est bon de rappeler que la demande d'augmentation des revenus requis pour l'année 2018 est de 124,2 M\$¹⁶, soit une augmentation de 3,82% par rapport aux revenus requis autorisés de l'année 2017. La disposition du compte d'écarts dès l'année 2018 permettrait de réduire l'augmentation des revenus requis à 84,3 M\$ et réduirait l'augmentation à 2,6%, ce qui reste cependant élevé et supérieur à l'inflation prévue.

Considérant que le Transporteur a déjà comptabilisé un montant de -39,9 M\$ pour l'année 2017 dans un compte d'écarts relativement à l'impact des modifications de la norme ASC 715 et que l'impact de ces modifications est déjà généralement inclus dans les revenus requis demandés pour l'année 2018, les intervenants recommandent à la Régie de disposer dès 2018 du montant comptabilisé dans ce compte d'écarts, quitte à disposer ultérieurement d'un montant débiteur largement moindre en 2019.

Pour les intervenants, il serait également acceptable de garder dans le compte d'écarts une provision de 6 M\$ pour tenir compte de l'impact des modifications de la norme ASC 715 sur les travaux facturés par Innovation, équipement et services partagés, ce qui réduirait sans doute à néant le solde dont il resterait à disposer ultérieurement.

3. CRITÈRE DE POINTE EXCEPTIONNELLE

Le Transporteur mentionne qu'en plus de la condition de pointe de charge normale, il évalue la performance de son réseau notamment en simulant, à la demande du Distributeur, une pointe exceptionnelle de 4000 MW supplémentaire à la pointe normale prévue du Distributeur.

¹⁵ B-0049, page 8

¹⁶ B-0004, page 10

Il précise que, comme il s'agit d'une situation à faible probabilité d'occurrence, l'utilisation de ressources qui ne sont pas sollicitées en condition de pointe normale est permise, notamment les centrales thermiques, les importations ainsi que les ressources interruptibles.¹⁷

Dans un autre dossier, le Distributeur a précisé que les moyens supplémentaires requis pour satisfaire ces besoins supplémentaires sont les suivants:¹⁸

Afin de répondre à l'augmentation de la charge, les critères de conception du réseau du Transporteur prévoient l'utilisation des moyens suivants :

- *la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au nord ;*
- *les contrats d'achat avec Rio Tinto Alcan ;*
- *la centrale thermique disponible à Bécancour ;*
- *la puissance interruptible (contrats spéciaux) située au sud ;*
- *les interconnexions, jusqu'à un maximum de 1 000 MW ;*
- *l'électricité interruptible située au sud.*

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur confirme les informations suivantes¹⁹:

- La valeur de 748 MW est un bon ordre de grandeur pour la quantité de puissance interruptible;
- La valeur de 996 MW est un bon ordre de grandeur pour la quantité d'électricité interruptible et environ 75% de ces charges sont situées au sud;
- La capacité installée de la centrale thermique de Bécancour est de 411 MW.

De plus, concernant la puissance additionnelle que le réseau doit transiter, le Transporteur mentionne²⁰:

La demande additionnelle associée à la condition de pointe de charge exceptionnelle est évaluée par le Distributeur à 4 000 MW de plus que sa prévision de pointe de charge normale. En fonction de la localisation et de la nature des ressources qui sont utilisées pour répondre à l'augmentation de charge de 4 000 MW, il peut y avoir soit des augmentations ou des diminutions de transit sur les lignes, selon la zone observée. La notion de « puissance additionnelle » telle que mentionnée dans la question n'est pas applicable dans ce contexte.

¹⁷ B-0030, pages 8 et 9

¹⁸ R-3986-2016, B-0031, page 6

¹⁹ B-0079, page 26

²⁰ B-0079, page 26

Concernant la localisation et la nature des ressources, les intervenants constatent que certaines des ressources mentionnées plus haut contribuent à diminuer les besoins pour 1495 MW (748 + 996*75%) ou sont situées près de la charge pour 1411 MW (la centrale de Bécancour et les interconnexions).

Ainsi, il reste 1094 MW (4000-1495-1411) dont l'alimentation reste à définir et ces besoins doivent être satisfaits par du transit supplémentaire sur le réseau du Transporteur. Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignements des intervenants, le Transporteur précise²¹:

La condition de pointe de charge exceptionnelle a nécessité vers 2005 l'addition de cinq batteries de condensateurs dans le sud du réseau.

Les intervenants comprennent que la présence de ces cinq batteries de condensateurs permet présentement au réseau de transiter environ 1000 MW de plus que les besoins lors de la demande de pointe. Ils s'inquiètent toutefois des coûts de transport supplémentaires que pourraient générer les exigences du Distributeur afin de répondre à une pointe exceptionnelle de 4 000 MW. Bien que des moyens soient en place pour atteindre ce critère, les intervenants suggèrent qu'il n'y a pas lieu de croire que ces moyens soient sans coût et demandent à la Régie d'évaluer avec le Distributeur la pertinence d'un critère si élevé. La hausse constante de la pointe de chauffage pourrait fort probablement entraîner des investissements supplémentaires sur un horizon de quelques années.

4. MAINTENANCE ADDITIONNELLE

4.1. Le contexte

Le Transporteur rappelle qu'au dernier dossier tarifaire (R-3981-2016), il avait demandé un montant additionnel de 45 M\$ récurrent pour adapter le niveau de maintenance à l'âge de son parc d'actifs.²²

Il rappelle également que dans sa décision D-2017-021, la Régie a reconnu le montant de 45 M\$ exclusivement pour 2017 et a demandé au Transporteur notamment *une analyse coûts-bénéfices de la maintenance additionnelle sur 10 ans, basée sur une quantification des coûts évités par la réduction des IF, en identifiant les hypothèses méthodologiques et les résultats de l'analyse.*²³

Pour répondre à cette demande, le Transporteur entend quantifier les impacts monétaires sur dix ans entre un scénario qui maintient le budget de maintenance au niveau de celui de l'année

²¹ B-0079, page 27

²² B-0008, page 5

²³ D-2017-021, page 27, paragraphe 68

2016 et un scénario de maintenance additionnelle ayant un budget de 548 M\$ sur 10 ans, soit 54 M\$ par année plus un montant ponctuel prioritaire de 8 M\$ pour l'année 2018²⁴.

Son analyse comporte une étape technique qui consiste à quantifier les impacts de la maintenance additionnelles sur ;

- Le nombre de défaillances;
- Le nombre d'indisponibilités forcées (IF);
- Le nombre d'interruptions des clients;
- Les coûts directs de réparation.

Cette étape est suivie d'une analyse coûts-bénéfices sur 10 ans à partir des intrants de l'analyse technique.²⁵

4.2. Effet de la maintenance préventive sur le nombre de défaillances.

Étant donné que le Transporteur ne dispose pas de modèle permettant de quantifier l'évolution future des défaillances complètes et le nombre des défaillances qui pourraient être évitées par une hausse du budget de maintenance, il utilise les modèles de l'EPRI (l'Electric Power Research Institute), qui permettent de lier la maintenance au taux de défaillance d'appareillage électrique à haute et très haute tension.²⁶

4.2.1. Validation de la corrélation des courbes EPRI avec les valeurs du Transporteur

Le Transporteur mentionne que parmi les familles d'appareils répertoriées par l'EPRI, seuls les disjoncteurs, les sectionneurs et les transformateurs de puissance se retrouvent dans le parc d'actifs du Transporteur.

La figure suivante montre la courbe d'EPRI pour les sectionneurs et les transformateurs.²⁷

²⁴ B-0050, page 7

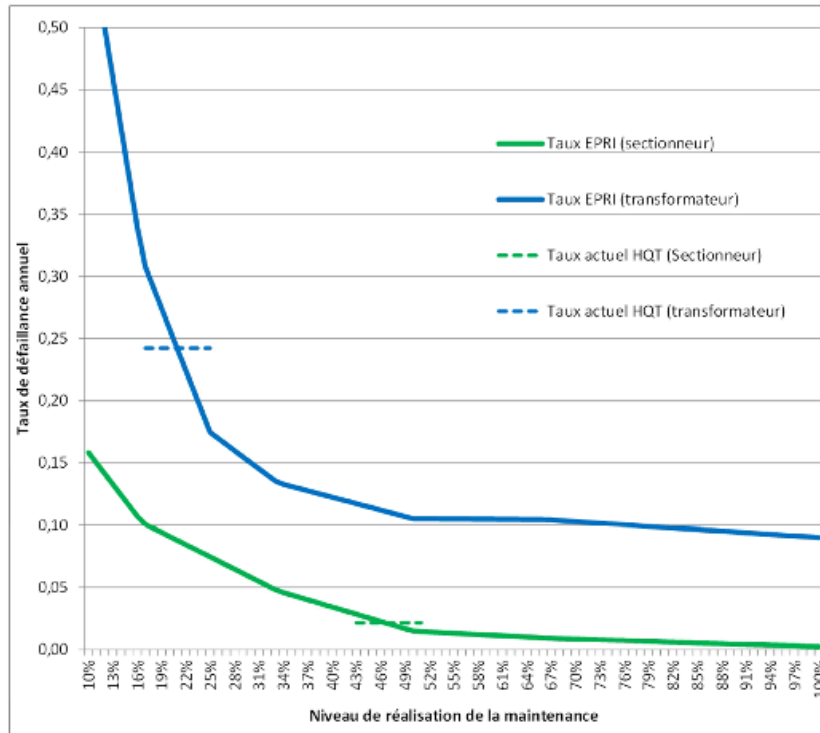
²⁵ IBID

²⁶ B-0008, pages 8 et 9

²⁷ B-0008, page 11

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Figure 1
Taux de défaillance annuel en fonction de la réalisation de la maintenance (EPRI)



Pour s'assurer que ses actifs se comportent comme ceux compilés par l'EPRI, le Transporteur a calculé une approximation du taux de défaillance à maintenance optimale (le minimum) et du taux de défaillance sans maintenance (le maximum) pour ses disjoncteurs, ses sectionneurs et ses transformateurs de puissance.

Selon les intervenants, la valeur maximale du taux de défaillance pourrait être surestimée puisque le Transporteur considère que toutes les défaillances partielles auraient engendré une défaillance complète si elles n'avaient pas été réparées²⁸. Ainsi, plusieurs défaillances partielles sur un équipement engendrent plusieurs défaillances complètes pour ce même équipement.

Par contre, en réponse à une demande de renseignements, le Transporteur mentionne qu'il n'y a pas de double comptage.²⁹

Selon le Transporteur, il y a une coïncidence entre les valeurs minimum et maximum qu'il a obtenues et les valeurs théoriques de l'EPRI pour les sectionneurs et les transformateurs. Par contre les données du Transporteur ne correspondent pas aux valeurs de l'EPRI pour les disjoncteurs.³⁰

²⁸ B-0079, page 8 et B-0008, page 9

²⁹ B-0081, page 5

³⁰ B-0008, page 10

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Le Transporteur explique la non correspondance dans le cas des disjoncteurs par le fait que les données de l'EPRI sont pour des disjoncteurs à basse tension et non à moyenne, haute et très haute tension comme ceux utilisés par le Transporteur.

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ concernant la correspondance du niveau de tension pour les sectionneurs, le Transporteur mentionne :

Le Transporteur ne note pas de différences marquées entre la fiabilité, la dégradation et la durée de vie de ses sectionneurs dans ses postes de centrales et ses sectionneurs dans ses autres types de postes (satellites, sources et stratégiques).

En outre, pour les sectionneurs, les valeurs extrêmes de taux de défaillance sont très similaires entre l'EPRI et le Transporteur ce qui indique une similitude au niveau du nombre et de la nature des mécanismes de dégradation aléatoires autant qu'au niveau des mécanismes de dégradation affectés par la maintenance.³¹

On doit donc comprendre que la réserve concernant les disjoncteurs ne s'applique pas pour les sectionneurs.

Par ailleurs, les intervenants s'interrogent sur la validité de ne considérer qu'une valeur minimale et une valeur maximale pour conclure que les valeurs intermédiaires coïncident également. En géométrie, il est bien connu qu'entre deux points il y a une infinité de chemins possibles. En réponse à une demande de renseignements sur ce sujet, le Transporteur mentionne :³²

Pour les transformateurs, les valeurs extrêmes de taux de défaillance obtenues par l'EPRI et le Transporteur sont très similaires ce qui indique une similitude au niveau du nombre et de la nature des mécanismes de dégradation aléatoires autant qu'au niveau des mécanismes de dégradation affectés par la maintenance. Puisque le nombre et la nature des mécanismes de dégradation sont similaires, le Transporteur considère que l'effet de la maintenance sur ces derniers est également similaire.

Pour ces raisons, et en l'absence d'autres sources pour corrélérer la maintenance aux défaillances, le Transporteur juge pertinent d'utiliser les courbes déduites des modèles de l'EPRI.

On doit donc comprendre que le Transporteur utilise les courbes de l'EPRI parce que les valeurs extrêmes sont similaires et que le nombre et la nature des mécanismes de dégradation sont similaires. Selon les intervenants, il s'agit d'une hypothèse raisonnable en l'absence d'autres sources, mais étant donné l'impact majeur de l'utilisation de ces courbes sur les résultats de l'analyse, il apparaît nécessaire de pouvoir valider cette hypothèse.

³¹ B-0079, page 6

³² B-0079, page 6, et B-0076, page 14

Par ailleurs, considérant que le taux de défaillance d'un équipement varie selon son âge, les intervenants ont demandé au Transporteur d'indiquer si les courbes de l'EPRI sont valables quel que soit l'âge des équipements et si l'âge des équipements de l'étude de l'EPRI coïncide avec l'âge des sectionneurs et des transformateurs du Transporteur. En réponse à ces demandes, le Transporteur mentionne que « *les courbes sont relatives à la fréquence d'entretien spécifique à chaque appareil. Elles sont donc valables quel que soit l'âge des équipements* ». ³³

Cette affirmation est étonnante étant donné que la valeur du taux de défaillance à maintenance optimale a été établie en considérant la valeur du taux de défaillance historique de ses appareils durant la première année d'exploitation après leur mise en service. ³⁴

Par ailleurs, le Transporteur souligne que son approche pour utiliser la corrélation avec l'EPRI a été validée par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) ³⁵. En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, il précise : ³⁶

« Le Transporteur travaille conjointement avec l'IREQ en sessions de travail régulières afin d'assurer la cohérence des approches utilisées. Il ne dispose pas de documentation « officielle » écrite en ce sens. »

Les intervenants notent qu'il y a une différence entre travailler conjointement afin d'assurer la cohérence des approches utilisées et valider l'approche du Transporteur pour utiliser la corrélation avec les courbes de l'EPRI.

En conclusion, l'AQCIE et le CIFQ estiment que la corrélation n'a pas été démontrée adéquatement et, étant donné que l'évaluation économique est basée sur les résultats de cette hypothèse, il faut les utiliser avec réserve d'autant plus qu'il n'y a pas d'autres sources pour corréler la maintenance aux défaillances. ³⁷

4.3. Quantification des défaillances complètes évitées incluant l'effet spirale

La figure 2 présente une projection des défaillances évitées avec la maintenance additionnelle en incluant l'effet spirale. ³⁸

³³ B-0079, page 9

³⁴ B-0008, page 9

³⁵ B-0050, page 21

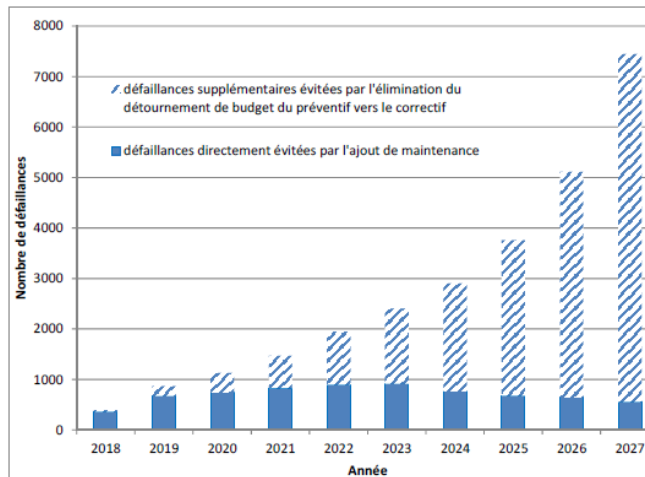
³⁶ B-0079, page 10

³⁷ B-0079, page 6

³⁸ B-0008, page 15

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Figure 2
Projection avec l'effet de spirale des défaillances évitées
avec la maintenance additionnelle
2018-2027



Le tableau 2, quant à lui, présente la même information en montrant séparément la valeur annuelle des défaillances évitées attribuables à l'écart de maintenance entre les deux scénarios étudiés et la valeur annuelle des défaillances évitées dues à l'effet spirale.

On peut constater que les défaillances complètes dues à l'effet spirale représentent 74,3% des défaillances totales

Tableau 2
Écart entre les scénarios de maintenance étudiés
(nombre de défaillances avec l'effet de spirale)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total 10 ans
Défaillances évitées si on hausse les budgets de maintenance (écart attribuable à l'écart de maintenance entre les scénarios étudiés)	361	670	737	833	901	913	763	677	640	556	7 053
Défaillances additionnelles attribuables à l'effet « spirale » du détournement de budget du préventif vers le correctif	32	198	393	636	1 045	1 491	2 135	3 082	4 472	6 888	20 373
Écart total	393	868	1 131	1 469	1 946	2 403	2 898	3 759	5 113	7 445	27 426

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur mentionne que ses calculs considèrent 1 845 transformateurs de puissance et 35 506 sectionneurs en service à chacune des 10 années modélisées.³⁹

En appliquant à ces valeurs le taux de défaillance actuel⁴⁰ pour chacun de ces équipements, on obtient les valeurs suivantes :

	sectionneurs	transformateurs	
nombre ¹	35506	1845	
taux de défaillance actuel ²	0,0217	0,2423	
Défaillances actuelles	770	447	1218

Défaillances évitées en 2018 ³			393
Taux d'augmentation par rapport à 2017			32%
Défaillances évitées en 2019 ³			868
Taux d'augmentation par rapport à 2017			71%
Défaillances évitées en 2020 ³			1130
Taux d'augmentation par rapport à 2017			93%

1: B-0079, page 11

2: B-0008, page 11

3: B-0008, page 15

Les intervenants constatent qu'en maintenant le budget de maintenance actuel, le nombre de défaillances complètes augmenterait de 32% en 2018, de 71% en 2019 et de 93% en 2020 par rapport à l'année 2017, selon les simulations du Transporteur. Sans une explication spécifique du Transporteur, cette augmentation apparaît nettement trop élevée.

De plus, selon les intervenants, le nombre de défaillances totales des équipements montré pour l'année 2027 est surestimé comme le montre le tableau suivant.

³⁹ B-0079, page 11

⁴⁰ B-0008, page 11

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

	sectionneurs	transformateurs	
nombre ¹	35506	1845	
taux de défaillance actuel ²	0,0217	0,2423	
Défaillances actuelles	770	447	1218
Défaillances évitées en 2027 ³			7445
Défaillances totales en 2027			8663

Taux défaillance max ⁴	0,14572	1,0382	
Défaillances maximales	5174	1915	7089

1: B-0079, page 11

2: B-0008, page 11

3: B-0008, page 15

4: B-0008, page 10

On peut constater que le nombre de défaillances totales évaluées pour l'année 2027 dépasse de 22% le nombre de défaillances totales qui serait obtenu en utilisant le taux de défaillances maximal, soit le taux de défaillance sans aucune maintenance.

Il est à signaler que le nombre de défaillances maximal pour les transformateurs est plus élevé que le nombre de transformateurs (1915 vs 1845), ce qui implique que 70 transformateurs qui ont reçu une maintenance corrective ont connu une autre défaillance complète dans la même année, ce qui est très peu réaliste.

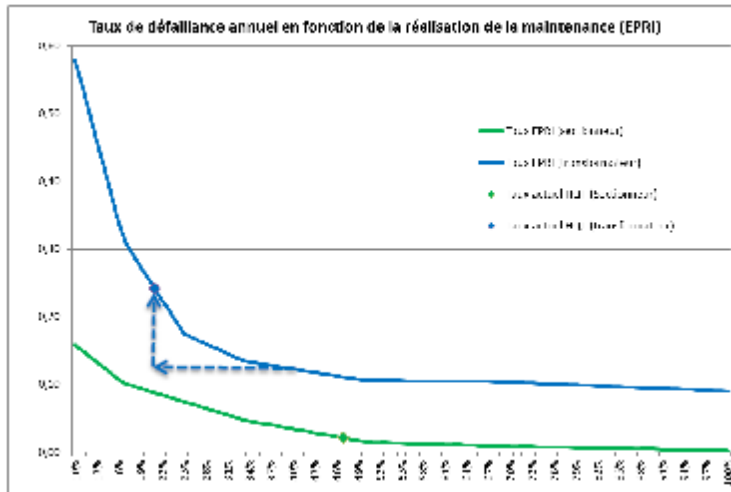
4.3.1. Effet spirale

Le Transporteur définit l'effet spirale comme étant le résultat d'une diminution du budget de maintenance préventive due à une augmentation du budget en maintenance corrective⁴¹. En utilisant les courbes de l'EPRI, le Transporteur quantifie l'impact de cette diminution sur le taux de défaillance, ce qui permet de déterminer le nombre de défaillances complètes supplémentaires. Cette démarche est illustrée à la figure suivante.⁴²

⁴¹ B-0008, page 13

⁴² B-0050, page 17

Courbes maintenance/défaillance de l'EPRI



Le nombre de défaillances dues à l'effet spirale dépend donc de la forme de la courbe, de la position de l'équipement sur cette courbe et de la valeur de la différence de budget de maintenance préventive pour cet équipement (exprimée en % de retard).⁴³

En réponse à une demande de renseignements de l'AQCIE et du CIFQ, le Transporteur fournit la référence qui présente les coûts de maintenance directs historiques, les coûts autorisés pour l'année 2017 et les coûts demandés pour l'année 2018⁴⁴. Par contre, en réponse à une demande de renseignements de l'AHQ-ARQ, d'indiquer la proportion des budgets de maintenance additionnels demandés pour 2018 qui sera consacrée aux sectionneurs et transformateurs de puissance, le Transporteur mentionne.⁴⁵

R15.1

Le Transporteur demande un rehaussement de ses charges nettes d'exploitation globales dédiées à la maintenance. Ce montant global inclut les besoins totaux qui ne sont pas tous comptabilisés par activité. Le Tableau 1 de la pièce HQT-6, Document 4 fournit les informations sur les heures et les coûts de maintenance.

Ainsi, étant donné que les besoins ne sont pas comptabilisés par activité, le Transporteur ne connaît pas le budget de maintenance préventive pour les sectionneurs et pour les transformateurs. En conséquence, il ne peut pas quantifier la diminution de ces budgets et quantifier le pourcentage de retard en maintenance préventive. Il en résulte que l'estimation des défaillances dues à l'effet spirale est basée sur une **hypothèse** de diminution du coût de maintenance préventive et non sur une diminution constatée.

⁴³ B-0076, page 18

⁴⁴ B-0079, page 4

⁴⁵ B-0078, page 27

De plus comme on l'a mentionné plus haut, il n'a pas été démontré qu'il y a une correspondance exacte entre les équipements analysés par l'EPRI et les équipements du Transporteur et l'utilisation de ces courbes est sujette à caution.

Il en est de même pour la position de l'équipement du Transporteur sur ces courbes.

Selon les intervenants, il en résulte que les résultats proposés quant à l'effet spirale sont peu fiables et ne peuvent pas être utilisés.

4.3.2. Évaluation du différentiel de coût de maintenance préventive vs corrective (B50, page 30 et 31)

Le tableau suivant présente la valeur annuelle de l'écart en coûts directs évités de la dégradation additionnelle⁴⁶.

Selon le Distributeur, cet écart est obtenu en multipliant le nombre de défaillances par l'écart de coût direct par réparation.⁴⁷

Écart en coûts directs évités de la dégradation additionnelle

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
→	12 M\$	13 M\$	14 M\$	16 M\$	18 M\$	20 M\$	22 M\$	27 M\$	33 M\$	45 M\$	220 M\$

En réponse à une demande des intervenants de présenter les hypothèses, les données de base et le détail des calculs qui ont permis d'évaluer ces valeurs, le Distributeur mentionne⁴⁸ :

*La méthode de calcul est présentée à la page 31 de la pièce HQT-14,
Document. 1. 1.*

Par contre, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Transporteur présente sa méthodologie de façon plus détaillée, mais ne fournit aucune valeur.⁴⁹

Les réponses ne permettent pas de comprendre comment le Transporteur a pu déterminer la différence de coût entre une maintenance préventive et une maintenance corrective.

Cependant, à partir du coût direct annuel du tableau ci-dessus et du nombre de défaillances total annuel du tableau 2, on constate une différence importante entre la valeur unitaire de l'écart du coût de réparation des défaillances, comme le montre le tableau ci-dessous. Le coût

⁴⁶ B-0050, page 33

⁴⁷ B-0050, page 31

⁴⁸ B-0079, page 12

⁴⁹ B-0076, page 18

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

unitaire est de 30 534\$ en 2018, chute brutalement à 14 977\$ en 2019 et diminue graduellement jusqu'à 6 045\$ en 2027.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Défaillances complètes	393	868	1 130	1 469	1 946	2 404	2 898	3 759	5 112	7 444	27 423
Coût direct évité M\$	12,00	13,00	14,00	16,00	18,00	20,00	22,00	27,00	33,00	45,00	220
Coût unitaire \$/défaillance	30 534	14 977	12 389	10 892	9 250	8 319	7 591	7 183	6 455	6 045	8 022

Pour le moment, il n'y a pas d'explication à cette diminution du coût unitaire.

Par ailleurs, en faisant l'hypothèse que le coût total annuel est proportionnel au nombre de défaillances, on obtient les coûts annuels suivants pour les défaillances évitées avec une hausse de budget et les défaillances dues à l'effet spirale.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total	
Coût évité avec hausse	11	10	9	9	8	8	6	5	4	3	73	33%
Coût Effet spirale	1	3	5	7	10	12	16	22	29	42	147	67%
Coût total	12	13	14	16	18	20	22	27	33	45	220	

Le coût évité dû à l'effet spirale s'élève à 147 M\$, soit 67% du coût total.

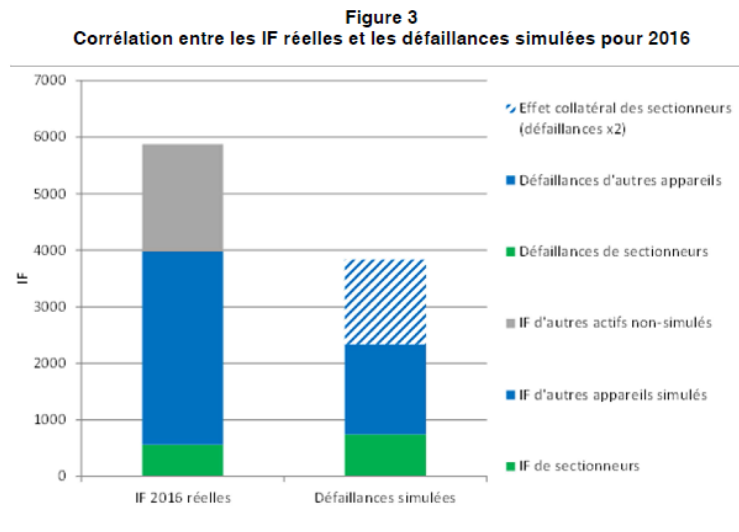
Considérant les réserves exprimées plus haut concernant autant l'estimation des défaillances résultant de simulations et l'estimation des défaillances résultant de l'effet spirale, les intervenants considèrent que la valeur de 220 M\$ à l'égard du coût direct total de la dégradation additionnelle est nettement trop élevée.

4.4. Corrélation entre les défaillances complètes simulées et les indisponibilités forcées (IF) réelles.

En retenant l'hypothèse qu'une défaillance = 1 IF, pour tout appareillage électrique, et qu'une défaillance = 3 IF⁵⁰, pour les sectionneurs, le Distributeur a réalisé une corrélation entre les IF réelles et les défaillances complètes simulées pour l'année 2016 et présente la figure ci-dessous.⁵¹

⁵⁰ B-0008, page 17

⁵¹ B-0008, page 18



Il mentionne :

En excluant les IF des actifs non-simulés (en gris dans la figure 3), la valeur totale pour les défaillances simulées incluant l'effet collatéral des sectionneurs est seulement 3,7% plus bas que les IF réelles. Le Transporteur considère cet écart négligeable.

Le Transporteur conclut que les valeurs 2016 de défaillances simulées pour l'appareillage électrique correspondent aux IF réelles selon les ratios de corrélation déduits précédemment, validant ainsi la corrélation entre les défaillances et les IF établie théoriquement.

En réponse à une demande des intervenants de vérifier la corrélation pour d'autres années de l'historique, le Transporteur mentionne :

Les valeurs de défaillances simulées avec les courbes de dégradation selon l'âge ne sont pas disponibles pour les années précédentes. Les valeurs historiques des IF ne peuvent être comparées aux défaillances simulées pour 2016 en raison de la forte hausse des IF.⁵²

La vérification de la corrélation porte donc sur la seule année 2016, ce qui, selon les intervenants, est très risqué sur le plan méthodologique.

Par ailleurs, ayant constaté que le nombre de défaillances simulées pour les sectionneurs est 34% plus élevé que le nombre d'IF réelles pour ces mêmes équipements, les intervenants ont demandé au Transporteur de justifier sa conclusion qu'il y a une corrélation entre les défaillances et les IF.

⁵² B-0079, page 13

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

En réponse à cette demande, le Transporteur réfère au total des IF simulées et au total des IF réelles, mais ne donne pas d'explication spécifique concernant le fait que le nombre de défaillances simulées des sectionneurs est 34% plus élevé que le nombre des IF réelles de ces mêmes sectionneurs⁵³.

Un tel écart est important car il faut s'assurer que les simulations reflètent la réalité.

Par ailleurs, pour vérifier la relation entre les défaillances complètes et les IF, les intervenants présentent le tableau suivant qui montre pour chacune des années le nombre d'IF par défaillances complètes.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Défaillances	393	868	1130	1469	1946	2404	2898	3759	5112	7444	27423
IF	695	1691	2329	3072	4185	5287	6614	8768	12056	17647	62344
IF/Défaillances	1,77	1,95	2,06	2,09	2,15	2,20	2,28	2,33	2,36	2,37	2,27

Les intervenants constatent une augmentation graduelle du nombre d'IF par défaillances, phénomène qui n'est pas expliqué.

En maintenant le nombre d'IF par défaillance de l'année 2018 constant sur toute la période, on obtient les valeurs annuelles suivantes.

Soit IF/Défaillance constant à	1,77										
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
IF	695	1 535	1 998	2 598	3 441	4 251	5 125	6 648	9 040	13 164	48 496

On peut constater que sur la période de 10 ans le nombre d'IF passe de 62 344 à 48 496, soit une diminution de 13 848 IF ou de 22%.

Selon les intervenants, la démonstration du Transporteur quant à une corrélation entre les défaillances complètes et les IF n'est pas probante et les résultats obtenus de cette corrélation doivent être considérés avec réserve.

De plus, l'estimation des IF sur la période 2018-2027 est basée sur le nombre de défaillances totales incluant notamment l'effet spirale. Les intervenants réitèrent les commentaires qu'ils ont émis plus haut, à savoir que ces estimations ne sont pas valables.

⁵³ B-0079, page 13

4.5. Détermination des interruptions de clients évitées (CHI : client-heure-interrrompu)

Le transporteur estime que seulement 2% des défaillances entraîne une interruption de service. De plus, il constate que l'augmentation de l'ensemble des défaillances au cours des 10 dernières années ne s'est pas traduite par une hausse de l'indice de continuité et que les interruptions de clients causées par des défaillances d'appareils sont restées stables à une moyenne de 77 interruptions par an.

Par contre, il estime que les mesures prises jusqu'à maintenant pour limiter les interruptions ont atteint leur limite et il a pris comme hypothèse que l'évolution des interruptions causées par des défaillances de sectionneurs et de transformateurs sera proportionnelle à l'évolution du nombre de défaillances.⁵⁴

Il précise en effet :

*Le Transporteur prend pour hypothèse que toute hausse future du nombre de défaillances par rapport au nombre de défaillances actuel entraînera une hausse proportionnellement équivalente du nombre d'interruptions de service par rapport au nombre d'interruptions de service actuel.*⁵⁵

Avec cette hypothèse, le Transporteur présente son évaluation de l'écart en client-heure-interrrompu (CHI) pour chacune des années 2018 à 2027.⁵⁶

Écart en client-heure-interrrompu (CHI)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
→	36 054	75 174	94 325	121 294	157 360	191 062	223 722	284 833	383 755	556 231	2 123 810

Ces valeurs ont été obtenues en appliquant la méthodologie suivante :⁵⁷

⁵⁴ B-0008, pages 20 à 22

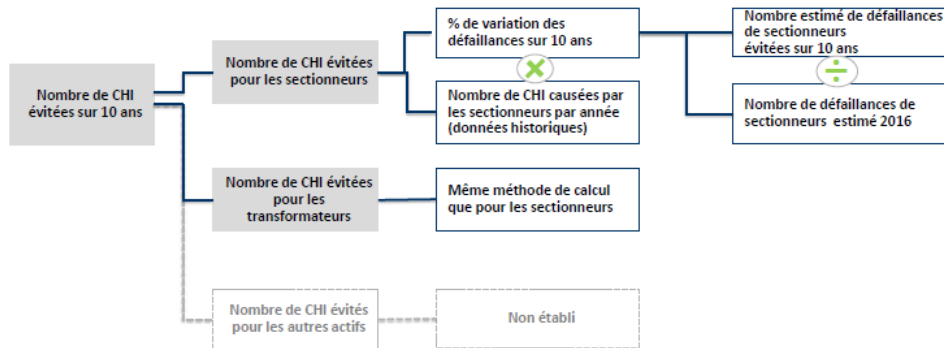
⁵⁵ B-0079, page 15

⁵⁶ B-0050, page 33

⁵⁷ B-0050, page 28

Interruptions de clients évitées (CHI)

Méthode de calcul



On constate que l'évaluation du nombre de CHI évité est basée sur l'évaluation du nombre estimé de défaillances pour les sectionneurs et les transformateurs.

La réserve exprimée par les intervenants concernant l'évaluation du nombre de défaillances évitées en utilisant les courbes de l'EPRI et incluant l'effet spirale doit donc être répétée.

De plus, il faut signaler que la méthodologie utilisée par le Transporteur est basée sur une hypothèse concernant l'impact des défaillances sur les interruptions de service et non sur des données historiques réelles.

Pour toutes ces raisons, les intervenants sont d'avis que les résultats de l'évaluation des interruptions de service des clients ne sont pas fiables.

4.6. Évaluation économique

L'analyse de l'AQCIE et du CIFQ concernant l'évaluation économique du consultant du Transporteur retient les deux impacts les plus importants, soit l'évaluation du VOLL (Value Of Lost Load) pour une valeur de 266 M\$⁵⁸, et l'évaluation des pertes de revenus des clients de point à point, pour une valeur de 67 M\$⁵⁹.

Les intervenants présentent également une proposition d'analyse économique en dollars actualisés.

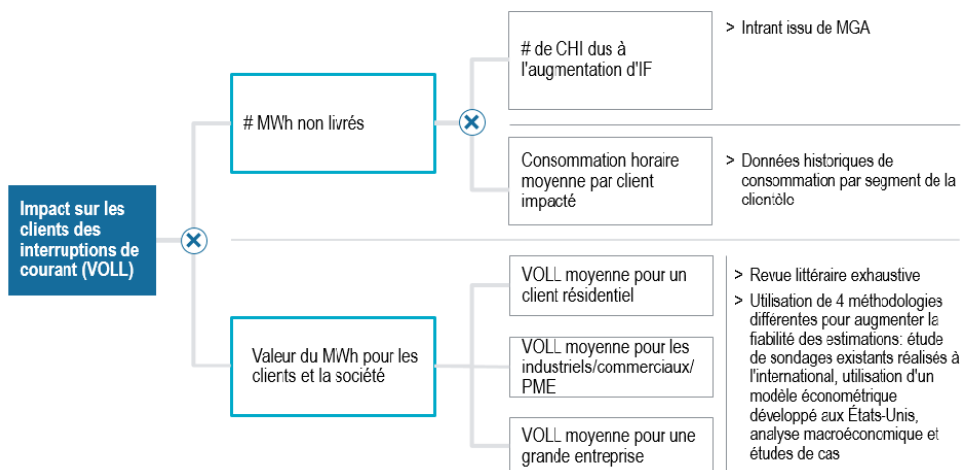
⁵⁸ B-0051, page 16

⁵⁹ B-0051, page 26

4.6.1. Impact des interruptions de courant sur les clients (Value Of Lost Load)

La méthodologie utilisée pour évaluer la VOLL consiste à répartir le nombre de CHI selon trois catégories de clients et à calculer une valeur pour chacun de ceux-ci en lui attribuant un coût et une consommation unitaire propres.⁶⁰ Ces trois catégories sont les Grandes entreprises, les PME et les clients résidentiels comme le montre la figure ci-dessous qui illustre la méthodologie.⁶¹

Figure 2 : Cadre méthodologique pour le calcul de l'impact sur les clients des interruptions de courant



La consommation unitaire propre de chaque catégorie est basée sur des données provenant du dossier 2016 du Distributeur⁶² et on peut considérer que ces données sont fiables.

La valeur unitaire d'électricité non livrée pour chaque catégorie de clients est justifiée par une analyse de 4 méthodologies de calcul de la VOLL.⁶³

La valeur utilisée pour le CHI provient du Transporteur⁶⁴ et a été évaluée selon la méthodologie décrite plus haut, incluant notamment l'effet spirale. Il faut donc considérer que les réserves exprimées pour l'évaluation de ces valeurs s'appliquent également ici. Il est à noter que selon la méthodologie utilisée, la valeur de l'impact est directement proportionnelle à la valeur du CHI.

La valeur estimée de 266 M\$ n'est pas basée sur des faits vérifiés mais sur de simples hypothèses, n'est pas fiable et est hautement contestable.

⁶⁰ B-0051, page 16 et B-0009, page 17

⁶¹ B-0009, page 18

⁶² B-0009, page 18

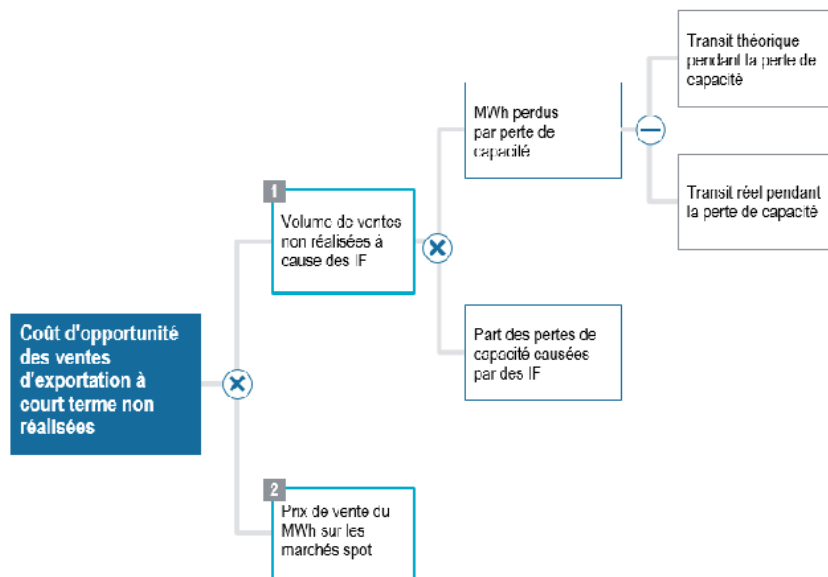
⁶³ B-0009, page 20

⁶⁴ B-0009, page 14

4.6.2. Perte de revenus des clients de point à point

L'évaluation de l'impact sur la disponibilité du service de point à point est basée sur l'estimation du volume incrémental des ventes non réalisées en raison de l'indisponibilité forcée d'une interconnexion et une projection du prix de vente sur les marchés limitrophes. La figure ci-dessous illustre la méthodologie.

Figure 12: Cadre méthodologique du calcul du coût d'opportunité des ventes d'exportation à court terme non réalisées



Selon la compréhension des intervenants, l'évaluation de l'impact concerne le revenu total des ventes perdues, et non le revenu net de ces ventes.

En réponse à une demande de renseignements, le consultant du Transporteur mentionne : ⁶⁵

R13.2

Réponse de Roland Berger

Roland Berger a effectivement évalué les pertes dues aux IF constatées par les clients du Transporteur utilisant le transit point à point (marchés export), en valorisant les revenus perdus à l'aide des prix spots des marchés d'exportation.

Ce choix méthodologique est sous-tendu par le raisonnement économique suivant. Les ventes non réalisées pour le transit point à

⁶⁵ B-0079, pages 18 et 19

point du fait des IF correspondent à une perte de chiffre d'affaires pour deux types d'agents économiques : d'une part, les producteurs québécois, clients du service Point à Point du Transporteur, qui ne réalisent pas des ventes ; d'autre part le Transporteur lui-même, qui ne perçoit pas les revenus correspondant à l'utilisation de ses infrastructures durant les interruptions.

Par essence, les producteurs d'électricité n'ont pas la possibilité d'anticiper les incidents d'exploitation (notamment parce qu'ils n'ont pas accès aux informations détaillées sur l'état du réseau, actuel et prévisionnel), et, partant, de tenir compte de ces aléas dans leurs plans d'affaires prévisionnels. Pour la même raison, ils n'ont pas non plus la possibilité d'anticiper la réallocation de la capacité de production non utilisée pour d'autres usages. De ce fait, les IF impliquent pour eux à un certain nombre de ventes non réalisées.

Les règles de fonctionnement des marchés de gros sur lesquels les clients du service de transit point à point du Transporteur vendent leur production, permettent à leurs contreparties (c'est-à-dire des clients se procurant l'électricité sur les réseaux de transport adjacents à celui du Transporteur, dans d'autres provinces ou à l'étranger) de subvenir à leurs besoins, en substitution de leur contrat d'approvisionnement défaillant et aux conditions de marché (prix spot des marchés adjacents).

Les intervenants constatent que le consultant du Transporteur considère non pas les revenus perdus, mais une perte de chiffre d'affaires, ce qui n'est pas une perte de même nature que les revenus nets. Selon les intervenants, les pertes réelles à considérer sont les pertes de revenus nets car c'est ce qui affecte la rentabilité d'une entreprise.

D'autre part, la perte de chiffre d'affaire concernant le Transporteur n'est pas pertinente ici, car elle n'est pas réelle puisque la presque totalité de ses revenus provient de la charge locale et du service de point à point de long terme qui représentent 99% de ses revenus.⁶⁶

Par ailleurs, les intervenants ont également demandé au Transporteur si le consultant a considéré la particularité du parc de production du principal client du Transporteur (le Producteur), soit un parc de production hydroélectrique incluant plusieurs réservoirs qui permettent de temporiser la production. Ainsi, une vente non réalisée à cause d'une indisponibilité forcée peut être réalisée plus tard lorsque le réseau le permettra.

En réponse à cette demande, le consultant du Transporteur mentionne :

Les évaluations de Roland Berger sur les revenus perdus ne tiennent pas compte de la particularité du Producteur quant à son mode principal de production, à savoir l'électricité d'origine hydraulique et la possibilité pour certaines de ces installations de différer la production.

⁶⁶ B-0034, page 9

Plusieurs raisons convergentes justifient ce choix :

- *Tout d'abord et au premier chef, la prise en compte du raisonnement sur les revenus perdus (et pas les revenus nets perdus) expliqué en réponse à la question 13.2 est primordiale ;*
- *Ensuite, l'obligation de traitement équitable de tous les utilisateurs du réseau de transport, et en particulier les clients du service point à point ; aussi, un producteur à base d'énergie éolienne n'aurait pas la faculté théorique de différer sa production, comme cela peut parfois être le cas pour un producteur hydraulique.*

En conclusion, il n'est ainsi pas approprié de présumer ni de généraliser les conditions de reprise des ventes ou de décalage temporel de la production des clients du Transporteur dans le calcul des bénéfices.⁶⁷

Selon les intervenants, la prise en compte des revenus perdus ne s'applique pas pour le Producteur car la particularité de son parc de production lui permet de conserver l'eau dans ses réservoirs afin de l'utiliser au moment opportun lorsque le réseau le permettra. Ainsi, il ne subit aucune perte de revenus, mais seulement un revenu décalé dans le temps, et ce décalage est sur une courte période puisque la vente pourra se réaliser sur un autre marché ou sur le même marché lorsque l'indisponibilité sera levée. Il n'a donc pas de perte de chiffre d'affaires.

Quant à la possibilité qu'un producteur à base d'énergie éolienne puisse perdre une opportunité de vente sur les marchés, elle est pratiquement nulle. À cet effet, il est utile de rappeler que la production éolienne est vendue au Distributeur et qu'une entente a été conclue avec le Producteur. Dans le cadre de cette entente, l'énergie éolienne est reçue par le Producteur et est livrée au Distributeur selon des modalités définies.

En conséquence, les intervenants considèrent que la valeur de 67 M\$ doit être retirée de l'analyse économique.

4.6.3. Analyse en dollars actualisés

À partir des données fournies par le Transporteur, les intervenants présentent le tableau ci-dessous qui montre le détail des coûts annuels de maintenance et d'inconvénients. Les valeurs sont en dollars constants de 2017, sauf pour les pertes de revenus de point à point qui sont évaluées selon une projection du prix de vente sur les marchés limitrophes au Québec.⁶⁸

⁶⁷ B-0079, page 19

⁶⁸ B-0051, page 26

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Coût annuel de maintenance et d'inconvénients (M\$ constant 2017)											
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Coûts maintenance											
	62,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	548,0
Coûts inconvénients											
VOLL	4,5	9,4	11,8	15,2	19,7	23,9	28,0	35,6	48,0	69,5	265,4
Variation tension	1,0	1,0	2,0	2,0	3,0	4,0	4,0	6,0	8,0	12,0	43,0
Pertes de revenus pt à pt	0,7	1,8	2,4	3,2	4,3	5,5	7,1	9,5	13,2	19,7	67,4
Improductivité	0,4	1,0	1,4	1,8	2,5	3,1	3,9	5,2	7,1	10,4	36,8
Dégradation	12,0	13,0	14,0	16,0	18,0	20,0	22,0	27,0	33,0	45,0	220,0
Total	18,7	26,2	31,6	38,1	47,5	56,5	64,9	83,2	109,3	156,6	632,6

Les résultats indiquent que les coûts totaux des inconvénients sont plus élevés que les coûts de maintenance avec un écart de 84.6 M\$. Cependant cet écart est réduit à 17,2 M\$, soit un écart de 3,1%, si on exclut les pertes de revenus des clients de point à point. On peut donc considérer qu'en dollars constants, les deux scénarios sont semblables.

Cependant, on peut constater que la valeur des coûts de maintenance est constante sur toute la période d'analyse (sauf en 2018) alors que les coûts d'inconvénients sont faibles en début de période et beaucoup plus importants en fin de période.

Dans le cadre de comparaisons économiques de scénarios impliquant des valeurs différentes sur la période d'analyse, il est habituel d'utiliser la technique d'actualisation pour prendre en considération qu'un dollar dépensé immédiatement n'a pas la même valeur que le même dollar dépensé plus tard, par exemple dans dix ans. Le taux d'actualisation autorisé par la Régie est actuellement de 4,811% pour le Transporteur et ce taux est utilisé par celui-ci pour les comparaisons économiques qu'il réalise, notamment pour le choix de ses équipements.

Le cas actuel présente cependant une particularité en ce que les coûts des inconvénients ne concernent pas le Transporteur, mais ses clients. Dans un tel contexte, le taux d'actualisation du Transporteur n'est pas adéquat, et les intervenants ont demandé au Transporteur de considérer un taux qui refléterait la situation de ses clients. En réponse à cette demande, le Transporteur renvoie à une réponse à une demande de renseignements de la Régie.⁶⁹

Dans cette réponse, le consultant du Transporteur réalise une actualisation des coûts en considérant qu'il s'agit d'un projet qui s'apparente à *des investissements traduisant ce à quoi la société doit renoncer lorsque des sommes sont affectées à un projet public par une instance gouvernementale*. Selon le consultant, dans le cas du Québec, l'exemple le plus immédiat est donné par le Ministère des Transport du Québec (« MTQ ») qui recommande un taux d'actualisation réel de 2,37% pour les projets publics.⁷⁰

⁶⁹ B-0079, page 20 et B-0075, pages 25 et suivantes

⁷⁰ B-0076, page 26

Le consultant conclut :

En actualisant avec ce taux de 2,37 %, la somme des impacts s'élève à 529 M CAD pour un budget demandé de 495 M CAD, comme illustré à la figure R13.1c. La rentabilité est naturellement inférieure à celle calculée sans actualisation car la majorité des gains est constatée en fin de période. Les conclusions quant à la rentabilité ne changent en revanche pas.⁷¹

Le coût total des impacts est 6,87 % supérieur aux coûts de maintenance additionnelle.

De plus, tout en indiquant que, selon lui, ce taux n'est pas valable pour des calculs d'actualisation coûts-bénéfices au niveau de la société québécoise et à des fins purement illustratives, à la suggestion de la Régie, le consultant présente les résultats en utilisant le taux d'actualisation nominal du Transporteur de 4,811%. Étant donné un taux d'inflation prévu de 2%, le taux réel d'actualisation est de 2,756%.⁷²

Il conclut que *l'analyse coûts-bénéfices associe un bénéfice pour la société de 520 M CAD en regard d'une demande de budget de maintenance additionnelle de 487 M CAD sur 10 ans.*

Les conclusions quant à la rentabilité de dépenses de maintenance additionnelle ne changeraient donc pas, et l'analyse coûts-bénéfices montrerait que la demande de maintenance additionnelle de 54 M CAD récurrents sur 10 ans serait effectivement rentable.⁷³

Le coût total des impacts est 6,78 % supérieur aux coûts de maintenance additionnelle.

Malgré les commentaires du consultant du Transporteur, l'AQCIE et le CIFQ ont repris l'analyse des coûts en réalisant une analyse du point de vue des clients. En effet, ce sont les clients qui, d'une part, assumeraient dans leur tarif le coût de la maintenance additionnelle et qui, d'autre part, seraient affectés par les inconvénients résultant d'un scénario excluant ce coût additionnel. Pour leur analyse, les intervenants utilisent un taux d'actualisation de 10%. Selon eux, ce taux correspondant au coût de l'argent pour les clients du Transporteur apparaît raisonnable si on le compare aux taux de rendement sur les capitaux propres accordés par la Régie à Hydro-Québec (8,2%), à gaz Métro (8,9%) et à Gazifère (9,1%)⁷⁴.

En prenant en considération un taux d'inflation de 2%, le taux réel est de 7,84%

Le tableau suivant présente les résultats de cette analyse.

⁷¹ B-0076, page 27

⁷² B-0076, pages 28 et 29

⁷³ B-0076, page 30

⁷⁴ R-4011-2017, B-0017, page 8

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Coût annuel de maintenance et d'inconvénients (M\$ actualisés 2018)											
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	TOTAL
Coûts maintenance	62,0	50,1	46,4	43,1	39,9	37,0	34,3	31,8	29,5	27,4	401,5
Coûts inconvénients											
VOLL	4,5	8,7	10,1	12,1	14,5	16,4	17,8	21,0	26,2	35,2	166,5
Variation tension	1,0	0,9	1,7	1,6	2,2	2,7	2,5	3,5	4,4	6,1	26,7
Pertes de revenus pt à pt	0,7	1,6	2,1	2,5	3,2	3,8	4,5	5,6	7,2	10,0	41,2
Improductivité	0,4	0,9	1,2	1,5	1,9	2,1	2,5	3,1	3,9	5,3	22,7
Dégradation	12,0	12,1	12,0	12,8	13,3	13,7	14,0	15,9	18,0	22,8	146,6
Total	18,7	24,2	27,2	30,4	35,1	38,7	41,3	49,1	59,8	79,4	403,8

Les résultats indiquent que les coûts totaux des inconvénients sont similaires aux coûts de maintenance avec un écart de seulement 2,3 M\$. Cependant, si on exclut les pertes de revenus des clients de point à point, la valeur totale des inconvénients est inférieure aux coûts de maintenance additionnelle avec un écart de 38,9 M\$.

Le coût total des impacts est de 9,70 % inférieur aux coûts de maintenance additionnelle.

L'analyse du projet en dollars actualisés montre que la rentabilité est marginale avec des écarts variant de 6,87% favorable à 9,70% défavorable.

4.7. Conclusion

Selon les intervenants, l'application de la démarche proposée par le Transporteur pour répondre à la demande de la Régie⁷⁵ conduit à des résultats hautement contestables pour les raisons suivantes :

- Pour l'année 2016, le nombre de défaillances complètes simulées est beaucoup plus élevé que le nombre d'IF réelles, ce qui est préoccupant quant à la validité de la simulation. De plus, l'augmentation du taux de défaillances complètes prévues en maintenant le niveau de maintenance actuelle apparaît déraisonnable;
- La corrélation entre le nombre de défaillances complètes des sectionneurs et des transformateurs et le nombre d'IF causées par ces équipements est basée sur l'analyse des données d'une seule année, ce qui n'est pas probant sur le plan méthodologique;
- Le nombre de CHI estimé est basé sur une hypothèse concernant la relation entre les défaillances et le nombre de CHI et cette hypothèse demande à être validée par des données concrètes. De plus, étant donné que le nombre de défaillances complètes est surévalué, le nombre de CHI est également surévalué;

⁷⁵ D-2017-021, page 27

-
- L'évaluation du coût évité concernant les défaillances complètes est basée notamment sur le nombre de défaillances et ce coût est donc surévalué;
 - L'évaluation de la VOLL est basée sur le nombre de CHI et le résultat est donc surévalué;
 - L'évaluation de l'impact sur les clients de point à point n'est pas pertinente dans le cas du Québec.

Pour toutes ces raisons, l'AQCIE et le CIFQ considèrent que la rentabilité de la demande du Transporteur concernant une hausse de budget pour de la maintenance additionnelle n'est pas démontrée et recommandent à la Régie de ne pas autoriser le montant de 62 M\$ demandé pour l'année 2018 et certainement pas d'autoriser les montants additionnels de maintenance réclamés pour les années subséquentes.

5. HISTORIQUE DES REVENUS REQUIS DU TRANSPORTEUR

La détermination du tarif du Transporteur par la Régie se faisant actuellement selon la méthode du coût de service, la fixation d'un tarif équitable autant pour les clients que pour le Transporteur dépend de la précision des prévisions du Transporteur pour l'estimation de ses coûts pour l'année à venir.

L'AQCIE et le CIFQ sont préoccupés par le fait qu'à chaque année depuis 2008 le rendement réalisé par le Transporteur est supérieur au rendement autorisé par la Régie. Compte tenu de cette constatation, dans le dossier R-3934-2015 les intervenants ont réalisé une analyse en vue de comparer les valeurs réelles et les valeurs autorisées de certains intrants des revenus requis du Transporteur sur un historique de cinq ans, soit de 2009 à 2014.

Dans le dossier actuel, les intervenants examinent l'écart en % entre les valeurs réelles et les valeurs autorisées sur la période 2008-2016 en vue de constater s'il y a eu une amélioration dans les prévisions du Transporteur.

Les intrants retenus constituent 98,8% des revenus requis de l'année historique 2016; soit

- le rendement autorisé sur la base de tarification, (43,6% des revenus requis);
- les charges nettes d'exploitation (CNE), (22,6% des revenus requis);
- la charge d'amortissement, (32,6% des revenus requis).⁷⁶

En plus de l'analyse de ces intrants, les intervenants considèrent l'effet de l'écart de prévision de ceux-ci sur le rendement sur les capitaux propres du Transporteur.

Les données qui sont utilisées pour notre analyse proviennent des informations fournies par le Transporteur dans le cadre des dossiers tarifaires depuis 2008.

⁷⁶ Valeurs calculés à partir des valeurs de B-0013, page 3

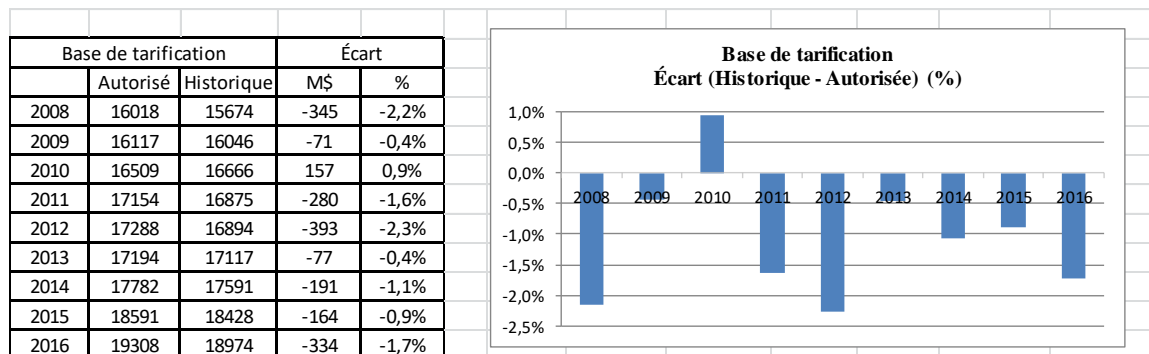
5.1. Rendement sur la base de tarification

Le rendement sur la base de tarification est fonction de la base de tarification et du taux de rendement autorisé par la Régie. Ce taux est une moyenne pondérée du coût de la dette et du taux de rendement sur les capitaux propres du Transporteur.

5.1.1. Base de tarification

L'évolution annuelle de la base de tarification est essentiellement fonction de la prévision de la valeur des équipements mis en service et de la valeur de l'amortissement des équipements en service.

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart (en pourcentage) entre la valeur de la base de tarification réelle et la valeur de la base de tarification autorisée sur la période 2008-2016.



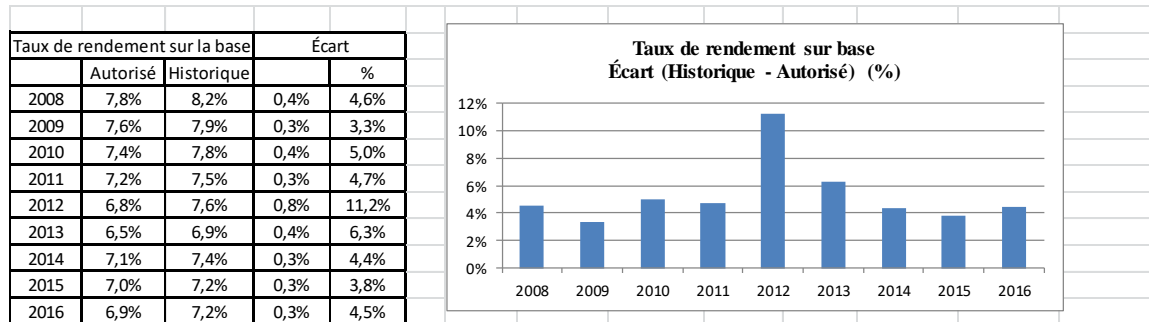
On peut constater que l'écart est négatif sur toute la période, sauf en 2010, ce qui signifie que la valeur réelle de la base de tarification a été généralement inférieure à la valeur autorisée, ce qui est favorable au Transporteur puisque le rendement autorisé a été calculé sur une base de tarification plus élevée que la base réelle.

On peut également constater qu'il n'y a pas eu d'amélioration quant à la précision de l'estimation du montant de la base de tarification.

5.1.2. Taux de rendement sur la base de tarification

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart (en pourcentage) entre la valeur du taux de rendement sur la base de tarification réelle et la valeur du taux de rendement sur la base de tarification autorisée sur la période 2008-2016.

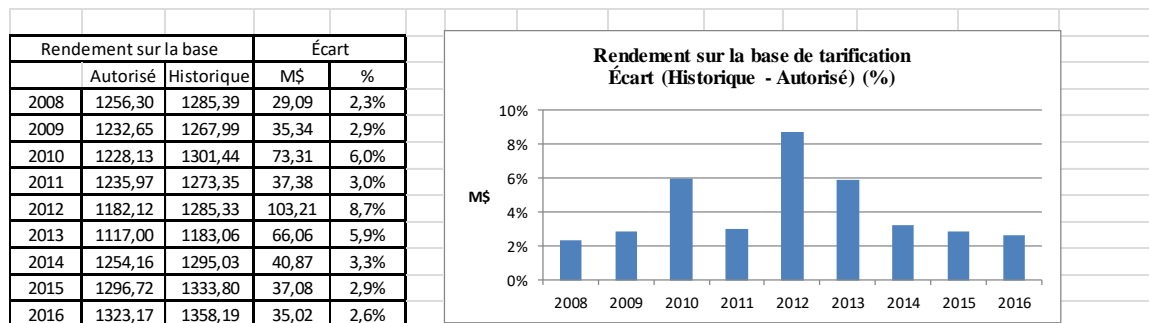
Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018



On peut constater que l'écart en % est positif sur toute la période, ce qui signifie que le taux de rendement réel a toujours été supérieur au taux autorisé, ce qui est favorable au Transporteur.

On peut également constater qu'il n'y a pas eu d'amélioration quant à la précision de la prévision du taux de rendement sur la base de tarification.

Étant donné qu'il n'y a pas eu d'amélioration quant à la précision de la prévision du Transporteur pour la base de tarification et sur le taux de rendement sur cette base on peut prévoir qu'il en sera de même pour le rendement sur la base de tarification, ce qui est confirmé au tableau et à la figure ci-dessous.

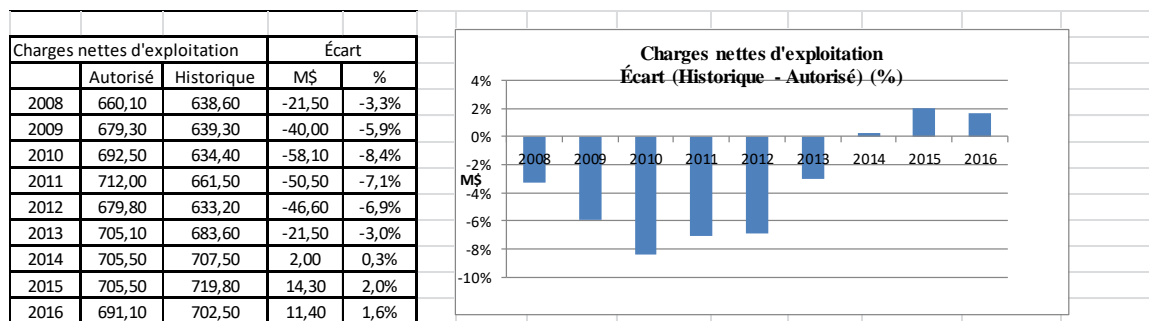


On peut constater que l'écart est toujours en faveur du Transporteur depuis 2008 et qu'il a même été jusqu'à près de 9% supérieur pour 2012.

5.2. Charges nettes d'exploitation (CNE)

Les éléments qui constituent les CNE font l'objet d'une prévision du Transporteur. Ces éléments sont les charges brutes directes qui sont constituées principalement de la masse salariale, des charges de services partagés, des coûts capitalisés et de la facturation interne.⁷⁷

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution de l'écart entre les CNE réelles et celles autorisées sur la période 2008-2016.



On peut constater que, sur la période 2008-2013 l'écart en % est négatif et qu'il est positif par la suite. Un écart négatif signifie que les CNE réelles ont été inférieures aux CNE autorisées, ce qui est favorable au Transporteur puisque ses dépenses réelles ont été inférieures à celles autorisées.

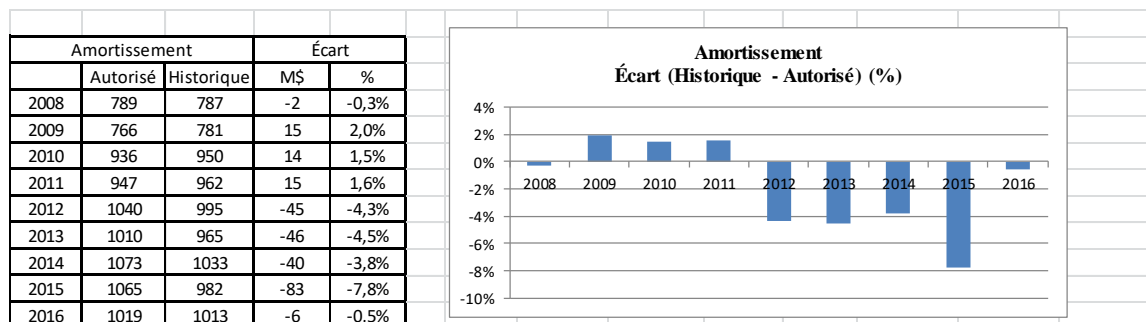
On peut également constater qu'il y a eu une amélioration quant à la précision de la prévision du Transporteur. L'écart a diminué à partir de l'année 2010 et est devenu légèrement positif à partir de l'année 2014. Sur les trois dernières années, l'écart a été inférieur à 2%.

5.3. Amortissement

Le tableau et la figure ci-dessous montrent l'évolution des valeurs autorisées et réelles de l'item amortissement.

⁷⁷ B-0013, page 3

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018



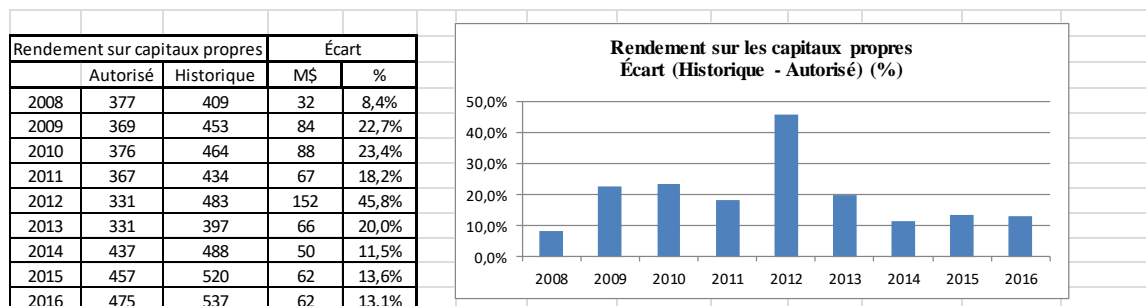
On peut constater que l'écart en pourcentage entre la valeur réelle de l'amortissement et la valeur autorisée de l'amortissement a été faiblement positif sur la période 2008-2011, et que l'écart est devenu négatif et s'est amplifié depuis 2012 bien qu'il y ait eu une amélioration en 2016. Un écart négatif signifie que la valeur réelle de l'amortissement a été plus faible que la valeur autorisée, ce qui est favorable au Transporteur.

Étant donné que la valeur de l'amortissement est basée principalement sur des équipements existants, on devrait s'attendre à ce que la précision de l'estimation soit bonne et qu'il y ait une constance dans la prévision comme cela était le cas sur la période 2008-2011.

5.4. Rendement sur les capitaux propres du Transporteur.

Sur la période 2008-2016, l'écart entre les valeurs réelles et les valeurs autorisées des principales composantes du revenu requis du Transporteur a été généralement favorable à celui-ci. Il faut donc s'attendre à ce que l'écart entre la valeur réelle du rendement du Transporteur sur ses capitaux propres soit nettement favorable au Transporteur.

Le tableau et la figure ci-dessous illustrent cette conclusion.



On peut constater que l'écart entre le rendement réel et le rendement autorisé sur les capitaux propres du Transporteur a été positif sur toute la période 2008-2016, et est nettement favorable au Transporteur et a toujours été de plus de 10% depuis 2009.

5.5. Conclusion

Le tableau ci-dessous résume l'analyse :

<u>Composante</u>	<u>Impact</u>
Base de tarification	Favorable au Transporteur
Taux de rendement sur la base de tarification	Favorable au Transporteur
Rendement sur la base de tarification	Favorable au Transporteur
Charges nettes d'exploitation	Généralement favorable au Transporteur
Amortissement	Favorable au Transporteur
Rendement sur les capitaux propres	Favorable au Transporteur

Tel que montré au tableau, l'écart de prévision est favorable au Transporteur dans tous les cas.

Les intervenants recommandent à la Régie d'exiger que le Transporteur améliore la précision de ses prévisions. Pour le présent dossier tarifaire, la Régie doit envisager de « corriger » systématiquement toutes les prévisions du Transporteur pour les intrants identifiés ci-dessus lors de la fixation des tarifs pour contrer ces écarts toujours favorables au Transporteur. L'ampleur de ces corrections devrait se fonder sur l'historique constaté depuis 2008 pour chacun de ces intrants.

En effet, considérant que, selon le MTÉR retenu par la Régie, un écart de rendement négatif est assumé en totalité par le Transporteur et qu'un écart positif est partagé entre les clients et le Transporteur, celui-ci n'a aucun intérêt à améliorer la précision de ses prévisions au risque d'obtenir un rendement négatif.

Les intervenants craignent de devoir observer de manière récurrente un dépassement du taux de rendement autorisé. Ils recommandent donc à la Régie d'être attentive aux écarts de rendement et au biais systématique du Transporteur dans l'estimation de ses revenus requis. La Régie pourrait d'ailleurs demander un suivi annuel accompagné des explications détaillées du transporteur sur les écarts de revenus requis.

Demande de modification des tarifs et conditions des services de
Transport d'Hydro-Québec à compter du 1^{er} janvier 2018

Il serait également pertinent de faire une évaluation de la performance du MTÉR dans quelques années, notamment dans le contexte de la mise en place du MRI.

Le 30 octobre 2017
