

Mémoire

Politique du Transporteur relative aux ajouts
au réseau de transport
R -3888-2014



Préparé par

Viviane de Tilly

Analyste d'UC

5 décembre 2014

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU.....	3
1 POLITIQUE D'AJOUTS POUR LA CHARGE LOCALE : UN CAS D'EXCEPTION EN AMERIQUE	4
1.1 REGLE DE L'« HIGHER OF » APPLIQUEE A LA CHARGE LOCALE	4
1.2 PREOCCUPATION QUANT A UNE DOUBLE ALLOCATION	5
1.3 CATEGORIES DE PROJETS ET PARTAGE DES COUTS	6
1.4 PROJETS RESSOURCES ET POLITIQUE ENERGETIQUE DU GOUVERNEMENT	11
2 MODALITÉS DE LA POLITIQUE D'AJOUTS	15
2.1 NOMBRE D'ANNEES UTILISE POUR LE CALCUL DE L'ALLOCATION MAXIMALE	15
2.2 COUTS D'ENTRETIEN ET EXPLOITATION	17
ANNEXE 1 : ESTIMATION DE LA CONTRIBUTION REQUISE DU DISTRIBUTEUR (HORIZON DE 40 ANS).....	21
ANNEXE 2 : REMBOURSEMENT DE LA CONTRIBUTION LORS D'AJOUTS OU D'USAGE EN COMMUN.....	22
ANNEXE 3 : ESTIMATION DE LA CONTRIBUTION REQUISE DU DISTRIBUTEUR (HORIZON DE 40 ANS ET FRAIS D'EXPLOITATION À 10 %).....	23

Liste des tableaux

TABLEAU 1 IMPACT DU PARTAGE DES COUTS PAR OBJECTIFS	11
TABLEAU 2 ALLOCATION MAXIMALE POUR LES PROJETS ISSUS D'EXIGENCES GOUVERNEMENTALES (ANNEE 2014)	14
TABLEAU 3 CALCUL DE L'ALLOCATION MAXIMALE AVEC UNE DUREE DE VIE DE 40 ANS (ANNEE 2006)	16
TABLEAU 4 ALLOCATION MAXIMALE SELON DES DUREES DE 20 ET 40 ANS	17
TABLEAU 5 CALCUL DE L'ALLOCATION MAXIMALE SELON UN COUT D'ENTRETIEN ET EXPLOITATION DE 10 % AVEC UNE DUREE DE VIE DE 40 ANS (ANNEE 2006)	19
TABLEAU 6 ALLOCATION MAXIMALE SELON LE POURCENTAGE DES FRAIS D'ENTRETIEN ET EXPLOITATION PAR RAPPORT A L'INVESTISSEMENT (DUREE DE 40 ANS)	20

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Politique d'ajouts pour la charge locale : un cas d'exception en Amérique

1.1 Règle de l'« higher of » appliquée à la charge locale

La politique d'ajouts actuelle du Transporteur fait supporter à la charge locale une partie des investissements qui ailleurs auraient été intégrés dans les actifs du fournisseur de transport.

Un concept similaire est également bien implanté dans les politiques d'ajouts en Amérique du Nord. Il s'agit du concept de l'« higher of », établi de longue date par la FERC, voulant que les ajouts au réseau effectués pour les besoins des tiers n'affectent pas les clients de la charge locale, tout en permettant aux requérants de payer un juste prix pour ces ajouts et l'utilisation du réseau de transport existant. Ce concept s'appuie sur trois principes énoncés par la FERC :

« First, the native load customers of the utility providing transmission service should be held harmless. Second, transmission customers should be charged the lowest reasonable cost-based rate for third party firm transmission service. Third, the pricing should prevent the collection of monopoly rents by the transmission owner and promote efficient transmission decisions. »¹

L'application par le Transporteur de la règle de l'« higher of » ou de la neutralité tarifaire à la charge locale ne trouve pas écho ailleurs en Amérique du Nord ».²

“Tariff neutrality” refers to a policy implemented by the Régie in 2002 (Decision D-2002-95). The Régie defined tariff neutrality as a limit on the amount that HQT could add to rate base in providing new transmission services, for all transmission customers—above which customers would provide a direct contribution for the upgrade. It is my understanding that the Régie’s stated purpose behind its current tariff neutrality test is to treat the native load and point to-point customers the same way by subjecting both groups to the same HQT allowance. The current policy is unique among the Régie’s regulatory peers; it is also a method that no longer suits HQT’s current context as it subjects native load upgrades to a benchmark that is based on historical average cost. Regulatory precedent in other Canadian and US jurisdictions calls for the use of the prudent investment test to assure that the investments made on behalf of native load are reasonable.³ (nos soulignés)

Il importe donc de rappeler qu'a priori, en étant contrainte au même traitement de neutralité tarifaire que les clients du service point à point, la charge locale du Transporteur ne profite pas du même privilège que ses semblables en Amérique du Nord. Pourtant, si le réseau de transport existe pour les clients de point à point, c'est parce que la charge locale existe et « [l]es ajouts requis pour alimenter la charge locale permettent quant à eux au Distributeur de s'acquitter de son obligation de desservir ».⁴

¹ Northeast Utilities Service Company, Opinion 364-A, 58 FERC ¶ 61,070 (1992).

² R-3669-2008, Phase 1, HQT-15, document 1, page 15 et R-3738-2010, HQT-10, document 3, page 13.

³ R-3738-2010, HQT-10, document 5, page 17.

⁴ R-3738-2010, HQT-13, document 11.1., page 18.

UC rappelle finalement qu'on doit minimalement reconnaître un traitement équivalent sinon favorable à la charge locale en « partant du principe que la charge locale, [...] est ultimement responsable de l'ensemble des revenus requis de transport »⁵.

UC constate toutefois un historique règlementaire nettement défavorable à la charge locale.

1.2 Préoccupation quant à une double allocation

Le Transporteur propose d'intégrer les projets de ressources du Distributeur, découlant d'appels d'offres, de dispenses ou autres programmes d'achat, à l'agrégation des projets permettant le calcul annuel de la contribution de celui-ci.⁶

La proposition du Transporteur découle directement de la position adoptée par la Régie dans une décision antérieure.

[110] Par ailleurs, cet exercice doit aussi tenir compte des modalités relatives à l'examen des demandes d'autorisation des projets d'investissement soumises à la Régie. En particulier, les projets de raccordement de centrales, d'une part, et ceux d'intégration de charge ou d'interconnexions, d'autre part, font généralement l'objet de projets distincts et, en conséquence, d'un examen distinct par la Régie. Il en résulte une application en double de l'allocation maximale pour une même production transitée sur le réseau.

[111] Afin de remédier à cette situation, plusieurs options peuvent être envisagées, dont :

- *L'application de l'allocation maximale uniquement lors du raccordement de centrales;*
- *L'application de l'allocation maximale uniquement lors de l'intégration de la charge ou de l'interconnexion;*
- *L'application d'un pourcentage de l'allocation maximale lors du raccordement de centrales et d'un pourcentage lors de l'intégration de la charge ou de l'interconnexion. Par exemple, la proportion pourrait être 50 % dans chaque cas ou alors être déterminée selon une clef de répartition à définir.*

[112] La Régie conclut qu'il est nécessaire de réexaminer les modalités de l'appendice J des Tarifs et conditions afin de s'assurer que l'objectif recherché soit atteint, c'est-à-dire que les divers ajouts au réseau pour les besoins de la charge locale et ceux du service de point à point n'aient pas d'impact à la hausse sur les tarifs du Transporteur.⁷ (notre souligné)

Pourtant, la question de la double allocation est unique en Amérique comme le précise l'expert du Transporteur.

Veillez spécifier comment est traitée ailleurs en Amérique la question, soulevée par la Régie, de la double application de l'allocation maximale.

Réponse

The "double application" raised by the Régie is not an issue raised in jurisdictions in the U.S. and therefore Ms. Chang is not aware of any jurisdiction dealing with this issue.⁸

⁵ R-3738-2010, HQT-13, document 11.1, page 16.

⁶ HQT-1, document 1, page 14.

⁷ D-2009-071, page 28.

⁸ HQT-4 Document 7, page 5.

Veillez indiquer s'il est fréquent de traiter la charge locale sur le même pied que la clientèle point à point. Le cas échéant, veuillez fournir des exemples de juridiction où cette pratique est appliquée.

Réponse

As explained in Ms. Chang's testimony, FERC's primary policy objective at the time of restructuring was to ensure that transmission providers offered non-discriminatory open access to the transmission network while protecting existing transmission users from costs imposed by customers requesting transmission service that involve network upgrades. FERC's policy is to strike a proper balance of protecting load and point-to-point customers. In that sense, HQT's proposed network upgrade policy is also intended to strike the balance between protecting native load and point-to-point customers. [...]⁹

Force est de constater que non seulement la charge locale est de façon tout à fait exceptionnelle en Amérique, soumise au test de neutralité tarifaire par le Transporteur dans sa politique d'ajouts actuelle, mais les modifications proposées par Transporteur aggrave sa situation en n'allouant comme contribution aux projets ressources du Distributeur, selon les aléas des projets réalisés chaque année pour le maintien du réseau et la croissance des besoins, que la portion non utilisée des allocations maximales agrégées de ces derniers.

UC soumet que la proposition du Transporteur ne repose sur aucun principe reconnu. Lorsque comparée à ce qui prévaut dans les autres juridictions, elle vise essentiellement à minimiser la facture de transport des clients du service point à point au détriment des clients de la charge locale.

Inclure tous les projets du Distributeur dans l'agrégation annuelle des projets servant au calcul de la contribution annuelle « agrégation annuelle (charges et ressources) », soit ajouter les projets de ressources à l'agrégation actuellement utilisée pour les projets de croissance de charge, afin de limiter les coûts des investissements totaux assumés par le Transporteur au montant de l'allocation maximale liée à la croissance prévue sur 20 ans pour les postes satellites et les clients raccordés directement au réseau de transport.¹⁰ (notre souligné)

UC soumet que cette proposition est discriminatoire pour la charge locale et devrait être rejetée par la Régie.

1.3 Catégories de projets et partage des coûts

La proposition du Transporteur de ne reconnaître comme contribution propre au coût des projets ressources de la charge locale que la portion non utilisée des allocations maximales reconnues pour les autres projets du Distributeur est une proposition extrême qui suppose que la politique d'ajouts actuelle du Transporteur accorde véritablement une double allocation à la charge locale, ce qui, selon UC, est loin d'être démontré.

En effet, il n'existe, d'une part, aucune relation directe entre les projets de croissance de la demande et projets ressources du Distributeur.

⁹ HQT-4, document 5, page 19.

¹⁰ HQT-1, document 1, page 17

Le Transporteur ne peut établir de lien direct entre la mise en service d'un projet de ressources et celle d'un projet de poste satellite et ce, pour des raisons déjà invoquées dans le cadre de dossiers antérieurs, notamment les dossiers R-3669-2008 et R-3738-2010 :

« Dans le cas de l'alimentation de la charge locale, le Distributeur doit alimenter une très grande diversité de charges ayant des caractéristiques de livraison différentes, et ce, à partir d'un portefeuille de ressources ayant aussi des caractéristiques différentes. De plus, le Distributeur ne peut jamais identifier directement une ressource spécifique à l'alimentation d'une charge spécifique. »¹¹

D'autre part, les projets du Transporteur, tout en poursuivant souvent de multiples objectifs, satisfont, et pourront satisfaire, à l'avenir les besoins de multiples clients. C'est pourtant à partir d'un découpage arbitraire et statique d'une réalité commerciale en évolution que le principal client du Transporteur, qui n'est d'ailleurs pas une partie intéressée au présent dossier, recevra ou non une allocation de la part du Transporteur pour ses projets ressources.

Dans sa décision D-2014-117, le Régie indique

[57] La Régie juge pertinent de traiter du partage des coûts dans le cadre de projets appartenant à la fois à différentes catégories d'investissement dans le présent dossier, particulièrement dans le contexte de la planification intégrée des investissements, où de plus en plus de projets pourraient se trouver dans cette situation.

[58] La Régie requiert du Transporteur qu'il dépose une preuve complémentaire afin de préciser les modalités et critères de partage des coûts des projets appartenant à la fois à la catégorie d'investissements « Croissance des besoins » et aux catégories d'investissements ne générant pas de revenus, qu'il entend appliquer aux projets concernés. »¹²

Selon le Transporteur, la catégorisation des projets d'investissement s'effectue en fonction des objectifs des projets. Suivant ces objectifs, le Transporteur utilise quatre catégories d'investissement reconnues par la Régie, soit, dans l'ordre, « Croissance des besoins de la clientèle », « Maintien des actifs », « Maintien et amélioration de la qualité du service » et « Respect des exigences ».¹³ Seuls les projets de croissance des besoins de la charge locale sont toutefois visés par les modalités proposées de la politique d'ajouts. Or, lorsqu'il s'agit de projets d'envergure, l'attribution des coûts par le Transporteur en fonction des différentes catégories d'investissements devient difficile.

Cependant, dans une perspective d'optimisation de chacune de ses interventions, le Transporteur est appelé à réaliser de nombreux projets d'envergure dont les principales composantes contribuent à satisfaire simultanément des objectifs multiples de façon intégrée (« projets intégrés à objectifs multiples »). Ainsi, à titre d'exemple, des installations complètes et, à l'occasion, des sous-réseaux complets font parfois l'objet d'un remplacement global pour répondre à la fois à des objectifs de pérennité, de croissance et

¹¹ HQT-4, document 1, page 17.

¹² D-2014-117, page 15.

¹³ HQT-3, document 1, page 19.

d'amélioration de la qualité du service. Le mode d'attribution des coûts de tels projets entre les différentes catégories concernées s'avère plus complexe.¹⁴

La littérature sur le sujet indique effectivement qu'il puisse être souvent difficile d'attribuer de façon juste et équitable les coûts entre les catégories d'investissement.

Another practical difficulty with traditional distinctions between "reliability" and "economic" upgrades is the fact that almost all transmission projects in effect serve both purposes. At any point in time – and even more so over time – almost any project will lower the risks of interruptions by some degree, and almost every upgrade justified for reliability concerns will inevitably yield at least some economic benefits as well.

Furthermore, because transmission exhibits large economies of scale and high transaction costs – that is to say, as a general proposition larger capacity projects have much lower permegawatt ("MW") costs – it usually makes sense to accommodate both reliability and economic opportunities within a single project rather than piece-meal. Finally, because transmission assets are extremely long-lived, lines that are unnecessary for meeting forecasted peak demand today will become part of the portfolio of assets maintaining supply demand balance far into the future.¹⁵ (notre souligné)

Le Transporteur a été interrogé sur la façon dont était prise en compte la multiplicité des objectifs des projets d'investissement ou encore la possibilité que ces projets bénéficient à l'avenir à d'autres clients. UC note la difficulté, voire l'impossibilité, d'attribuer la juste portion des coûts de projets aux clients actuels et futurs qui en profiteront.

Selon le Transporteur, un projet associé à la croissance de la demande de la charge locale (autre qu'un projet ressource) pourrait-il a posteriori être considéré comme un projet de pérennité du réseau?

Réponse

La catégorisation d'un projet est généralement établie à l'étape d'avant-projet et n'est pas modifiée a posteriori. Comme indiqué à la pièce HQT-3, Document 1, section 7.2, cette catégorisation s'effectue en fonction des objectifs du projet.¹⁶

Please explain why it is not possible or reasonable to require future beneficiaries of current period investments, funded in part by current period customer contributions, to contribute to the cost of the upgrade when they obtain the benefit therefrom.

Réponse

Comme indiqué à la pièce HQT-3, Document 1, pages 24 et 25, certaines ajouts au réseau procurent des bénéfices directs ou indirects à des utilisateurs existants ou futurs, autres que le demandeur ayant déclenché l'investissement. Il est cependant raisonnable de penser que ces utilisateurs seraient enclins à contester toute mesure visant à leur faire supporter une part des coûts des ajouts non requis pour leurs besoins en service de

¹⁴ HQT-3, document 1, page 20.

¹⁵ On Allocating the Costs of New Transmission Investment: Practice and Principles, A White Paper Prepared by The Blue Ribbon Panel on Cost Allocation For WIRES, the Working group for Investment in Reliable and Economic electric Systems, September 2007, pages 14 et 15. http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/Rapp_5-07_v4.pdf (consulté le 20 novembre 2014).

¹⁶ HQT-4, document 7, page 5.

transport ou de raccordements de centrales, au motif, notamment qu'ils ne sont pas partie prenante à la décision d'effectuer de tels ajouts au réseau.

*Ainsi, en situation de capacité de transport disponible, le Transporteur ne saurait attribuer, de façon raisonnable, une partie du coût des ajouts déclenchés par une demande précédente, sur la base qu'un demandeur bénéficie aujourd'hui d'un service de transport sans ajout au réseau. Même si un demandeur acceptait de payer un coût plus élevé pour le bénéfice qu'il consomme aujourd'hui, le Transporteur devrait être en mesure d'identifier lequel des ajouts passés est à l'origine de cette capacité disponible et poser les hypothèses adéquates permettant de ramener le coût encouru alors à une valeur courante.*¹⁷

Dans la perspective où, pour combler les besoins en puissance de la charge locale en hiver seulement (4 mois par année), une nouvelle ressource était raccordée au réseau du Transporteur, comment serait intégré ce projet ressource à l'agrégation des projets permettant le calcul annuel de la contribution du Distributeur si ce projet ressource est client du service point à point le reste de l'année?

Réponse

*Dans l'exemple présenté par l'intervenant, il pourrait être envisagé qu'une portion des coûts du projet soit intégrée à l'agrégation des projets du Distributeur, au prorata de la production utilisée pour rencontrer les besoins de la charge locale et ce, selon les étapes proposées pour déterminer les coûts des projets de ressources qui sont admissibles à l'intégration dans l'agrégation.*¹⁸ (nos soulignés)

Déjà, le partage des coûts entre les bénéficiaires actuels et futurs d'un projet n'est pas sans soulever de discussions. Dans le cadre de la demande d'autorisation du Transporteur relative au projet à 735 kV de la Chamouchouane - Bout-de-l'Île l'appariement entre le projet et les besoins comblés ou à combler laisse place à une grande zone d'arbitraire, comme le démontrent les extraits suivants.

Tel qu'il est requis dans le cadre d'un ajout structurant comme celui d'une nouvelle ligne à 735 kV, le Transporteur a considéré, aux fins de l'évaluation de la robustesse respective des solutions envisagées, des besoins éventuels estimés qui correspondent aux conditions les plus probables de développement du réseau, en fonction des projets ayant à l'époque le plus grand potentiel de réalisation, sans pour autant perdre de vue que ces besoins pourraient se manifester autrement.

*Le Projet n'a donc pas pour objectif de combler d'éventuels besoins. Le Transporteur réitère à cet égard qu'il ne peut préciser de tels besoins à cette date et que ceux-ci pourraient se manifester de différentes façons, comme précisé en réponse de la question 2.4 de la demande de renseignement no 2 de la Régie.*¹⁹

[...] le Transporteur réitère qu'il ne peut savoir, exception faite des projets déjà recommandés ou en cours de réalisation au moment de l'étude, quels besoins spécifiques

¹⁷ HQT-4, document 3, page 18

¹⁸ HQT-4, document 7, page 4.

¹⁹ R-3887-2014, HQT-6, document 1, page 19.

se matérialiseront ultérieurement, en termes de charge, de production, de mise en service et de localisation géographique.²⁰

En filigrane de ce dossier, plusieurs intervenants s'interrogent sur la réelle finalité de la nouvelle ligne de transport, peut-être en reportant cet investissement sera-t-il plus aisé de l'associer au bon « demandeur »?²¹ (nos soulignés)

UC considère que la politique d'ajouts proposée du Transporteur devrait permettre un appariement plus précis entre les différents clients, actuels et futurs, d'un projet d'investissement. Par analogie et en prenant le contexte de prolongement de réseau au niveau de la distribution, les conditions de service du Distributeur prévoient explicitement une telle situation afin de rembourser à un client une partie des coûts de prolongement de réseau qu'il a payés lorsque la ligne est utilisée par un nouveau client.²²

En effet, dans tous les cas des figures où des objectifs multiples seront poursuivis par un projet d'investissement du Transporteur, l'attribution des coûts entre les différentes catégories de projets et de clientèles risque de se répercuter sur le montant résiduel qui pourra être alloué aux projets ressources. Par exemple, lorsque le Transporteur reçoit des demandes de clients différents qui sont concomitantes et qu'il choisit de combiner leurs besoins respectifs afin d'identifier une solution technique globale, il attribue aux clients du service de transport une partie des coûts de la solution technique globale retenue selon l'ordonnancement chronologique de leurs besoins, jusqu'à concurrence du montant de leur propre solution technique élaborée initialement et ce, jusqu'à la pleine valeur de l'objectif commun qui leur a été attribuée.²³

UC se demande quel moyen existe et existera pour s'assurer que la « l'ordonnancement chronologique des besoins » n'est pas et ne sera pas instrumentalisée par les principaux clients du Transporteur, le Distributeur et le Producteur, pour faire supporter à l'un ou l'autre une part plus importante des investissements.

Le Tableau 1 illustre pour un même projet, deux répartitions ou partages annuels de coûts d'un projet de 100 MW étant donné une allocation maximale de 500 \$. Dans le premier cas, le projet est complètement associé à la charge locale. Il se dégage un écart de 45 M\$ qui permet d'intégrer complètement les coûts de 15 M\$ du projet ressource.

²⁰ R-3887-2014, HQT-3, document 1, page 7

²¹ R-3887-2014, C-AHQ-ARQ-0018, page 7.

²² Voir l'annexe 2.

²³ HQT-4, document 3, page 15.

Tableau 1
Impact du partage des coûts par objectifs

	MW	Allocation \$/kW	Allocation M\$	Coût M\$	Écart M\$
Partage 1 (100 %)					
Projet croissance des besoins	100	500	50	5	45
Projet ressource	10			30	
Total besoin et ressource				15	
Partage 2 (50 %)					
Projet croissance des besoins	50	500	25	2,5	22,5
Projet ressource	10			30	
Total besoin et ressource				-7,5	

Dans le second cas, la moitié du projet seulement est associé à la charge locale. L'écart de 22,5 M\$ ne permet pas d'intégrer le coût du projet ressource et une contribution supplémentaire de 7,5 M\$ sera exigée du Distributeur.

Puisque le partage des coûts entre les différentes clientèles du Transporteur aura des répercussions sur les montants disponibles pour intégrer les projets ressources de la charge locale, UC soumet qu'ultimement, pour les années où des coûts importants d'intégration de projets ressources se manifesteront pour la charge locale, le Distributeur aurait un intérêt à se voir attribuer une portion importante des projets qui répondent aux besoins de plusieurs clients et dont les coûts réels sont en deçà de l'allocation totale.

Selon UC, la proposition actuelle du Transporteur est à cet égard illogique et injuste et devrait être rejetée comme telle par la Régie.

1.4 Projets ressources et politique énergétique du gouvernement

La proposition du Transporteur ne s'appliquera que pour les prochains projets ressources du Distributeur exception faite des projets découlant des trois appels d'offres éoliens du Distributeur puisque la Régie a réservé dans les décisions dont ces projets ont fait l'objet, ses décisions relatives au calcul de la contribution du Distributeur²⁴.

Or, sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2013-2024 du Distributeur, les ajouts au réseau de transport de type projet ressource qui seront réalisés pour le compte de la charge locale sont essentiellement des projets de production éolienne commandés par le gouvernement²⁵ alors que le Distributeur se retrouve en surplus énergétique,

La conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre se traduit par des surplus énergétiques plus importants que ceux prévus il y a trois ans. Ils s'élèvent dorénavant à 75,0 TWh pour la période 2014-2023, même après le déploiement des moyens de gestion [..].²⁶

²⁴ D-2007-141, page 26, D-2011-166, pages 8 et 9, D-2014-045, page 23.

²⁵ Voir les décrets D-1149-2013 et D-1150-2013 par exemple, pour un l'appel d'offres de 450 MW supplémentaires d'énergie éolienne.

²⁶ R-3864-2013, HQD-1, document 1, page 6.

UC a d'ailleurs questionné le Transporteur à ce sujet :

Lors de l'intégration des 450 MW de nouveaux projets éoliens dont il est question au Décret 1149-2013, le Transporteur prévoit-il un calcul particulier de « agrégation annuelle (charges et ressources) » étant donné que ces projets de production éolienne ne serviront pas la croissance de charge compte tenu des d'approvisionnement du Distributeur, conséquemment, n'auront pas de « contrepartie » qui aurait mené à une double application de l'allocation maximale pour une même production transitée sur le réseau?

Voir la réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements numéro 1 de la Régie à la pièce HQT-4, Document 1. De plus, le Transporteur réitère que la puissance installée des projets de ressources du Distributeur est uniquement utilisée aux fins de l'établissement des coûts admissibles à être intégrés à l'agrégation des projets de ce dernier.²⁷

Or, l'intégration des projets éoliens au réseau du Transporteur résulte de la Stratégie énergétique 2006-2015 du gouvernement du Québec.

La mise en valeur de la filière éolienne est donc une bonne décision à la fois sur les plans énergétique, économique et environnemental. L'objectif de 4 000 MW est ambitieux mais réalisable, compte tenu du potentiel du Québec et des progrès réalisés dans les technologies de production. Les investissements qui y sont liés vont directement profiter aux régions ressources. La priorité accordée par le gouvernement à l'énergie éolienne est une illustration directe de son engagement en faveur du développement durable.²⁸

Sans cette Stratégie énergétique, il n'y aurait pas eu de projets éoliens à intégrer au réseau du Transporteur puisqu'ils ne se seraient vraisemblablement pas qualifiés dans un appel d'offres d'approvisionnement du Distributeur puisque trop coûteux. Le Transporteur a d'ailleurs déjà fait état de l'impact de cette stratégie sur les besoins de transport à combler.

Ainsi, dans l'état actuel du réseau de transport, les projets visant à intégrer la croissance, même minime, entraînent des solutions d'intégration coûteuses et dont la faisabilité économique pourrait être facilitée, selon le cas, par la réalisation d'économies d'échelle. De plus, le Transporteur doit composer avec de puissants vecteurs d'évolution des besoins en transport. Parmi ceux-ci, on note l'amorce d'une période de forte croissance des besoins de transport des clients. Aussi, on doit noter l'intégration croissante de nouvelles sources d'énergie renouvelables aux caractéristiques particulières, notamment pour rencontrer les cibles établies par le gouvernement du Québec, dans la mise en œuvre de sa stratégie énergétique, qui posent des défis d'intégration et de gestion de réseau importants pour le Transporteur.²⁹ (note de bas de page omise et notre souligné)

UC ne peut s'empêcher d'établir un parallèle entre la proposition du Transporteur et un volet de l'ordonnance 1000 de la FERC concernant le traitement qui doit être accordé aux projets de type « public policy ».

²⁷ HQT-4, document 7, page 5.

²⁸ <http://www.mern.gouv.qc.ca/publications/energie/strategie/strategie-energetique-2006-2015.pdf>, page 30 (consulté le 14 novembre 2014).

²⁹ R-3738-2010, HQT-10, document 3, page 7.

In reaching this conclusion, the Commission has balanced competing interests of various segments of the industry and designed a package of reforms that, in our view, will support the development of those transmission facilities identified by each transmission planning region as necessary to satisfy reliability standards, reduce congestion, and allow for consideration of transmission needs driven by public policy requirements established by state or federal laws or regulations (Public Policy Requirements). By “state or federal laws or regulations,” we mean enacted statutes (i.e., passed by the legislature and signed by the executive) and regulations promulgated by a relevant jurisdiction, whether within a state or at the federal level.³⁰

L'ordonnance 1000 ouvre la porte sur l'utilisation de méthode de calculs ou d'allocation différentes par types de projets.

The costs must be allocated “in a manner that is at least roughly commensurate with estimated benefits.” The benefits include reliability, production cost savings, congestion relief, and meeting public policy requirements.

Different cost allocation methods can be used for different types of transmission projects. For example, the transmission entity has the option, but not the requirement, to establish different cost allocation mechanisms in their tariff for projects designed for reliability versus projects associated with public policy requirements.³¹ (nos soulignés)

Bien que la Régie ne soit pas liée par les ordonnances de la FERC, les implications de l'ordonnance 1000 sur l'allocation des coûts sont intéressantes dans le contexte actuel où le Transporteur retire de façon prospective aux projets ressources du Distributeur la possibilité de profiter pleinement de l'allocation maximale.

UC comprend que l'ordonnance 1000 de la FERC a entre autres pour objectif de favoriser l'intégration des projets d'énergie renouvelable. UC soumet également que la proposition du Transporteur, en ce qui a trait à l'intégration des projets ressources du Distributeur exigés par le gouvernement, va dans une direction diamétralement opposée à celle de la FERC.

Selon UC, la prise en compte des exigences gouvernementales pourrait se faire en modulant le taux d'actualisation utilisée pour le calcul de l'allocation maximale. Par exemple, l'utilisation d'un taux inférieur au coût moyen du capital prospectif³² utilisé par le Transporteur pour les projets qui découlent d'un décret gouvernemental aurait pour conséquence d'augmenter l'allocation maximale consentie et de faire supporter par l'ensemble des clients du Transporteur le coût des politiques gouvernementales.

À titre illustratif, le Tableau 2 présente l'impact de la diminution de 0,5 % du coût moyen du capital prospectif utilisé pour calculer l'allocation maximale et ce, pour des horizons de récupération de coût de 20 et 40 ans.

³⁰ Federal Energy Regulatory Commission, Docket No. RM10-23-000; Order No. 1000, Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities, page 8.

³¹ http://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive2/PUB_EnergyCommittees_0512.pdf (consulté le 13 novembre 2014)

³² Par exemple, un taux d'actualisation plus bas aurait pour conséquence d'accorder une plus grande valeur aux futurs revenus associés à des projets d'énergie éolienne issus des appels d'offres décrétés par le gouvernement.

Tableau 2
Allocation maximale pour les projets issus d'exigences gouvernementales (année 2014)

	Horizon considéré	
	20 ans	40 ans
Coût moyen du capital prospectif -0,5% (5,166%)	625	819
Coût moyen du capital prospectif (5,666%)	598	772

Dans l'hypothèse où la Régie rejetait l'actuelle proposition du Transporteur sur la politique d'ajouts tel recommandé précédemment, UC invite la Régie à intégrer dans sa décision une réflexion qui s'inspirerait de l'ordonnance 1000 de la FERC et qui permettrait, de façon prospective, l'application d'une allocation maximale particulière pour les projets ressources de la charge locale associés à une demande gouvernementale.

En revanche, si la Régie acceptait le principe sous-jacent à la proposition du Transporteur soit d'intégrer les coûts des projets ressources de la charge locale dans l'agrégation de ses projets de croissance et de maintien du réseau, UC soumet dans la prochaine section ses recommandations à cet égard.

2 Modalités de la politique d'ajouts

2.1 Nombre d'années utilisé pour le calcul de l'allocation maximale

L'allocation calculée par le Transporteur assure la neutralité tarifaire compte tenu des revenus additionnels générés sur une période de 20 ans. Même s'il « convient également de noter que la charge locale, dont la croissance se matérialise graduellement sur l'horizon considéré par l'allocation maximale, demeure dans les faits bien au-delà de la période de 20 ans utilisée pour établir cette allocation.³³

Par exemple, une période de 40 ans pourrait dans certaines circonstances paraître intéressante, notamment pour la charge locale dont la présence anticipée est à long terme ou, pour un client de transport de point à point, visant à signer des conventions de transport de longue durée (plus de 20 ans). Dans de tels cas, la couverture des coûts auprès du client ayant demandé l'ajout requiert de celui-ci une présence à long terme sur le réseau.³⁴ (notre souligné)

Sur la base d'une durée de 20 ans appliquée pour assurer la neutralité tarifaire compte tenu du tarif de transport en vigueur, le Transporteur évalue qu'avec la politique d'ajouts qu'il propose en ce qui concerne les projets ressources de la charge locale, le Distributeur aurait une contribution additionnelle estimée à 441,1 M\$, majorée des frais d'entretien et d'exploitation.³⁵

UC a estimé, de façon sommaire et au meilleur de ses connaissances, pour chaque année depuis 2006, l'allocation maximale pour la charge locale spécifique à la croissance prévue basée sur une durée de 40 ans à partir des paramètres financiers associés³⁶. Le Tableau 3 présente le calcul pour l'année 2006. L'allocation pour chacun des années subséquentes a été calculée de façon similaire.

³³ HQT-1, document 1, page 15

³⁴ HQT-4, document 1, page 8.

³⁵ HQT-1, document 1, (révisé au 31 octobre) pages 15.

³⁶ UC a cependant utilisé sur toute la période un amortissement linéaire de l'investissement.

Tableau 3
Calcul de l'allocation maximale avec une durée de vie de 40 ans
(année 2006)

Allocation maximale pour l'année 2006								
Investissement (\$/kW)								631
Coût moyen pondéré du capital prospectif ¹								6,800%
Exploitation et entretien annuel ²								1,10%
Taxe sur le capital ³								2005 0,60%
								2006 0,53%
								2007 0,49%
								2008 0,36%
								2009 0,29%
Taxes sur les services publics ⁴								0,55%
Nombre d'années								40
Année	Actif net ⁴	Amortissement	Coût du capital	Sous-total	Exploitation et entretien	Taxe sur les services publics	Taxe sur le capital	Coût annuel
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$/kW)
2005	615	16	43	59	7	3	4	72,90
2006	600	16	42	58	7	3	3	71,21
2007	584	16	41	57	7	3	3	69,73
2008	568	16	40	55	7	3	2	67,74
2009	552	16	39	54	7	3	2	66,12
2010	537	16	38	53	7	3	2	64,92
2011	521	16	36	52	7	3	2	63,71
2012	505	16	35	51	7	3	2	62,50
2013	489	16	34	50	7	3	1	61,30
2014	473	16	33	49	7	3	1	60,09
2015	458	16	32	48	7	3	1	58,89
2016	442	16	31	47	7	3	1	57,68
2017	426	16	30	46	7	2	1	56,48
2018	410	16	29	45	7	2	1	55,27
2019	395	16	28	44	7	2	1	54,06
2020	379	16	27	43	7	2	1	52,86
2021	363	16	26	42	7	2	1	51,65
2022	347	16	25	40	7	2	1	50,45
2023	331	16	24	39	7	2	1	49,24
2024	316	16	23	38	7	2	1	48,04
2025	300	16	21	37	7	2	1	46,83
2026	284	16	20	36	7	2	1	45,63
2027	268	16	19	35	7	2	1	44,42
2028	252	16	18	34	7	1	1	43,21
2029	237	16	17	33	7	1	1	42,01
2030	221	16	16	32	7	1	1	40,80
2031	205	16	15	31	7	1	1	39,60
2032	189	16	14	30	7	1	1	38,39
2033	174	16	13	29	7	1	1	37,19
2034	158	16	12	28	7	1	1	35,98
2035	142	16	11	27	7	1	0	34,77
2036	126	16	10	25	7	1	0	33,57
2037	110	16	9	24	7	1	0	32,36
2038	95	16	8	23	7	1	0	31,16
2039	79	16	6	22	7	1	0	29,95
2040	63	16	5	21	7	0	0	28,75
2041	47	16	4	20	7	0	0	27,54
2042	32	16	3	19	7	0	0	26,34
2043	16	16	2	18	7	0	0	25,13
2044	0	16	1	17	7	0	0	23,92
Valeur actualisée				631				
¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2005-63								
² Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 15 % de l'investissement								
^{3 et 4} Taxes sur les services publics et taxes sur le capital telles qu'apparaissant à la pièce HQT-4, document 1 page 38 (R-3549-2004)								

Le Tableau 6 présente quant à lui les allocations maximales pour les années de l'horizon 2006-2014.

Tableau 4
Allocation maximale selon des durées de 20 et 40 ans

	Allocation maximale (\$/kW)	
	20 ans	40 ans (estimation UC)
D-2006-066	560	631
D-2007-008	570	648
D-2008-019	574	653
D-2009-015	622	717
D-2010-032	596	767
D-2011-039	566	725
D-2012-059	571	736
D-2014-035	598	771

Note: L'estimation d'UC tient compte, du coût moyen pondéré du capital prospectif, du tarif de transport et des taxes sur le capital jusqu'en 2010 associés à chaque décision. De plus, les coût d'entretien et d'exploitation annuels sont calculés à partir du coût moyen pondéré du capital prospectif et de la durée de 40 ans afin d'obtenir une valeur actualisée de 15%. Pour toutes les années, l'investissement a été amorti sur une base linéaire.

À partir de ces nouvelles allocations maximales, l'écart pluriannuel du Distributeur passerait d'un solde négatif de 444,1 M\$ à un solde positif de 17 M\$³⁷, majoré des frais d'entretien et d'exploitation.

Parce qu'aux fins réglementaires, la durée d'utilité des actifs de transport peut s'étendre jusqu'à 40 ans pour les postes et jusqu'à 50 ans pour les lignes³⁸ et compte tenu du fait que la charge locale générera des revenus bien au-delà de l'horizon de 20 ans, UC recommande à la Régie l'utilisation d'un horizon de 40 ans dans le calcul de l'allocation maximale des projets de la charge locale.

2.2 Coûts d'entretien et exploitation

Dans son calcul de l'allocation maximale pouvant être consentie à un projet d'investissement réalisé pour la croissance des besoins d'un client, le Transporteur utilise dans sa politique d'ajouts actuelle un coût d'entretien et exploitation représentant 15 % de l'investissement. Il propose le statu quo quant à ce paramètre sur la base des coûts réels de 2012.

*Pour l'année 2012, les coûts d'exploitation et d'entretien sont de 9,11 \$/kW (380,2 M\$/41 744 MW), ce qui correspond sur une base annuelle à 1,6 % de l'investissement. Les données utilisées pour illustrer cette proportion sont les coûts directs d'exploitation et de maintenance de même que la somme des besoins de transport prévus. Actualisés sur une période de 20 ans avec un taux du coût moyen pondéré du capital prospectif de 5,698 % pour l'année 2012, ces coûts correspondent à 19 % de l'investissement. Ainsi, le Transporteur propose de maintenir le taux pour les coûts d'exploitation et d'entretien à 15 % de l'investissement.*³⁹

³⁷ Différence entre le montant prévu de 272 M\$ à l'annexe 1 et les montants projetés prévus dans le dossier R -3823-2012 à la pièce HQT-12, document 2, page 13 pour 2013 et 2014 de 289,4 M\$. Comme indiqué à l'annexe 1, l'écart pluriannuel est le résultat d'un calcul simplifié.

³⁸ HQT-3, document 1, page 10.

³⁹ HQT-3, document 1, pages 10 et 11.

UC soumet toutefois que les coûts d'entretien et exploitation observés sur des actifs vieillissants ne peuvent être comparés aux coûts à venir pour un nouvel actif. En effet, le réseau vieillissant du Transporteur exige des travaux de maintenance importants et récurrents.

*C'est ce que j'essayais de décrire tout à l'heure, en montant la tendance pour les années deux mille quinze (2015) et suivantes au niveau soit des investissements, ou encore de la maintenance qu'on va faire en raison d'un réseau qui est vieillissant. Alors on sait qu'il va y avoir une pression sur les charges en raison du vieillissement, et en raison également des activités en pérennité qu'on va faire.*⁴⁰ (notre souligné)

Toutefois, le Transporteur indique qu'il cherche à améliorer ses façons de faire en matière de gestion d'actif comme il l'annonce dans sa demande tarifaire en cours.

*Si les prévisions des années 2014 et 2015 s'avèrent justes, le Transporteur aura réalisé des gains cumulatifs récurrents aux CNE de 120,4 M\$, ce qui aura permis de limiter l'évolution de ces charges d'environ 14 % depuis 2008. Au terme de changements importants depuis 2012, les gains couvrant l'horizon 2013-2015 de la présente demande s'élèvent à 27,5 M\$ dans un contexte opérationnel complexe et exigeant comportant d'importants défis d'appropriation. Cette performance reflète une gestion active de la force de travail et des façons de faire du Transporteur.*⁴¹ (notre souligné)

*La stratégie de gestion des actifs prévoit un vieillissement croissant du réseau et une hausse du risque de bris des équipements. Le succès de cette stratégie passe par un contrôle du risque associé à cette hausse qui se traduira par une augmentation en heures et en coûts de maintenance donnant lieu à une pression accrue sur les CNE du Transporteur. Une fois les défis de mise en œuvre relevés, tout gain de productivité découlant de l'ordonnancement de ses activités permettra la réalisation d'un nombre croissant d'interventions de maintenance systématique, conditionnelle, corrective et ciblée.*⁴² (notre souligné)

Dit autrement, UC soumet que le passé ne peut être garant de l'avenir en ce qui a trait aux dépenses d'entretien et d'exploitation.

À titre illustratif, UC a estimé quelles auraient été depuis 2006 les allocations maximales si un coût d'entretien et exploitation représentant 10 % de l'investissement avait été utilisé⁴³. Le Tableau 5 présente le calcul pour l'année 2006. L'allocation pour chacun des années subséquentes a été calculée de façon similaire.

⁴⁰ R-3903-2014, NS du 24 novembre 2014, page 72.

⁴¹ R-3903-2014, HQT-3, document 3, pages 7 et 8.

⁴² R-3903-2014, HQT-3, document 1, page 16.

⁴³ Le taux de 10 % a été choisi uniquement afin de fournir un scénario contrasté par rapport à la situation actuelle.

Tableau 5
Calcul de l'allocation maximale selon un coût d'entretien et
exploitation de 10 % avec une durée de vie de 40 ans
(année 2006)

Allocation maximale pour l'année 2006								
Investissement (\$/kW)								652
Coût moyen pondéré du capital prospectif ¹								6,800%
Exploitation et entretien annuel ²								0,73%
Taxe sur le capital ³								2005 0,60%
								2006 0,53%
								2007 0,49%
								2008 0,36%
								2009 0,29%
Taxes sur les services publics ⁴								0,55%
Nombre d'années								40

Année	Actif net ⁴	Amortissement	Coût du capital	Sous-total	Exploitation et entretien	Taxe sur les services publics	Taxe sur le capital	Coût annuel
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$/kW)
2005	636	16	44	61	5	4	4	72,90
2006	619	16	43	60	5	3	3	71,16
2007	603	16	42	58	5	3	3	69,63
2008	587	16	41	57	5	3	2	67,57
2009	570	16	40	56	5	3	2	65,90
2010	554	16	39	55	5	3	2	64,65
2011	538	16	38	54	5	3	2	63,41
2012	522	16	37	53	5	3	2	62,16
2013	505	16	35	52	5	3	2	60,92
2014	489	16	34	51	5	3	1	59,67
2015	473	16	33	50	5	3	1	58,43
2016	456	16	32	48	5	3	1	57,18
2017	440	16	31	47	5	3	1	55,94
2018	424	16	30	46	5	2	1	54,69
2019	407	16	29	45	5	2	1	53,45
2020	391	16	28	44	5	2	1	52,20
2021	375	16	27	43	5	2	1	50,96
2022	359	16	25	42	5	2	1	49,71
2023	342	16	24	41	5	2	1	48,47
2024	326	16	23	40	5	2	1	47,22
2025	310	16	22	38	5	2	1	45,98
2026	293	16	21	37	5	2	1	44,73
2027	277	16	20	36	5	2	1	43,49
2028	261	16	19	35	5	2	1	42,24
2029	244	16	18	34	5	1	1	41,00
2030	228	16	17	33	5	1	1	39,75
2031	212	16	16	32	5	1	1	38,51
2032	196	16	14	31	5	1	1	37,26
2033	179	16	13	30	5	1	1	36,02
2034	163	16	12	28	5	1	1	34,77
2035	147	16	11	27	5	1	0	33,53
2036	130	16	10	26	5	1	0	32,28
2037	114	16	9	25	5	1	0	31,04
2038	98	16	8	24	5	1	0	29,79
2039	81	16	7	23	5	1	0	28,54
2040	65	16	6	22	5	0	0	27,30
2041	49	16	4	21	5	0	0	26,05
2042	33	16	3	20	5	0	0	24,81
2043	16	16	2	19	5	0	0	23,56
2044	0	16	1	17	5	0	0	22,32
Valeur actualisée				652				

¹ Coût moyen pondéré du capital prospectif selon la décision D-2005-63
² Frais d'entretien et d'exploitation correspondant à 10 % de l'investissement
³ et ⁴ Taxes sur les services publics et taxes sur le capital telles qu'apparaissant à la pièce HQT-4, document 1 page 38 (R-3549-2004)

Le Tableau 6 présente quant à lui les allocations maximales ainsi calculées pour les années de l'horizon 2006-2014.

Tableau 6
Allocation maximale selon le pourcentage des frais d'entretien et exploitation
par rapport à l'investissement (durée de 40 ans)

	Entretien et d'exploitation 15 %	Entretien et d'exploitation 10 %
2006	631	652
2007	648	669
2008	653	675
2009	717	741
2010	767	793
2011	725	750
2012	736	762
2014	771	798

Note: L'estimation d'UC tient compte, du coût moyen pondéré du capital prospectif, du tarif de transport et des taxes sur le capital jusqu'en 2010 associés à chaque décision. De plus, les coût d'entretien et d'exploitation annuels sont calculés à partir du coût moyen pondéré du capital prospectif et de la durée de 40 ans afin d'obtenir une valeur actualisée de 15% ou 10% selon le cas

En outre, à partir de ces nouvelles allocations maximales, l'écart pluriannuel du Distributeur sur 40 ans passerait d'un solde positif de 17 M\$ à un solde positif de 98 M\$⁴⁴.

Si la Régie décidait d'approuver la politique d'ajouts au réseau proposée par le Transporteur qui pénalise durement la charge locale, UC lui recommande à tout le moins, l'utilisation d'un horizon de 40 ans et d'un coût d'entretien et exploitation inférieur à 15 % dans le calcul de l'allocation maximale des projets de la charge locale.

Selon UC, cette façon de faire aurait à tout le moins le mérite d'atténuer l'impact de la politique d'ajouts proposé pour les projets ressources de la charge locale compte tenu du traitement exceptionnellement défavorable qui lui est réservé, lorsque comparé à ce qui est réservé ailleurs en Amérique pour les charges locales.

⁴⁴ Différence entre le montant prévu de 191 M\$ à l'annexe 3 et les montants projetés prévus dans le dossier R-3823-2012 à la pièce HQT-12, document 2, page 13 pour 2013 et 2014 de 289,4 M\$. Comme indiqué à l'annexe 3, l'écart pluriannuel est le résultat d'un calcul simplifié.

Annexe 1 : Estimation de la contribution requise du Distributeur (horizon de 40 ans)

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Croissance totale sur 40 ans en MW-Charges	865	106	369	460	429	229	230	551	190
Allocation maximale de HQT en M\$-Charges	546	69	241	330	329	166	169	406	147
Total des investissements de HQT en M\$ - Charges	143	58	140	173	170	126	105	296	389
Total des investissements de HQT en M\$ - Ressources	26	18	62	122	22	214	210	231	169
Écart annuel	377	-7	39	35	137	-174	-146	-121	-411
Écart pluriannuel	377	370	409	444	581	407	261	140	-272

L'estimation de l'allocation maximale de HQT en M\$ pour chaque année a été réalisée en utilisant la mise à jour des MW additionnels de chaque année qui apparaît à l'annexe 1 de HQT-1, document 1 et en la multipliant par l'allocation maximale 40 ans calculée par UC et présentée au Tableau 4. Par exemple, pour l'année 2006, l'allocation maximale est de

$$864,7 \text{ MW} * 631 \text{ \$/kW} = 546 \text{ \$}.$$

Il s'agit d'une estimation simplifiée qui peut toutefois être considérée comme un bon ordre de grandeur.

Le calcul d'UC ne peut tenir compte, par exemple, des détails fournis par le Distributeur sur ses évaluations annuelles :

Pour la croissance de charge, l'agrégation porte sur les évaluations de la contribution requise du Distributeur qui ont été déposées dans les demandes tarifaires ayant fait l'objet de décisions de la Régie. Pour les projets de postes satellites, le Transporteur applique l'allocation maximale en vigueur à l'année de mise en service, laquelle correspond à l'année à laquelle le projet est intégré dans l'agrégation. Le Transporteur mentionne également que pour les projets réalisés afin d'alimenter des charges de clients du Distributeur raccordés au réseau de transport, il applique l'allocation maximale en vigueur au moment de la signature, avec le Distributeur, de l'entente interne de raccordement.

Si l'alimentation de la charge d'un client du Distributeur est demandée pour une période inférieure à 20 ans, le Transporteur applique une allocation inférieure à l'allocation maximale, tel que prévu à la section E de l'appendice J des Tarifs et conditions.

En ce qui a trait à l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport, la portion des coûts des projets pouvant être intégrée à l'agrégation de projets, et donc être potentiellement couverte par les montants maximaux pour les postes satellites et les clients raccordés directement sur le réseau de transport, est établie en fonction de l'allocation maximale qui était en vigueur dans les Tarifs et conditions au moment de la signature de l'entente administrative avec le Distributeur, comme le souhaite la Régie.⁴⁵ (notre souligné)

⁴⁵ HQT-4, document 3, page 12.

Annexe 2 : REMBOURSEMENT DE LA CONTRIBUTION LORS D'AJOUTS OU D'USAGE EN COMMUN

SECTION 5 – REMBOURSEMENT DE LA CONTRIBUTION LORS D'AJOUTS OU D'USAGE EN COMMUN

Modalités de remboursement

16.12 Pour les cinq (5) années suivant la date de la signature de l'entente de contribution, le raccordement d'une nouvelle installation électrique permanente à la partie de ligne pour laquelle le requérant a payé une contribution donne droit à un remboursement établi en fonction de l'allocation prévue pour l'usage de la nouvelle installation conformément aux tarifs d'électricité en vigueur à la date du raccordement de l'ajout. Le montant alloué est versé au requérant durant la période de cinq (5) ans s'il en fait la demande, ou à la fin de la période de cinq (5) ans.

Le montant alloué pour usage autre que domestique ou pour une exploitation agricole est établi en fonction de l'estimation de la puissance moyenne annuelle à facturer, exprimée en kW, pour la nouvelle installation multipliée par l'« *allocation pour usage autre que domestique* » prévue aux tarifs d'électricité.

Remboursement pour ajout nécessitant un prolongement de ligne

16.13 Les remboursements sont réduits du coût de prolongement de la ligne nécessaire à l'alimentation de l'installation électrique ajoutée.

Les remboursements sont appliqués en priorité au requérant qui a payé pour le prolongement ou la modification de la portion de la ligne où est raccordée la nouvelle installation. Si la contribution payée par ce dernier a été remboursée en entier, le solde remboursable est appliqué au requérant qui a payé pour la portion qui précède immédiatement cette section. Cette règle s'applique jusqu'à épuisement du solde à rembourser.

Crédit pour usage en commun

16.14 Le requérant a droit à un ajustement du montant de sa contribution si, lors de l'installation initiale ou pendant la durée de son entente de contribution, les poteaux d'Hydro-Québec, qui ont été inclus au coût des travaux, sont utilisés par une entreprise avec laquelle Hydro-Québec partage les coûts et la propriété des poteaux. Cet ajustement est déterminé :

- 1° selon le « *crédit pour usage en commun* » prévu aux tarifs d'électricité lorsque le coût des travaux est établi selon les prix par mètre;
- 2° selon le montant estimé par Hydro-Québec dans les autres cas.

Le montant total du crédit ne peut excéder le solde de la contribution remboursable payée par le requérant.

Conditions de service de l'électricité, en vigueur le 1^{er} avril 2014 et approuvées par la Régie de l'énergie conformément à la décision D -2014-052.

Annexe 3 : Estimation de la contribution requise du Distributeur (horizon de 40 ans et frais d'exploitation à 10 %)

Année	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Croissance totale sur 40 ans en MW-Charges	865	106	369	460	429	229	230	551	190
Allocation maximale de HQT en M\$-Charges	564	71	249	341	340	172	175	420	152
Total des investissements de HQT en M\$ - Charges	143	58	140	173	170	126	105	296	389
Total des investissements de HQT en M\$ - Ressources	26	18	62	122	22	214	210	231	169
Écart annuel	395	-5	47	46	148	-168	-140	-107	-406
Écart pluriannuel	395	390	437	483	631	463	323	215	-191

L'estimation de l'allocation maximale de HQT en M\$ pour chaque année a été réalisée en utilisant la mise à jour des MW additionnels de chaque année qui apparaît à l'annexe 1 de HQT-1, document 1 et en la multipliant par l'allocation maximale 40 ans calculée par UC et présentée au Tableau 3. Par exemple, pour l'année 2006, l'allocation maximale est de

$$864,7 \text{ MW} * 652 \text{ \$/kW} = 564 \text{ \$}.$$

Il s'agit d'une estimation simplifiée qui peut toutefois être considérée comme un bon ordre de grandeur.

Le calcul d'UC ne peut tenir compte, par exemple, des détails fournis par le Distributeur sur ses évaluations annuelles :

Pour la croissance de charge, l'agrégation porte sur les évaluations de la contribution requise du Distributeur qui ont été déposées dans les demandes tarifaires ayant fait l'objet de décisions de la Régie. Pour les projets de postes satellites, le Transporteur applique l'allocation maximale en vigueur à l'année de mise en service, laquelle correspond à l'année à laquelle le projet est intégré dans l'agrégation. Le Transporteur mentionne également que pour les projets réalisés afin d'alimenter des charges de clients du Distributeur raccordés au réseau de transport, il applique l'allocation maximale en vigueur au moment de la signature, avec le Distributeur, de l'entente interne de raccordement.

Si l'alimentation de la charge d'un client du Distributeur est demandée pour une période inférieure à 20 ans, le Transporteur applique une allocation inférieure à l'allocation maximale, tel que prévu à la section E de l'appendice J des Tarifs et conditions.

En ce qui a trait à l'intégration des parcs éoliens au réseau de transport, la portion des coûts des projets pouvant être intégrée à l'agrégation de projets, et donc être potentiellement couverte par les montants maximaux pour les postes satellites et les clients raccordés directement sur le réseau de transport, est établie en fonction de l'allocation maximale qui était en vigueur dans les Tarifs et conditions au moment de la signature de l'entente administrative avec le Distributeur, comme le souhaite la Régie.⁴⁶ (notre souligné)

⁴⁶ HQT-4, document 3, page 12.