RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA FCEI

DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2016-2017

DOSSIER R-3980-2016

DÉLAI MOYEN DE PROLONGEMENT RÉSEAU AÉRIEN

Question 2 :

Références:

(i) HQD-2, document 1, p. 16
(ii) HQD-2, document 1, p. 32

Préambule :

La référence (i) présente le délai moyen de prolongement réseau aérien et le délai attente client correspondant pour les années 2012 à 2016 tels que rapportés dans le tableau ci-bas. La FCEI calcule également le délai attribuable au Distributeur comme la différence entre le délai total et le délai attribuable au client.

	2012	2013	2014	2015	2016 (30 juin)
Délai moyen de prolongement réseau aérien / Délai attente client (jours)	207/172	245/205	243/187	243/186	240/183
Délai attribuable au Distributeur (jours)	35	40	56	57	57

(ii)

Délai moyen de prolongement de réseau aérien / Délai d'attente client

Définition : 1re partie : Représente le nombre de jours moyen entre la date de réception d'une demande de la part d'un promoteur d'un prolongement de réseau en aérien et la mise sous tension. Cette partie de l'indicateur inclut les jours qui ne sont pas sous la responsabilité du Distributeur.

2e partie : Nombre de jours moyen d'attente relevant du client entre la date de réception et la mise sous tension.

Méthode de calcul : 1re partie : Nombre total de jours pour le traitement des demandes de prolongement de réseau en aérien incluant le nombre total de jours des activités sous la responsabilité du client / Nombre de demandes de prolongement de réseau en aérien

2e partie : Nombre total de jours d'attente relevant du client entre la date de réception et la mise sous tension / Nombre de demandes de prolongement de réseau en aérien

Questions :

2.1 Veuillez expliquer l'augmentation du délai de raccordement attribuable au Distributeur depuis 2012.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de l'APCHQ à la pièce HQD-16, document 4.

2.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a modifié ses protocoles de réponse aux demandes des clients entre 2012 et 2016. Le cas échéant veuillez expliquer.

Réponse :

Oui. Les promoteurs peuvent désormais initier leur demande à l'extérieur des heures ouvrables, à partir d'un formulaire Web et d'une boite courriel dédiée.

Il est également possible d'effectuer un suivi de la demande au moyen du Web (mise à jour en continu). Un accusé de réception avec le nom et les coordonnées du responsable attitré au dossier chez le Distributeur est également envoyé au client.

De plus, le client est avisé de chaque modification de la date prévue des travaux par l'envoi d'une communication automatisée. En tout temps, le client peut communiquer avec le responsable attitré à son dossier.

APPROVISIONNEMENT

Question 3 :

Référence :

(i) HQD-6, document 1, p. 6, tableau 3
(ii) HQD-6, document 1, p. 10, tableau 5
(iii) R-3864-2013, HQD-1, document 2.3, Annexe 4A, p. 31 de 78.

(iv) Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité en vigueur le 1er avril 2016, p. 97, articles 6.15 et 6.16
(v) R-3891-2014, HQD-2, document 3, p. 8, réponse à la question 1.9
(vi) R-3891-2014, HQD-2, document 3, p. 12, tableau R-4.1
(vii) HQD-6, document 1, p. 18, tableau A-1

Préambule :

Les tableaux des références (i) et (ii) présentent respectivement les besoins et approvisionnements postpatrimoniaux en puissance.

Alors que le Distributeur prévoit des besoins postpatrimoniaux de 3 645 MW, il prévoit des approvisionnements en puissance de 3 731 MW, soit 86 MW en excédent de ses besoins.

Le besoin en puissance ayant diminué de 500 MW depuis le dossier tarifaire 2016 et les approvisionnements de long terme augmenté de 100 MW, les besoins en puissance de court terme sont en forte baisse si bien qu'aucun achat n'est prévu sur les marchés extérieurs outre les achats déjà contractés en vertu de l'A/O-2014-01.

(iv)
« **Date d'adhésion** **6.15**
Le client doit soumettre sa demande d'adhésion à Hydro-Québec par écrit avant le 1er octobre en indiquant la puissance interruptible pour laquelle il désire s'engager et l'option choisie parmi celles offertes à l'article 6.18. Hydro-Québec a alors 30 jours pour analyser la proposition du client, notamment en ce qui concerne le risque lié à l'engagement de celui-ci, la fiabilité de ses équipements et l'impact prévu sur le réseau de la puissance offerte, compte tenu des contraintes éventuelles associées à son emplacement. Hydro-Québec avise le client par écrit de sa décision d'accepter ou non la proposition. L'entente entre en vigueur le 1er décembre.

Limitation **6.16**
Hydro-Québec fixe une limite à la quantité totale de puissance interruptible dont elle entend se prévaloir, en fonction de ses besoins de gestion du réseau. Si la puissance offerte par les clients dépasse ses besoins pour une période donnée, Hydro-Québec peut réduire la quantité mise à sa disposition par chacun d'eux, proportionnellement à ses besoins. »

(v)
« 1.9 Veuillez indiquer le nombre d'heures d'interruption prévues pour 2014-2015 à conditions climatiques normales.

Réponse :

Le Distributeur tient à rappeler qu'en mode planification, il ne prévoit aucune utilisation de l'option d'électricité interruptible, celle-ci étant un moyen de gestion de la pointe qui vise à couvrir les aléas à très court terme, dont les aléas climatiques.

Par ailleurs, l'utilisation de l'option d'électricité interruptible vient après l'utilisation du contrat patrimonial, des contrats de long terme, de l'utilisation du contrat cyclable et des achats sur les marchés de court terme."

Questions :

3.1 Veuillez justifier la prévision de 850 MW d'électricité interruptible alors que le besoin ne justifie 764 MW?

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-16, document 3.

3.2 Veuillez indiquer la quantité de puissance interruptible offerte par la clientèle pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

Comme mentionné à la référence (iv), Hydro-Québec a jusqu'au 31 octobre pour analyser les propositions reçues des clients. La quantité finale disponible dans le cadre de l'option d'électricité interruptible pour le prochain hiver n'est donc pas encore connue.

3.3 La FCEI comprend que le Distributeur peut refuser entièrement l'offre d'un client en vertu de l'article 6.15 et qu'il peut réduire de manière proportionnelle l'offre de tous les clients en vertu de 6.16. Veuillez expliquer comment sont appliqués et interagissent ces deux articles.

Réponse :

Une analyse des offres reçues est d'abord réalisée, laquelle porte notamment sur le risque, la fiabilité des équipements et l'impact prévu sur le réseau de la puissance offerte, comme décrit à l'article 6.15 des *Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec* (les Tarifs). Par la suite, en vertu de l'article 6.16 des Tarifs, le Distributeur peut ajuster l'offre en fonction de ses besoins.

3.4 Veuillez confirmer que le Distributeur appliquera la limitation prévue à l'article 6.16 des tarifs d'électricité si la puissance offerte excède ses besoins d'électricité. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

Le Distributeur prendra sa décision en fonction des résultats de l'offre des clients, de la contribution attendue des programmes de gestion de la demande en puissance et de l'évolution des besoins.

3.5 Veuillez expliquer comment est prise en compte la capacité (ou incapacité) opérationnelle des clients de n'interrompre qu'une partie de leur offre dans l'application de l'article 6.16.

Réponse :

En vertu des *Tarifs d'électricité d'Hydro-Québec*, les quantités sont d'abord réduites proportionnellement aux besoins du Distributeur. Par la suite, le client peut choisir entre diminuer sa quantité soumise à la quantité acceptée ou conserver la même quantité opérationnelle, mais être rémunéré seulement pour la quantité acceptée.

3.6 Veuillez indiquer si la notion de « période » dans l'article 6.16 correspond à la période allant du 1er décembre au 31 mars. Sinon, veuillez définir la notion de « période ».

Réponse :

L'engagement des clients à l'option d'électricité interruptible est en vigueur pour toute la période d'hiver, allant du 1er décembre au 31 mars.

3.7 Veuillez démontrer que le choix d'acquérir de la puissance interruptible en vertu de l'option est plus économique que d'acquérir de la puissance sur les marchés.

Réponse :

Le Distributeur réfère l'intervenant au dossier R-3891-2014, notamment à la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements de la FCEI à la pièce HQD-2, document 3 (B-0013).

3.8 Veuillez présenter le besoin en puissance pour chacun des mois de décembre 2016 à mars 2017.

Réponse :

Le Distributeur établit son bilan en puissance en fonction du besoin à la pointe de l'hiver 2016-2017.

3.9 Veuillez présenter la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour la période allant du 1er décembre 2016 au 31 mars 2017 (en MW) selon le format de la référence (iii). Veuillez de plus fournir les données sous-jacentes et format Excel.

Réponse :

En respect des exigences de dépôt reliées à sa demande d'approbation, les courbes de puissance classée de la deuxième et de la dernière année du plan

d'approvisionnement seront déposées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026.

3.10 S'il n'est pas possible de répondre favorablement à la question précédente,

- veuillez présenter la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour le reste de l'année 2016 considérant les ventes réelles des 9 premiers mois de 2016 selon le format de la référence (iii). Veuillez de plus fournir les données sous-jacentes et format Excel.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.9.

- veuillez présenter la courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2017 selon le format de la référence (iii). Veuillez de plus fournir les données sous-jacentes et format Excel.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.9.

3.11 Veuillez présenter le prix de la puissance UCAP sur les différents marchés accessibles au Distributeur au 1er décembre 2015 pour chacun des mois de décembre 2015 à mars 2016.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser qu'aucun marché de la puissance ne lui est accessible. Il doit plutôt procéder par appel d'offres pour procéder aux achats de puissance sur les marchés de court terme. Le marché du UCAP du NYISO est toutefois utilisé comme marché de référence par le Distributeur et les prix historiques des différentes enchères tenues peuvent être consultés sur le site internet du NYISO.

Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-16, document 3.

3.12 Veuillez présenter les anticipations du Distributeur à ce jour quant au prix de la puissance sur les différents marchés accessibles au Distributeur pour chacun des mois de décembre 2016 à mars 2017. Veuillez justifier ces anticipations et indiquer, le cas échéant, les facteurs qui permettraient au Distributeur d'anticiper des prix significativement différents de ceux de 2015-2016.

Réponse :

Le prix anticipé par le Distributeur pour les approvisionnements de puissance correspond au signal de coût évité de puissance présenté à la page 5 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0021).

3.13 Relativement à la référence (v), veuillez expliquer comment s'appliquerait l'ordre de priorisation des outils d'approvisionnement dans un contexte ou le Distributeur n'aurait pas recours aux marchés de court terme pour équilibrer son bilan en puissance. Le Distributeur tenterait-il d'acquérir de l'énergie sur les marchés de court terme avant d'avoir recours à l'option d'électricité interruptible?

Réponse :

Le Distributeur estime que cette question relève du plan d'approvisionnement.

Toutefois, le Distributeur précise, comme mentionné à la référence (v), que l'utilisation de l'option d'électricité interruptible vient après les achats d'énergie sur les marchés de court terme, qu'il ait eu recours ou non au marché de court terme pour équilibrer le bilan en puissance.

3.14 Veuillez compléter le tableau R-4.1 (référence v) pour les hivers 2014-2015 et 2015-2016 et y ajouter les hivers 2000-2001 à 2008-2009.

Réponse :

Le tableau R-3.14 présente les MWh d'interruption pour chacun des mois des hivers 2014-2015 et 2015-2016 où il y eu des interruptions.

TABLEAU R-3.14 :
MWH D'INTERRUPTION PAR MOIS – HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016

Mois	MWh interrompus
Décembre 2014	9 134
Janvier 2015	3 369
Février 2015	10 438
Février 2016	3 848

Par ailleurs, la demande concernant les hivers 2000-2001 à 2008-2009 dépasse le cadre d'analyse du présent dossier. Toutefois, le Distributeur souligne que l'option d'électricité interruptible ainsi que les moyens d'approvisionnement du Distributeur ont significativement changé durant cette période. Par conséquent, les statistiques des années antérieures de l'utilisation de l'option de puissance interruptible ne peuvent être comparées à celles des dernières années.

NOUVEL INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ

Question 4 :

Référence :

(i) HQD-6, document 1, p. 13.

Préambule :

« Ainsi, pour établir ce nouvel indicateur composite, lorsque les quantités sont inférieures ou égales à 1 100 MW, le prix de marché utilisé demeure celui de NY. En revanche, lorsque les quantités excèdent la limite des interconnections du marché de NY, le prix de marché est celui de NY pour la portion allant jusqu'à 1 100 MW et celui de la NE pour la portion dépassant cette quantité. »

Questions :

4.1 Veuillez indiquer la puissance garantie contractée sur les différents marchés pour janvier, février, mars et décembre 2015.

Réponse :

Le Distributeur présente au tableau R-4.1 les achats de puissance court terme effectués pour l'année 2015 selon la provenance de celles-ci. Voir également la réponse à la question 3.11.

TABLEAU R-4.1 :
ACHATS DE PUISSANCE DE COURT TERME – ANNÉE 2015

Marché de provenance	Janvier (MW)	Février (MW)	Mars (MW)	Décembre (MW)
New York	300	300	-	400
Québec	450	450	750	100

4.2 Veuillez clarifier la notion de quantité dans la citation en préambule. De quelle quantité parle-t-on et comment cette quantité serait-elle calculée?

Réponse :

Par exemple, pour la section achats court terme de l'indicateur de prix de marché, il s'agit du volume d'énergie horaire que le Distributeur s'est procuré par le biais des transactions de court terme pour une heure donnée.

4.3 Soit les achats suivants pour la 18ième heure d'une journée donnée :

- HQD achète 500 MW de HQP à 10 heures le matin
- HQD achète 600 MW de HQP à midi
- HQD achète 500 MW de HQP à 15h
- HQD achète 1000 MW sur le marché NY à 16h
- HQD achète 500 MW de HQP à 17h
- L'indicateur de prix NY est stable à 100$ MW toute la journée
- L'indicateur de prix NE est stable à 200$ MW toute la journée

Veuillez indiquer la valeur de l'indicateur NY-NE associé à chaque transaction.

Réponse :

Dans l'exemple hypothétique de l'intervenant, pour la 18e heure, où 3 100 MW ont été acquis, la valeur de l'indice serait calculée ainsi :

(1 100 MW * 100 $/MWh + 2 000 MW * 200 $/MWh) / 3 100 MW = 164,52 $/MWh.

4.4 Veuillez présenter les conditions précises qui feraient en sorte que l'indice NE serait appliqué.

Réponse :

L'indice NE s'applique lorsque le volume horaire total des transactions de court terme dépasse le seuil de 1 100 MW.

4.5 Veuillez produire le suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur pour 2015 (tel que déposé à la Régie) en format électronique et y ajouter l'information suivante pour chacune des transactions effectuées par le Distributeur en 2015:

- l'indicateur marché utilisé (NY ou NE) et sa valeur (veuillez au besoin scinder la transaction) pour les fin du calcul du nouvel indicateur NY-NE;
- l'heure à laquelle la transaction a été conclue
- l'interconnexion par laquelle transit la transaction le cas échéant.
- le niveau d'importation en provenance de NY (en MW) pour les heures visées par la transaction avant que celle-ci ne soit effectuée ;
- le niveau des exportations du Québec vers NE pour les heures visées par la transaction avant que celle-ci ne soit effectuée.

Réponse :

Le Distributeur considère que le document « Suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur – 2015 », dont la confidentialité est levée, donne toute l'information nécessaire pour évaluer ses transactions énergétiques de court terme.

De plus, le format de ce suivi respecte la décision D-2004-245, dans laquelle la Régie demande au Distributeur de déposer un suivi trimestriel selon le format prédéterminé de l'annexe n° 1 de cette décision.

4.6 Veuillez présenter la formule permettant de calculer la valeur de l'indice telle que présentée à la référence (i) à partir des valeurs de l'indicateur NY-NE associées aux transactions individuelles.

Réponse :

Le Distributeur réitère que l'indice de NY est utilisé jusqu'au niveau de la limite des interconnexions en import avec NY, qui est de 1 100 MW. Lorsque les achats vont au-delà de cette limite, l'excédent est calculé au coût de l'indice NE qui est utilisé à titre de référence.

Voir également la réponse à la question 4.3 pour un exemple numérique.

4.7 Veuillez indiquer le nombre d'heures totales et les journées où le Distributeur a acquis une puissance supérieure à 1 100MW en provenance du marché de New York au cours de 2015.

Réponse :

Les achats d'énergie ferme par le Distributeur en provenance du marché de New York sont limités par la capacité des interconnexions en import, laquelle s'établit à 1 100 MW. Les achats de court terme totaux peuvent dépasser 1 100 MW, mais proviennent alors d'autres marchés.

4.8 En 2014, le Distributeur a transigé à plusieurs reprises avec la Ontario Power Generation. Veuillez indiquer comment ces transactions sont prises en compte dans le calcul de l'indicateur existant et comment elles seront prises en compte dans le calcul de l'indicateur proposé.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.6.

Voir également la réponse à la question 7.1 de la demande de renseignements de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-16, document 3.

4.9 Veuillez indiquer s'il sera possible pour le Distributeur d'acquérir de la puissance ferme en provenance de l'Ontario pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

Pour le moment, il n'y a aucune entente commune entre les deux juridictions qui permettrait au Distributeur d'acquérir de la puissance ferme en provenance de l'Ontario pour l'hiver 2016-2017.

UTILISATION DE L'ENTENTE CADRE

Question 5 :

Référence :

(i) HQD-6, document 1, p. 14
(ii) HQD - Relevés des livraisons d'nergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2015 (http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2013-206/HQD_SuiviEntenteCadre_Annexes_28avril2016.pdf)

Préambule :

(i)
« Par ailleurs, un volume d'électricité de 0,7 GWh a été acquis en dépassement de l'électricité patrimoniale pour l'année 2015, en vertu de l'entente globale cadre. Il s'agit du plus faible volume en dépassement depuis 2005. Les dépassements ont été effectués uniquement lors des 40 heures de plus faible contribution. »

Données extraites de la référence (ii) (en MW)

mois	jour	heure	Approvisionnement HQD autre que post-patrimonial	Bâtonnet utilisé	Énergie retirée sous l'entente cadre
6	24	5	11 448	11 420	28
6	24	6	11 657	11 474	183
9	28	5	11 662	11 488	174
8	2	7	11 688	11 526	162
8	9	6	11 715	11 549	166

Questions :

5.1 Veuillez confirmer que cinq dépassements ont été observés en 2015 et que ces cinq dépassements sont survenus lors des cinq heures de plus faible contribution.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

5.2 Veuillez expliquer pourquoi l'utilisation de l'entente cadre est systématiquement associée aux heures de plus faible contribution.

Réponse :

Premièrement, pour des raisons de stabilité du réseau, le Distributeur ne peut procéder à des achats d'énergie de court terme sur les interconnexions lors de périodes de faible demande. Deuxièmement, puisqu'il est difficile de prévoir les heures de faible demande qui seront associées aux plus petites contributions patrimoniales et que celles-ci sont connues seulement a posteriori, ces cas sont donc encadrés par l'entente globale cadre prévue à cet effet.

5.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne parvient pas à planifier ses approvisionnements de manière à ne jamais avoir recours à l'entente globale cadre.

Par exemple, pourquoi le bâtonnet de 11 488 MW n'a-t-il pas été utilisé pour la cinquième heure du 24 juin 2015 et le bâtonnet de 11 420 MW intégré à la planification de l'été à venir? Ou encore le bâtonnet de 11 782 MW utilisé pour la sixième heure du 24 juin 2015 et le bâtonnet de 11 474 MW intégré à la planification de l'été à venir?

Réponse :

La nature même des approvisionnements couverts par l'entente globale cadre rend impossible la planification parfaite des besoins. En effet, la variabilité de la demande, les indisponibilités momentanées des fournisseurs ainsi que les contraintes et les délais quant à l'utilisation des moyens d'approvisionnement postpatrimoniaux à la disposition du Distributeur rendent impossible un appariement parfait de l'utilisation de l'électricité patrimoniale avec les besoins. Des dépassements peuvent alors survenir, lesquels sont principalement constatés à la fin de l'année, lors de la conciliation annuelle entre les données du Distributeur et celles d'Hydro-Québec Production.

Voir également la réponse à la question 5.2.

5.4 Pourquoi le Distributeur ne s'est-il pas procuré suffisamment d'approvisionnement postpatrimonial pour pouvoir placer ces bâtonnets à des heures où ils auraient été suffisamment grands?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 5.2 et 5.3.

REVENU REQUIS

Question 6 :

Références :

(i) R-3933-2015, HQD-16, document 4, p. 45, tableau R-15.1
(ii) R-3933-2015, HQD-16, document 4, p. 46, tableau R-15.2
(iii) R-3933-2015, HQD-16, document 4, p. 47 à 50, tableaux R-15.3 A à 15.3 D
(iv) R-3933-2015, HQD-16, document 4, p. 51, tableau R-15.4
(v) R-3933-2015, HQD-16, document 4, p. 52, tableau R-15.5
(vi) HQD-5, Document 1
(vii) HQD-1, Document 3, p. 4, tableau 1

Questions :

6.1 Veuillez reproduire l'équivalent du tableau R-15.1 de la référence (i) pour le présent dossier.

Réponse :

Le tableau R-6.1 présente les coûts relatifs à la rubrique Réclamations aux tiers et autres ventilés entre les missions effectuées à l'extérieur du Québec et les autres réclamations pour les années 2015 à 2017.

TABLEAU R-6.1 :
COÛTS RELATIFS À LA RUBRIQUE RÉCLAMATIONS AUX TIERS ET AUTRES VENTILÉS ENTRE LES MISSIONS EFFECTUÉES À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC ET LES AUTRES RÉCLAMATIONS (M$)

	MISSIONS				AUTRES QUE MISSIONS			
	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017	Année historique 2015	2016		Année témoin 2017
		D-2016-033	Année de base			D-2016-033	Année de base	
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	**2,6**	**0,0**	**2,1**	**0,0**	**26,2**	**20,3**	**20,2**	**20,9**
Charges d'exploitation	**2,2**	**0,0**	**1,7**	**0,0**	**23,1**	**18,4**	**18,5**	**18,8**
• Charges brutes directes	1,4	0,0	1,1	0,0	18,7	14,4	14,4	14,6
Masse salariale	1,3	0,0	1,0	0,0	7,4	6,1	6,1	6,1
Salaire de base	0,6		0,5		4,6	3,7	3,6	3,6
Temps supplémentaire	0,4		0,3		0,9	0,7	0,7	0,7
Primes et revenus divers	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,4	0,4
Régime d'intéressement corporatif								
Rémunération incitative selon la performance								
Autres primes	0,1		0,0		0,4	0,3	0,4	0,3
Avantages sociaux	0,2	0,0	0,2	0,0	1,5	1,4	1,4	1,4
Avantages sociaux - Coût de retraite	0,1		0,1		0,9	0,7	0,7	0,7
Avantages sociaux - Autres	0,1		0,1		0,6	0,7	0,7	0,7
Autres charges directes	0,1	0,0	0,1	0,0	11,4	8,3	8,3	8,5
Dépenses de personnel et indemnités	0,0		0,0		0,2	0,1	0,1	0,1
Services externes et ressources financières	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	5,0	4,9	5,0
Services externes	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	5,0	4,9	5,0
Services professionnels et autres					5,7	5,0	4,9	5,0
Stock, achats, locations et autres	0,1		0,1		5,5	3,2	3,3	3,4
• Charges de services partagés	0,8	0,0	0,6	0,0	4,3	4,0	4,1	4,2
Centre de services partagés	0,4	0,0	0,3	0,0	2,7	2,6	2,7	2,7
Groupe Technologie	0,2	0,0	0,2	0,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Unités corporatives	0,2	0,0	0,1	0,0	0,5	0,3	0,3	0,4
Finances	0,0		0,0		0,2	0,2	0,2	0,2
Ressources humaines	0,2		0,1		0,3	0,1	0,1	0,2
Affaires corporatives et secrétariat général	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			0,0
• Gestion de matériel					0,1			
Autres charges	**0,2**	**0,0**	**0,2**	**0,0**	**1,6**	**1,1**	**1,0**	**1,2**
• Amortissement et déclassement	0,2	0,0	0,2	0,0	1,5	1,0	0,9	1,1
• Taxes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Frais corporatifs	**0,1**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**0,2**	**0,2**	**0,1**	**0,2**
• Frais corporatifs	0,1		0,1		0,2	0,2	0,1	0,2
Frais financiers	**0,1**	**0,0**	**0,1**	**0,0**	**1,2**	**0,6**	**0,6**	**0,7**

6.2 Veuillez reproduire l'équivalent du tableau R-15.2 de la référence (ii) pour le présent dossier.

Réponse :

Le tableau R–6.2 présente les gains d'efficience associés au projet LAD selon le niveau de détails demandés.

TABLEAU R-6.2 :

GAINS D'EFFICIENCE ASSOCIÉS AU PROJET LAD (M$)

	Année historique 2012	Année historique 2013	Année historique 2014	Année historique 2015	Année de base 2016	Année témoin 2017	Cumulatif 2017
Charges d'exploitation							
Masse salariale	***-***	***(4,7)***	***(11,0)***	***(25,6)***	***(14,7)***	***(1,9)***	***(57,9)***
Salaire de base		*(3,5)*	*(7,5)*	*(17,7)*	*(10,0)*	*(1,3)*	*(40,0)*
Prime et revenus divers		*(0,7)*	*(2,2)*	*(4,8)*	*(2,9)*	*(0,4)*	*(10,9)*
Avantages sociaux		*(0,6)*	*(1,3)*	*(3,1)*	*(1,8)*	*(0,2)*	*(7,0)*
Autres charges	***-***	***(0,4)***	***(1,1)***	***(5,7)***	***(7,8)***	***(1,0)***	***(16,0)***
Services externes et ressources financières		*(0,4)*	*(0,9)*	*(2,0)*	*(1,1)*	*-*	*(4,4)*
Stock, achat, location et autres		*-*	*(0,2)*	*(0,9)*	*(4,7)*	*(1,0)*	*(6,8)*
Charges de services partagés			*-*	*(2,8)*	*(2,0)*	*-*	*(4,8)*
Compte d'écarts - Projets majeurs - Charges d'exploitation			***5,4***	***(5,4)***			***-***
Total	**-**	**(5,1)**	**(6,7)**	**(36,7)**	**(22,5)**	**(2,9)**	**(73,9)**
Revenus de mise en conformité							
Revenus de mise en conformité	*-*	*(0,8)*	*(1,9)*	*(2,4)*	*(2,9)*	*(2,9)*	*(2,9)*
Compte d'écarts - Projets majeurs - Mise en conformité			*1,0*	*(1,0)*			
Total	**-**	**(0,8)**	**(0,9)**	**(3,4)**	**(2,9)**	**(2,9)**	**(2,9)**
Total - Gains financiers							**(76,8)**
Coûts de main-d'œuvre évités [1]	-	-	(0,2)	(0,4)	(1,0)	(2,9)	(4,5)
Total - Gains économiques							**(81,3)**
ETC	**-**	**(61)**	**(139)**	**(328)**	**(173)**	**(25)**	**(726)**

[1] Intrants au calcul des gains économiques inclus au dossier R-3770-2011

6.3 Veuillez reproduire l'équivalent des tableaux R-15.3-A à 15.3-D de la référence (iii) pour le présent dossier.

Réponse :

Les tableaux R-6.3-A à R-6.3-D présentent le détail des rubriques Masse salariale et Charges de services partagés pour les activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et les éléments spécifiques.

TABLEAUX R-6.3-A :

ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES : DÉTAIL MASSE SALARIALE ET CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – ANNÉE HISTORIQUE 2015 (M$)

	Année historique 2015								
	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers						Éléments spécifiques		Total
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Sécurité cyber-nétique	Inspection poteaux	Mauvaises créances	Interven-tions en efficacité énergé-tique	Transport collectif	LAD Phases 2 et 3	
Masse salariale	**97,1**	**2,9**		**0,1**		**2,8**		**40,3**	**143,2**
Salaire de base		*2,9*		*0,1*		*2,4*		*28,3*	*33,7*
Temps supplémentaire								*6,0*	*6,0*
Primes et revenus divers								*1,2*	*1,2*
Rémunération incitative selon la performance								*0,2*	*0,2*
Autres primes								*1,0*	*1,0*
Avantages sociaux	*97,1*					*0,4*		*4,8*	*102,3*
Avantages sociaux - Coût de retraite	*105,3*								*105,3*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*-8,2*								*-8,2*
Avantages sociaux - Autres						*0,4*		*4,8*	*5,2*
Charges de services partagés	**28,4**	**2,7**	**9,6**			**7,4**	**0,8**	**15,3**	**64,2**
Charges de services partagés - non réparties par produits	*33,5*								*33,5*
Groupe Technologie									
Innovation									
Innovation technologique						*7,0*			*7,0*
Technologies de l'information et des communications (TIC)									
Poste de travail TIC		*1,0*	*6,0*						*7,0*
Produits TIC d'entreprise		*0,3*	*3,6*						*3,9*
Produits d'exploitation TIC									
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres		*0,8*						*15,3*	*16,1*
Services de développement TIC						*0,4*			*0,4*
Unités corporatives									
Affaires corporatives et secrétariat général									
Autres unités		*0,6*					*0,8*		*1,4*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*-5,1*								*-5,1*

TABLEAU R-6.3-B :
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES :
DÉTAIL MASSE SALARIALE ET CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – 2016 SELON LA DÉCISION D-2016-033 (M$)

	D-2016-033 ajustée								
	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers						Éléments spécifiques		Total
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Sécurité cyber-nétique	Inspection poteaux	Mauvaises créances	Interven-tions en efficacité énergé-tique	Transport collectif	LAD Phases 2 et 3	
Masse salariale	**51,8**	**4,2**		**0,4**		**2,8**		**29,3**	**88,5**
Salaire de base		*3,5*		*0,3*		*2,3*		*23,3*	*29,4*
Temps supplémentaire								*0,4*	*0,4*
Primes et revenus divers								*0,9*	*0,9*
Rémunération incitative selon la performance								*0,3*	*0,3*
Autres primes								*0,6*	*0,6*
Avantages sociaux	*51,8*	*0,7*		*0,1*		*0,5*		*4,7*	*57,8*
Avantages sociaux - Coût de retraite	*48,3*								*48,3*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*3,5*								*3,5*
Avantages sociaux - Autres		*0,7*		*0,1*		*0,5*		*4,7*	*6,0*
Charges de services partagés	**12,1**	**3,8**	**11,0**			**10,2**	**0,8**	**12,9**	**50,8**
Charges de services partagés - non réparties par produits	*14,0*								*14,0*
Groupe Technologie									
Innovation									
Innovation technologique						*8,9*			*8,9*
Technologies de l'information et des communications (TIC)									
Poste de travail TIC		*1,4*	*6,8*						*8,2*
Produits TIC d'entreprise		*0,4*	*4,2*						*4,6*
Produits d'exploitation TIC									
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres		*1,1*						*12,9*	*14,0*
Services de développement TIC						*0,7*			*0,7*
Unités corporatives									
Affaires corporatives et secrétariat général									
Affaires juridiques									
Autres unités		*0,9*				*0,6*	*0,8*		*2,3*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*-1,9*								*-1,9*

TABLEAU R-6.3-C :
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES :
DÉTAIL MASSE SALARIALE ET CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – ANNÉE DE BASE 2016 (M$)

	Année de base 2016								
	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers						Éléments spécifiques		Total
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Sécurité cyber-nétique	Inspection poteaux	Mauvaises créances	Interven-tions en efficacité énergé-tique	Transport collectif	LAD Phases 2 et 3	
Masse salariale	**51,8**	**3,7**		**0,4**		**2,3**		**30,1**	**88,3**
Salaire de base		*3,1*		*0,3*		*1,9*		*23,9*	*29,2*
Temps supplémentaire								*0,4*	*0,4*
Primes et revenus divers								*1,0*	*1,0*
Rémunération incitative selon la performance								*0,2*	*0,2*
Autres primes								*0,8*	*0,8*
Avantages sociaux	*51,8*	*0,6*		*0,1*		*0,4*		*4,8*	*57,7*
Avantages sociaux - Coût de retraite	*24,3*								*24,3*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*27,5*								*27,5*
Avantages sociaux - Autres		*0,6*		*0,1*		*0,4*		*4,8*	*5,9*
Charges de services partagés	**12,1**	**2,3**	**11,0**			**9,1**	**0,8**	**12,2**	**47,5**
Charges de services partagés - non réparties par produits	*7,8*								*7,8*
Groupe Technologie									
Innovation									
Innovation technologique						*8,5*			*8,5*
Technologies de l'information et des communications (TIC)									
Poste de travail TIC		*0,9*	*11,0*						*11,9*
Produits TIC d'entreprise		*0,2*							*0,2*
Produits d'exploitation TIC									
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres		*0,7*						*12,2*	*12,9*
Services de développement TIC									
Unités corporatives									
Affaires corporatives et secrétariat général									
Affaires juridiques									
Autres unités		*0,5*				*0,6*	*0,8*		*1,9*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*4,3*								*4,3*

TABLEAU R-6.3-D :
ACTIVITÉS DE BASE AVEC FACTEURS D'INDEXATION PARTICULIERS ET ÉLÉMENTS SPÉCIFIQUES :
DÉTAIL MASSE SALARIALE ET CHARGES DE SERVICES PARTAGÉS – ANNÉE TÉMOIN 2017 (M$)

	Année témoin 2017								
	Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers						Éléments spécifiques		Total
	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Sécurité cyber-nétique	Inspection poteaux	Mauvaises créances	Interven-tions en efficacité énergé-tique	Transport collectif	LAD Phases 2 et 3	
Masse salariale	**-6,4**	**4,1**		**0,4**		**2,3**		**9,4**	**9,8**
Salaire de base		*3,4*		*0,3*		*1,9*		*7,6*	*13,2*
Temps supplémentaire								*0,1*	*0,1*
Primes et revenus divers								*0,2*	*0,2*
Rémunération incitative selon la performance								*0,1*	*0,1*
Autres primes								*0,1*	*0,1*
Avantages sociaux	*-6,4*	*0,7*		*0,1*		*0,4*		*1,5*	*-3,7*
Avantages sociaux - Coût de retraite	*21,6*								*21,6*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*-28,0*								*-28,0*
Avantages sociaux - Autres		*0,7*		*0,1*		*0,4*		*1,5*	*2,7*
Charges de services partagés	**2,7**	**2,4**	**10,7**			**8,5**	**0,8**	**14,2**	**39,3**
Charges de services partagés - non réparties par produits	*7,0*								*7,0*
Groupe Technologie									
Innovation									
Innovation technologique						*7,9*			*7,9*
Technologies de l'information et des communications (TIC)									
Poste de travail TIC		*0,9*	*10,7*						*11,6*
Produits TIC d'entreprise		*0,2*							*0,2*
Produits d'exploitation TIC									
Centre d'appel, consoles téléphoniques et autres		*0,7*						*14,2*	*14,9*
Services de développement TIC									
Unités corporatives									
Affaires corporatives et secrétariat général									
Autres unités		*0,6*				*0,6*	*0,8*		*2,0*
Compte d'écarts - Coût de retraite	*-4,3*								*-4,3*

6.4 Veuillez reproduire l'équivalent du tableau R-15.4 de la référence (iv) pour le présent dossier.

Réponse :

Voir le tableau 2 à la pièce HQD-2, document 3.1 du Rapport annuel 2015, page 4.

6.5 Veuillez reproduire l'équivalent du tableau R-15.5 de la référence (v) pour le présent dossier.

Réponse :

Le tableau R-6.5 présente le détail des revenus en Expertise et autres en fonction de la nature de l'expertise offerte pour les années 2012 à 2017.

TABLEAU R-6.5
REVENUS EN EXPERTISE ET AUTRES SELON LA NATURE DE L'EXPERTISE OFFERTE
2012 À 2017 (M$)

	Réel 2012	Réel 2013	Réel 2014	Réel 2015	Année de base 2016	Année témoin 2017
Métiers-lignes	2,6	1,9	1,1	0,4	3,0	2,4
Outillage et appareillage	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0
Génératrices	1,8	1,6	2,1	2,3	0,2	2,0
Incendie	0,0	0,0	0,0	0,9	1,3	1,3
Ingénierie	0,3	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Végétation	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Entrepreneurs externes	0,3	1,8	0,2	0,1	0,0	0,0
Relations avec le milieu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres	1,9	2,4	2,6	2,1	0,2	0,2
Total	**7,1**	**8,3**	**6,1**	**5,8**	**4,7**	**5,9**

6.6 Veuillez produire le tableau 2 de la référence (vi) en format Excel.

Réponse :

Le tableau 2 de la pièce HQD-5, document 1 (B-0023) présentant les composantes détaillées des revenus requis se retrouve au fichier Excel HQD-16-06_R-6.6.xlsx.

6.7 Veuillez ventiler l'effet des ajustements organisationnels du début de 2016 sur le revenu requis réel 2015 selon le format de la référence (vi).

Réponse :

Le Distributeur tient à souligner que, lors d'un ajustement à la structure organisationnelle, les données financières sont ajustées seulement de façon prospective. Ainsi, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir les données de l'année historique 2015 incluant les reclassements liés aux ajustements organisationnels de 2016.

MASSE SALARIALE

Question 7 :

Références :

(i) HQD-8, Document 1, pp. 7 et 8
(ii) HQD-8, Document 2, p. 7
(iii) R-3933-2015, HQD-8, Document 2, p. 7
(iv) HQD-8, Document 2, p. 6
(v) R-3905-2014, HQD-8, Document 2, p. 6
(vi) Rapport annuel 2015, HQD-2, Document 3, p.14
(vii) R-3905-2014, HQD-15, Document 1.2, pp. 55 et 56
(viii) R-3905-2014, HQD-2, Document 1, p. 7

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur prévoit une hausse de 12,7 M$ du budget des dépenses d'exploitation entre l'année de base 2016 et l'année témoin 2017. Le Distributeur explique 8,6 M$ (27,4 - 10,5 - 8,3) de cette hausse par divers facteurs. Un solde additionnelle de 4 M$ demeure injustifié.

Le Distributeur a rapporté les informations suivantes relativement au renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle.

2017
(ii)
« une hausse de 51 ETC afin d'assurer le renouvellement de la main-d'oeuvre affectée aux activités liées au réseau de distribution ; »

2016

(iii)
« une hausse de 83 ETC afin d'assurer le renouvellement de la main-d'oeuvre affectée aux activités opérationnelles du Distributeur. »

(iv)
« une baisse nette de 97 ETC découlant d'un décalage dans le comblement des postes en lien avec les activités liées au réseau de distribution. Toutefois, cette main-d'oeuvre doit être renouvelée puisque le Distributeur n'a pas encore atteint le niveau anticipé de comblement des retraites avec les équipes de relève ; »

2015

(v)
« hausse de 110 ETC liée à la main-d'oeuvre opérationnelle dont le renouvellement s'intensifie en 2015 afin d'assurer la capacité de réalisation du Distributeur ;»

(vi)
« L'écart de 14,7 M$ s'explique par la baisse de 211 ETC découlant de l'amélioration de la performance opérationnelle réalisée par le Distributeur. Cette baisse est attribuable à une réduction de 110 ETC liée à la gestion de la main- d'œuvre opérationnelle réalisée dans un contexte de départs importants à la retraite et de délais de comblement de postes allongés. »

(vii)

« 23.3 Veuillez justifier la hausse de 110 ETC en 2015 (référence (ii)) dans un contexte d'amélioration de la performance opérationnelle.

Réponse :
Au cours des dernières années, le Distributeur a su saisir les opportunités offertes par les nombreux départs à la retraite en diminuant, de façon récurrente, le nombre d'employés liés aux fonctions de support. Cependant, les départs à la retraite ont également touché les emplois liés aux activités opérationnelles. La hausse de 110 ETC en 2015 pour le renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle est rendue nécessaire afin de faire face à la croissance des activités liées aux nouveaux abonnements, d'assurer la pérennité du réseau de distribution et de maintenir la qualité de service. L'expertise, notamment celle propre aux métiers-lignes, devant être maintenue afin d'assurer cette qualité de service, le Distributeur a mis en place des actions structurantes permettant d'accélérer le comblement des postes vacants et le développement des nouveaux employés, dont l'approche de formation est axée sur l'action dans le cadre d'« équipes-relèves ».

Le renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle n'empêche toutefois pas le Distributeur de poursuivre la simplification et l'optimisation de ses processus, en vue de réduire les temps de cycle et d'utiliser les ressources humaines et matérielles de façon optimale, et ce, en mettant à profit certaines technologies disponibles sur le marché, tel que mentionné à la pièce HQD-2, document 1 (B-0009) du présent dossier.

(viii)
« Quant aux emplois liés aux activités opérationnelles, le Distributeur a mis en place des actions structurantes permettant d'accélérer le remplacement des postes rendus vacants et le développement des nouveaux employés. Ainsi, afin de faire face à la croissance des activités et d'assurer la pérennité de son réseau, le Distributeur doit procéder au renouvellement de sa main d'oeuvre. L'expertise, notamment celle propre aux métiers lignes [note omise], doit être maintenue pour assurer la qualité du service.

Pour ce faire, le Distributeur compte embaucher, au cours des prochaines années, des employés métiers-lignes qu'il entend développer au moyen d'une approche de formation axée sur l'action dans le cadre d'«équipes-relèves». L'accompagnement des nouveaux employés sur le terrain par des employés expérimentés et reconnus dans leur domaine d'activité aura pour effet, d'une part, d'accélérer leur développement et, d'autre part, d'uniformiser l'application des normes et méthodes. »

Questions :

7.1 Veuillez expliquer le solde de 4 M$ de la hausse des dépenses d'exploitation du budget des dépenses d'exploitation entre l'année de base 2016 et l'année témoin 2017.

Réponse :

L'écart résiduel s'explique principalement par une hausse des autres charges directes liées aux activités de base tel qu'il est mentionné à la page 6 de la pièce HQD-8, document 3 (B-0029).

7.2 Veuillez indiquer si les 93 ETC (9,8M$) qui affectent à la hausse les dépenses d'exploitation pour les activités de base correspondent aux 92 ETC qui contribuent à la hausse des prestations de travail (8,3M$)

Réponse :

Les 92 ETC sont pris en compte dans l'augmentation de 93 ETC, tout comme les variations à la hausse et à la baisse dans les autres catégories d'emplois.

Relativement aux références (ii) à (vii),
7.3 Veuillez expliquer pourquoi le renouvellement de la main d'œuvre axée sur les équipes-relèves nécessite d'ajouter des ETC.

Réponse :

Le tableau R-7.7 à la réponse à la question 7.7 démontre un retard dans le renouvellement de la main-d'œuvre pour les années 2012 à 2015. L'ajout d'ETC en 2016 et 2017 vise, d'une part, à pallier ce retard et, d'autre part, à combler les besoins liés à l'augmentation des investissements à impact main-d'œuvre.

7.4 Veuillez indiquer le nombre d'ETC en main-d'œuvre opérationnelle pour les années 2012 à 2017.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

7.5 Veuillez indiquer le nombre d'ETC en main-d'œuvre opérationnelle qui étaient ou seront en processus de formation pour les années 2012 à 2017.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir les informations selon ce niveau de détails. Toutefois, il peut le faire pour les métiers-lignes puisque ces derniers font l'objet d'un plan de renouvellement de la main-d'œuvre.

Le tableau R-7.5 présente le nombre d'ETC pour les métiers-lignes en processus de formation pour les années 2012 à 2017.

TABLEAU R-7.5 :
ETC POUR LES MÉTIERS-LIGNES EN PROCESSUS DE FORMATION 2012-2017

Années historiques				Année de base 2016	Année témoin 2017
2012	2013	2014	2015		
50	78	146	209	170	188

7.6 Veuillez indiquer le temps requis moyen en équipe-relève pour la formation d'un nouvel employé.

Réponse :

Le tableau R-7.6 présente l'information demandée.

TABLEAU R-7.6 :
TEMPS REQUIS DE FORMATION (NOMBRE DE SEMAINES)

	Formation	Équipes-relèves	Total
Monteurs	9	26	35
Jointeurs	6	19	25

7.7 Veuillez indiquer le nombre de départs d'employés appartenant à la main-d'œuvre opérationnelle pour les années 2012 à 2017.

Réponse :

Comme spécifié en réponse à la question 7.5, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir les informations selon ce niveau de détails.

Le tableau R-7.7 présente les départs et les nouvelles embauches de métiers-lignes pour les années 2012 à 2017.

TABLEAU R-7.7 :
DÉPARTS ET NOUVELLES EMBAUCHES DES MÉTIERS-LIGNES 2012-2017

	Années historiques					
	2012	2013	2014	2015	Année de base 2016	Année témoin 2017
Départs	142	209	222	116	120	100
Nouvelles embauches (équipes-relèves)	106	125	214	209	180	175

7.8 Veuillez indiquer le nombre d'arrivées d'employés appartenant à la main-d'œuvre opérationnelle pour les années 2012 à 2017.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.7.

7.9 Afin de permettre une bonne compréhension de la manière dont s'intègrent les ETC additionnels demandés dans le plan de gestion à moyen et long terme du Distributeur, veuillez fournir les projections du nombre d'ETC en main-d'œuvre opérationnelle en formation et totale jusqu'en 2019.

Réponse :

La demande dépasse l'horizon d'analyse du présent dossier.

7.10 Veuillez indiquer pourquoi la Régie devrait accorder de la crédibilité à la prévision de 51 ETC additionnels pour le renouvellement de la main-d'œuvre opérationnelle en 2017 considérant l'historique de prévision du Distributeur à cet égard.

Réponse :

La prévision de 51 ETC additionnels provient principalement d'un besoin du Distributeur pour le comblement de postes au sein du groupe d'emplois métiers-lignes. Puisque l'effectif en place pour ce groupe d'emplois au 31 août 2016 est égal au nombre prévu pour l'année témoin 2017 et que, pour ce même groupe d'emplois, aucun mouvement important d'effectif n'est prévu d'ici la fin de l'année 2016, le Distributeur considère sa prévision adéquate.

7.11 Relativement à la référence (vii), veuillez élaborer sur les progrès fait par le Distributeur depuis 2014 quant à la simplification et l'optimisation de ses processus, en vue de réduire les temps de cycle et d'utiliser les ressources humaines de façon optimale.

Réponse :

Au cours des dernières années, le Distributeur a mis en place divers outils technologiques qui lui permettent de :

- **simplifier et moderniser son organisation ;**
- **mieux contrôler ses coûts et améliorer la qualité du service ;**
- **optimiser les interventions réalisées sur le réseau de distribution par une gestion de son réseau basée sur des données obtenues en temps réel ;**
- **réduire les temps de cycle et utiliser les ressources humaines et matérielles de façon optimale.**

D'abord, le Distributeur a amorcé en 2014 et poursuivi en 2015 la mise en place d'un Centre de gestion des activités de distribution (CGAD) qui lui a permis de se doter d'une gestion centralisée et optimale des travaux sur son réseau de distribution. Depuis 2014, le projet de Solutions d'ordonnancement et de gestion des équipes mobiles (SOGEM) permet la gestion centralisée des activités liées au réseau de distribution en automatisant l'ordonnancement et la gestion des travaux tout en procurant plusieurs informations en temps réel sur la localisation géographique des travaux et des équipes sur le terrain.

Le jumelage du CGAD et de SOGEM assure le Distributeur de l'adéquation entre les activités à réaliser et l'utilisation optimale des ressources sur tout le territoire québécois. Globalement, ces outils ont permis d'améliorer le service à la clientèle, notamment par le respect des délais visés pour la réalisation des demandes des clients et la prise en charge plus rapide du rétablissement du service lors de pannes.

Concernant ce dernier élément, le Distributeur s'est également doté, en 2015, d'une plateforme intégrée de données d'exploitation du réseau de distribution (PIDERD). Cette plateforme intègre des données provenant de divers systèmes et fournit un suivi dynamique des activités pour l'ensemble du réseau intégré, ce qui contribue à une meilleure vision, donc à un ordonnancement en temps réel plus efficace des interventions sur le réseau.

La mise en place en 2016 d'un Centre de gestion des services techniques aux clients (CGSTAC) vise plus spécifiquement à procéder à un ordonnancement et à une prise en charge dynamiques des diverses demandes des clients pour

leur offrir un engagement personnalisé, plus précis et plus fiable. Ainsi, le CGAD et le CGSTAC, combinés aux autres outils déjà utilisés, ont contribué au raffinement du modèle de gestion centralisée en temps réel du Distributeur.

Toujours dans le but d'optimiser la planification et l'ingénierie de son réseau, le Distributeur a également procédé à la réforme de ses encadrements en matière de conception du réseau ainsi qu'à la simplification et à la normalisation des montages types. Le Distributeur a poursuivi ses efforts afin d'étendre le principe d'industrialisation à d'autres activités, notamment à la conception de son réseau de distribution ainsi qu'à ses méthodes de travail. L'industrialisation des activités facilite l'établissement des séquences de travail et des temps de cycles optimaux en misant sur la standardisation et l'uniformisation des éléments de la structure du réseau et des méthodes ainsi que sur l'amélioration de l'organisation du travail.

7.12 Veuillez indiquer quelles sont technologies mises à profit par le Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.11.

PROJET LAD

<u>Question 8 :</u>

Références :

(i) B-0002, paragraphe 32
(ii) HQD-9, document 5.1, p. 7, tableau 4
(iii) HQD-8, Document 2, p. 6
(iv) HQD-8, Document 2, p. 7
(v) HQD-9, document 5, p. 11

Préambule :

(i)
« Le Distributeur demande par ailleurs à la Régie, considérant l'achèvement prévu du projet LAD à la fin de l'année 2016, de mettre fin aux suivis trimestriels et aux suivis annuels demandés par la Régie dans ses décisions D-2012-127, D-2013-037 et D-2014-101 et de compléter le suivi du projet dans le cadre du rapport annuel du Distributeur, sous sa forme actuelle. »

La référence (ii) indique un nombre nul de compteurs retirés en 2017.

(iii)
« une hausse de 25 ETC relative au projet LAD. Dans le cadre de la fin du déploiement des compteurs communicants, une hausse de 66 ETC est liée à l'effort supplémentaire nécessaire afin de réaliser l'installation plus complexe de certains compteurs. Cette hausse est toutefois compensée par une baisse de 41 ETC à relocaliser, les employés ayant soit pris leur retraite, soit obtenu un nouveau poste chez le Distributeur ou ailleurs dans l'entreprise." (Nous soulignons)

(iv)
«
une hausse de 102 ETC, reclassés dans les activités de base à la suite de la fin du déploiement du projet LAD ;
[…]
une réduction de 256 ETC associée au projet LAD, à la suite de la fin du déploiement. De ce nombre, 135 ETC correspondent aux employés temporaires qui ont quitté le Distributeur. De plus, 102 ETC ont été reclassés dans les activités de base, dont 23 ETC pour les employés affectés temporairement à l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés majoritairement à des projets d'investissements et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation. Finalement, une réduction de 19 ETC est associée aux employés à relocaliser, portant à 62 le nombre d'ETC à relocaliser en 2017 ; » (Nous soulignons)

(v)

« **Mesurage et relève**
Les investissements prévus pour 2017 s'élèvent à 21,6 M$, en hausse de 12,1 M$ par rapport à ceux autorisés pour 2016. La hausse s'explique principalement par l'effort supplémentaire requis de la part du Distributeur afin de procéder à l'installation de compteurs dans des endroits difficiles d'accès ou pour lesquels l'installation est complexe. »

Questions :

8.1 Veuillez justifier de hausser les effectifs à l'intérieur du projet LAD pour l'installation plus complexe de certains compteurs en 2016 pour ensuite transférer cette tâche aux activités de base en 2017.

Réponse :

Afin de compléter, d'ici la fin de l'année 2016, l'installation des 3,825 M compteurs communicants prévus dans le cadre du projet LAD, le Distributeur a besoin d'effectifs supplémentaires dû à l'augmentation du temps d'installation des derniers compteurs du projet. Cette augmentation de temps s'explique principalement par l'installation plus complexe de compteurs.

Pour l'année 2017, étant donné que le projet LAD sera terminé, toute installation de compteurs sera dorénavant effectuée dans les activités de base du Distributeur.

8.2 Veuillez réconcilier le fait que 66 ETC additionnels pour l'installation plus complexe de certains compteurs sont ajoutés en 2016, mais que lors du transfert aux activités de base en 2017, il n'y reste plus que 23 ETC assignés à l'installation de compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Au total, combien d'ETC sont assignés à cette tâche en 2016?

Réponse :

La baisse des ETC entre les années 2016 et 2017 s'explique principalement par la baisse du volume de compteurs qui pourront être installés.

8.3 Veuillez expliquer la différence entre les compteurs dont l'installation est « complexe » et les compteurs « difficiles d'accès ».

Réponse :

Les compteurs dont l'installation est « complexe » concerne principalement les compteurs visant les clientèles d'affaires (compteurs CII).

Les compteurs sont identifiés comme « difficile d'accès » lorsqu'il n'a pas été possible pour le Distributeur de procéder à l'installation du compteur lors des visites effectuées.

8.4 Veuillez indiquer le nombre restant de compteurs dont l'installation est plus complexe selon les données les plus récentes.

Réponse :

Comme présenté au suivi du projet Lecture à distance au 30 juin 2016, le Distributeur prévoit installer 49 000 compteurs CII d'ici la fin de l'année 2016.

8.5 Veuillez ventiler ces compteurs selon la raison de la complexité.

Réponse :

Pour les compteurs CII, la complexité se situe au niveau des installations électriques.

8.6 Veuillez indiquer le nombre de compteurs pour lesquels la difficulté d'accès résulte du refus des occupants de donner accès au compteur.

Réponse :

Comme présenté à la pièce HQD-18, document 1 (B-0076) du dossier R-3964-2016, le Distributeur estime à environ 77 400 (60 % de 129 000 compteurs) le nombre de compteurs pour lesquels la difficulté d'accès résulte de la négligence ou du refus par les clients de donner accès au compteur. Une

proportion d'environ 35 % des compteurs requiert que les clients réalisent des travaux pour permettent l'installation d'un compteur. Enfin, pour 5 % des cas, le motif n'est pas connu.

8.7 Veuillez confirmer que l'absence de compteurs retirés en 2017 (référence ii) est due au reclassement vers les activités de base.

Réponse :

Le tableau 4 de la pièce HQD-9, document 5.1 (B-0040) présente, entre autre, le suivi des compteurs retirés dans le cadre du projet LAD. Étant donné que le projet sera terminé à la fin de l'année 2016, aucun compteur n'est prévu être retiré en 2017 dans le cadre du projet.

Le Distributeur confirme toutefois que des compteurs seront retirés en 2017 dans le cadre des activités de base.

8.8 Veuillez indiquer combien de compteurs ne présentant pas de difficultés particulières le Distributeur prévoit installer en 2017.

Réponse :

Ce type de compteurs fait partie de l'enveloppe des investissements en équipement de mesurage pour un montant prévu de 9,5 M$ en maintien des actifs et un montant prévu de 11,2 M$ en croissance de la demande et correspond aux activités de base du Distributeur.

8.9 Veuillez indiquer en quoi consistent (outre l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès) les projets d'investissement auxquels sont affectés les 102 ETC reclassés aux activités de base.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.8.

De plus, le Distributeur précise que les 23 ETC nécessaires à l'installation des compteurs dans les endroits difficiles d'accès sont inclus dans le nombre de 102 ETC reclassés aux activités de base.

8.10 Veuillez justifier le besoin d'investissement additionnel de 12,1 M$ pour l'installation de compteurs dans des endroits difficiles d'accès ou pour lesquels l'installation est complexe et faire le lien avec les 23 ETC dédier à cette tâche. Veuillez indiquer le nombre de compteurs associés à ce budget.

Réponse :

Le Distributeur prévoit installer près de 45 000 compteurs en 2017.

Le montant additionnel de 12,1 M$ en investissements inclut le coût d'achat et d'installation des compteurs.

AUTOMATISATION DU RÉSEAU

Question 9 :

Références :

(i) HQD-8, Document 2, p. 17

Préambule :

Le Distributeur demande de reclassé de l'élément spécifique *Automatisation du réseau de Distribution* dans les activités de base.

Questions :

9.1 Veuillez élaborer sur la nature des activités comprises dans le budget de cet élément spécifique et sur la récurrence des coûts associés.

Réponse :

Le budget de l'élément spécifique Automatisation du réseau de distribution comprend les frais de location de circuits téléphoniques et les coûts de maintien des infrastructures actuelles. Par conséquent, ces coûts annuels sont récurrents.

COMPTES À RECEVOIR, INTÉRÊTS ET AUTRES

Question 10 :

Références :

(i) HQD-8, Document 3, p. 5

Questions :

10.1 Veuillez expliquer la variation du poste *Compte à recevoir, intérêts et autres* entre l'année historique 2015 et l'année témoin 2017.

Réponse :

L'augmentation de 10,1 M$ entre 2015 et 2017 s'explique principalement par le renversement en 2015 de provisions à la suite des règlements de dossiers de réclamations de tiers comptabilisées dans les années antérieures, entraînant un impact créditeur de 10,7 M$ à la rubrique Comptes à recevoir, intérêts et autres de l'année 2015.

COÛTS CAPITALISÉS

Question 11 :

Références :

(i) HQD-8, document 5, p. 6
(ii) HQD-8, Document 2, p. 7
(iii) HQD-8, Document 5, p. 5, tableau 1
(iv) HQD-9, Document 5, p. 7, tableau 4

(ii)
« une hausse de 51 ETC afin d'assurer le renouvellement de la main-d'oeuvre affectée aux activités liées au réseau de distribution ;

[…]

une réduction de 256 ETC associée au projet LAD, à la suite de la fin du déploiement. De ce nombre, 135 ETC correspondent aux employés temporaires qui ont quitté le Distributeur. De plus, 102 ETC ont été reclassés dans les activités de base, dont 23 ETC pour les employés affectés temporairement à l'installation de certains compteurs communicants à des endroits difficiles d'accès. Le Distributeur souligne que ces 102 ETC sont affectés majoritairement à des projets d'investissements et ne génèrent pas de pression sur les charges d'exploitation.

Finalement, une réduction de 19 ETC est associée aux employés à relocaliser, portant à 62 le nombre d'ETC à relocaliser en 2017 ; » (Nous soulignons)

Questions :

11.1 Veuillez concilier l'information contenue dans les citations en préambules et l'évolution entre l'année de base 2016 et l'année témoin 2017 des heures capitalisables (métiers-lignes, projet LAD, et Autres) présentées au tableau 2 de la référence (i) de même qu'avec la capacité de réalisation des métiers-lignes présentées au tableau 3 de la référence (i).

Réponse :

La baisse des heures capitalisables entre l'année témoin 2017 et l'année de base 2016 s'explique principalement par la fin du projet LAD en 2016. Certaines de ces heures sont réallouées aux activités de base en 2017, ce qui se reflète dans l'augmentation des heures capitalisables Autres affectées principalement aux investissements en équipements de mesurage.

La hausse de 51 ETC nécessaire afin d'assurer le renouvellement de la main-d'œuvre affectée aux activités liées au réseau de distribution inclut entre autres une augmentation pour les métiers-lignes de 30 ETC, dont plus de la moitié du temps est consacré à des activités capitalisables.

11.2 Veuillez ventiler les lignes *Activités de base* et *Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques* entre les heures en métiers-lignes, les heures au projet LAD et les heures associées à la catégorie Autres.

Réponse :

Le tableau R-11.2 présente les heures capitalisables ventilées entre les Activités de base et les Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques.

TABLEAU R-11.2 :

HEURES CAPITALISABLES PAR TYPES D'ACTIVITÉS

Description	Année historique 2015	2016			Année témoin 2017
		D-2016-033	D-2016-033 ajustée	Année de base	
Heures capitalisables	**2 480 343**	**2 065 732**	**2 049 732**	**2 128 106**	**1 950 783**
Activités de base	**1 952 482**	**1 879 717**	**1 863 717**	**1 864 726**	**1 950 783**
Métiers-lignes	1 204 460	1 130 257	1 130 257	1 190 351	1 218 121
Autres	748 022	749 460	733 460	674 375	732 662
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers et éléments spécifiques - PROJET LAD	**527 861**	**186 015**	**186 015**	**263 380**	**-**

11.3 Veuillez réconcilier la baisse globale des coûts capitalisés entre l'année de base 2016 et l'année témoin 2017 avec la légère hausse des investissements à impacts main-d'œuvre présentée à la référence (iv).

Réponse :

La baisse globale des coûts capitalisés entre l'année de base 2016 et l'année témoin 2017 s'explique principalement par la fin du projet LAD en 2016. Cette baisse est toutefois légèrement contrebalancée par la hausse des coûts capitalisés en lien avec les heures capitalisables des métiers-lignes et les investissements à impact main d'œuvre.

GESTION DU BESOIN EN PUISSANCE

Question 12

Références :

(i) HQD-6, document 1, p. 10, tableau 5
(ii) HQD-10, document 1, section 3.2
(iii) http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf
(iv) http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-GDP-guide-participant.pdf
(v) HQD-6, document 1, p. 18

Préambule :

Le tableau 5 de la page 10 de la référence (i) présente une contribution de 90 MW des nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance. La section 3.2 de la référence (ii) présente divers initiatives de gestion de la demande en puissance.

Question :

12.1 Veuillez indiquer la contribution respective des différentes mesures présentées à la section 3.2 à l'approvisionnement en puissance de 90MW incluse au bilan pour l'hiver 2016-2017.

Réponse :

L'impact de 90 MW des nouvelles interventions en GDP comprend 70 MW pour le programme *Charges interruptibles – Bâtiments CI* et 15 MW pour le programme *Charges interruptibles – Bâtiments d'Hydro-Québec*, la somme étant arrondie à la dizaine près.

12.2 Veuillez concilier l'apport au bilan de puissance de 90 MW des nouvelles interventions en GDP et le coût de 7,5 M$ (référence v) pour ces mêmes interventions en 2017.

Réponse :

Le coût des aides financières des interventions en GDP est imputé sur les quatre mois d'hiver, soit les trois quarts des aides financières de l'hiver 2016-2017 et le quart des aides financières prévues pour l'hiver 2017-2018. Du 7,5 M$ mentionné à la référence (v), 1,2 M$ est associé au programme *Charges interruptibles résidentielles* et 6,3 M$, au programme *Charges interruptibles – Bâtiments CI*.

Concernant le programme de chauffe-eau interruptibles

12.3 Veuillez élaborer sur les difficultés rencontrées par la Distributeur dans la mise en place du programme *Charges interruptibles résidentielles – chauffe-eau* et faire une mise à jour de la situation.

Réponse :

Comme mentionné à la pièce en référence (ii), le Distributeur juge que l'appui de certains intervenants et organismes du marché, dont l'Institut national de la santé publique du Québec, est important pour le succès d'une intervention visant l'interruption des chauffe-eau résidentiels. Le Distributeur procèdera au lancement du programme lorsqu'il sera assuré de cet appui.

12.4 À quelle date, au plus tard, devrait être lancé l'appel d'offre pour que le programme contribue à hauteur de 83 MW à l'hiver 2017-2018?

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.3.

12.5 Veuillez indiquer à quoi sera consacré le budget de 26 M$ pour ce programme en 2017.

Réponse :

Voir la réponse à la question 42.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

Concernant la télécommande des systèmes biénergie

12.6 Veuillez expliquer pourquoi la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie ne peut être testée simplement en environnement contrôlé.

Réponse :

Voir la réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

12.7 Veuillez élaborer sur le type de système qui sera testé et indiquer si les compteurs communicants interviendront dans l'opération.

Réponse :

La solution de télécommande utilisée dans le cadre du projet pilote est un contrôleur biénergie commandé au moyen du réseau maillé de l'infrastructure de mesurage avancée du Distributeur. Cette solution ne fait pas intervenir les compteurs communicants.

12.8 Veuillez indiquer le budget prévu pour ce projet pilote.

Réponse :

Le budget du projet pilote est évalué à 250 k$.

Concernant le programme Charges interruptibles – Bâtiments CI

12.9 Veuillez confirmer que ce programme correspond bien au programme de gestion de la demande en puissance pour les marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles présenté à la référence (iv).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

12.10 Veuillez identifier les mesures généralement mises en place par les clients pour offrir de la capacité interruptible au Distributeur. Si possible, veuillez faire le lien avec les mesures présentées à la référence (iii).

Réponse :

Les mesures de gestion de la demande en puissance les plus courantes dans les bâtiments commerciaux, institutionnels et industriels sont :

- **le préchauffage du bâtiment avant la période de pointe ;**
- **la modulation ou l'arrêt des équipements de chauffage, de ventilation, d'humidification, de pompage ou autres, pendant la période de pointe ;**
- **le démarrage des équipements de chauffage utilisant un combustible, en remplacement d'équipements de chauffage électriques ;**

- **le démarrage de groupes électrogènes pour la production d'électricité ;**
- **l'arrêt ou le décalage de la production.**

12.11 Veuillez expliquer comment le niveau de la compensation financière pour ce programme a été établi. Veuillez justifier ce niveau et élaborer sur l'écart avec l'option d'électricité interruptible disponible pour les tarifs M et L.

Réponse :

Les divers moyens en GDP du Distributeur sont calibrés en fonction de ce qu'il faut offrir pour atteindre le marché visé, tout en respectant les critères de rentabilité établis. Il est important de souligner que plus les kW escomptés en GDP sont faibles dans un marché donné, plus le signal de prix devra être élevé afin que le client adhère à l'offre commerciale.

Par ailleurs, le programme *Charges interruptibles – Bâtiments CI* ne comporte qu'une prime fixe, alors que l'option d'électricité interruptible comporte à la fois une prime fixe et une prime variable.

12.12 Veuillez élaborer sur la sensibilité de la clientèle à une variation du niveau de cette compensation.

Réponse :

Pour les raison mentionnées au point précédent, le Distributeur estime que toute réduction de l'appui financier actuel compromettrait la pénétration de ce marché et l'atteinte des objectifs.

12.13 Pour l'hiver 2015-2016, veuillez indiquer quelle est la puissance soumise par les clients en date du 31 août 2016. Veuillez également indiquer la puissance retenue par la Distributeur.

Réponse :

Les projets soumis en date du 31 août 2016 visent l'hiver 2016-2017 et non 2015-2016.

Les projets soumis par les clients totalisent environ 130 MW.

12.14 Veuillez indiquer l'emplacement relatif de cet outil dans l'ordonnancement des moyens d'approvisionnement en puissance.

Réponse :

Le Distributeur veillera à analyser l'ordre de ses moyens d'approvisionnement quotidiennement en fonction de l'adéquation offre-demande et de l'état du

réseau. Il rappelle toutefois que les modalités du programme *Charges interruptibles – Bâtiment CI* comportent un maximum d'utilisation de 100 heures par hiver, ce qui en fait un moyen moins flexible que, notamment, les achats d'énergie sur les marchés.

STRATÉGIE TARIFAIRE

Question 13 :

Références :

(i) D-2014-037
(ii) HQD-14, Document 2, p. 35
(iii) HQD-14, Document 2, p. 34
(iv) R-3864-2013, HQD-3, Document 7, p. 13
(v) HQD-10, Document 1, p. 12, tableau 5
(vi) R-3933-2015, B-0091

(iii)
« Le Distributeur tient à rappeler la nécessité de fixer des conditions tarifaires favorables pour les trois principaux acteurs au tarif DT. Ainsi, pour les clients biénergie, le tarif vise à procurer des économies à ceux qui s'effacent en pointe. Pour le Distributeur, il vise à maintenir l'effacement du parc biénergie en période de pointe. Pour les mazoutiers, il vise à maintenir leur intérêt à assurer l'approvisionnement en mazout des clients biénergie.

L'utilisation d'une télécommande dans le but de réduire le nombre d'heures d'effacement en période de pointe aura pour conséquence de réduire la consommation de mazout et l'intérêt des mazoutiers à assurer l'approvisionnement en mazout des clients, ce qui pourrait mettre à risque la pérennité du parc biénergie.

Néanmoins, pour répondre à la demande de la Régie, le Distributeur entend réaliser au cours de l'hiver 2016-2017, un projet pilote de télécontrôle des systèmes biénergie auprès d'un nombre limité de clients. Ce projet pilote permettra d'évaluer la faisabilité technique de télécommander les systèmes de chauffage biénergie résidentiels. Il s'inscrit dans le cadre des programmes de gestion de la demande en puissance (GDP) au marché résidentiel tel qu'il appert de la pièce HQD-10, document 1.

Par ailleurs, le Distributeur avait indiqué à la Régie qu'il disposait d'une marge de manoeuvre pour accroître les économies réalisées par les clients au tarif DT, mais qu'il estimait préférable d'établir une stratégie pour le tarif D avant de proposer des modifications à la structure et au calibrage du tarif DT. Devant la poursuite de l'érosion au tarif DT, le Distributeur propose dès maintenant de faire évoluer le tarif de façon à augmenter au 1er avril 2017 les économies réalisées par les clients au tarif DT et ainsi tenter de ralentir l'érosion observée. »

(iv)
« 5.7 Veuillez présenter la distribution géographique des clients du tarif DT et commenter sur le risque de perte d'accès au mazout en fonction de cette dispersion.

Réponse :
Le Distributeur n'a pas procédé à une telle analyse.

5.8 Veuillez notamment indiquer le nombre de clients du tarif DT qui se trouvent en milieu urbain, suburbain et rural.
Réponse :
Voir la réponse à la question 5.7.

5.9 Veuillez présenter la distribution géographique des clients résidentiels sans chauffage.
Réponse :
Voir la réponse à la question 5.7.

5.10 Si disponible veuillez présenter la distribution géographique des clients résidentiels se chauffant au mazout.
Réponse :
Sans objet."

Questions :

13.1 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit toujours la tenue de rencontres avec les représentants des clientèles affaires en suivi de la décision D-2014-037 et si oui à quel moment. Le cas échéant, le Distributeur prévoit-il soumettre des propositions tarifaires permettant aux clients affaires de bénéficier d'un tarif similaire au tarif DT.

Réponse :

Une séance de travail avec les représentants de la clientèle des tarifs généraux et industriel est prévue au printemps 2017.

Le programme *Charges interruptibles – Bâtiments CI* offert par le Distributeur vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes industries (PMI) à réduire la demande en puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointes hivernales d'Hydro-Québec. Ce programme peut s'avérer intéressant pour les clients Affaires dotés d'un système biénergie. Le Distributeur estime qu'environ 30 % des clients qui participeront au programme *Charges interruptibles – Bâtiments CI* pour l'hiver 2016-2017 sont équipés d'une chaudière d'appoint au combustible qui leur permettra de réduire leur appel de puissance à la pointe et de bénéficier d'un appui financier.

13.2 Veuillez commenter la possibilité d'éliminer la redevance quotidienne du tarif DT sur une période de deux ans ou de l'éliminer complètement dès cette année.

Réponse :

Tout changement aux structures tarifaires conduisant à un manque à gagner implique une récupération de celui-ci auprès de la clientèle.

La proposition du Distributeur, d'éliminer la redevance d'abonnement au tarif DT sur 4 ans tout en gelant les prix d'énergie au 1er avril 2017, représente un manque à gagner de 4 M$ en 2017 récupéré auprès des autres clients domestiques.

Selon le Distributeur, il s'agit d'un impact raisonnable compte tenu des impacts tarifaires dont feront l'objet les autres clients domestiques avec la révision des tarifs domestiques.

L'élimination de la redevance sur une période de 2 ans plutôt que 4 ans ferait passer le manque à gagner à 8 M$ dès 2017, soit le double, et entraînerait des impacts plus importants sur le reste de la clientèle domestique.

13.3 Veuillez déposer une version à jour de l'analyse de rentabilité du tarif DT (référence vi) incluant l'effet de la proposition du Distributeur.

Réponse :

En raison de la révision de la stratégie des tarifs domestiques actuellement en cours, il est difficile d'établir des tarifs D et DT pour les 20 prochaines années, exercice à la base de l'analyse de rentabilité du tarif DT. Le Distributeur n'est donc pas en mesure de procéder à la mise à jour complète de l'analyse de la rentabilité du tarif DT. Il a toutefois évalué l'impact anticipé des mesures proposées au tarif DT à l'aide d'une analyse de sensibilité à partir de la plus récente analyse de rentabilité fournie à la pièce HQD-16, document 2 (B-0077) du dossier R-3933-2015, en réponse à la question 30.1 de l'ACEF de Québec. Ainsi, toutes choses égales par ailleurs, cette analyse de sensibilité suppose une élimination de la redevance au tarif DT et un gel des prix d'énergie du tarif DT sur une période de 4 ans, soit de 2017 à 2020, inclusivement.

Les tableaux R-13.3-A et R-13.3-B présentent le sommaire des résultats de cette analyse de sensibilité, en supposant respectivement un effacement complet de 6,7 kW et un effacement moyen de 5,8 kW du client biénergie. Par rapport à la structure actuelle du tarif D, les mesures proposées au tarif DT permettraient, tel qu'il est souhaité, d'accroître l'économie du client tout en préservant la rentabilité pour le Distributeur.

TABLEAU R-13.3-A :

ANALYSE ÉCONOMIQUE – EFFACEMENT COMPLET DU CLIENT BIÉNERGIE (6,7 KW)

COÛTS ACTUALISÉS ($2015) - HORIZON 20 ANS	Type de système biénergie		
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée
Rentabilité du client biénergie - effacement complet	**7 082 $**	**7 639 $**	**10 737 $**
Rentablité du Distributeur - effacement complet	**5 430 $**	**4 947 $**	**2 252 $**

TABLEAU R-13.3-B :

ANALYSE ÉCONOMIQUE – EFFACEMENT MOYEN DU CLIENT BIÉNERGIE (5,8 KW)

COÛTS ACTUALISÉS ($2015) - HORIZON 20 ANS	Type de système biénergie		
	Air chaud	Air chaud avec climatisation	Air chaud avec climatisation et piscine chauffée
Rentabilité du client biénergie - effacement moyen	**6 408 $**	**6 964 $**	**10 062 $**
Rentablité du Distributeur - effacement moyen	**3 960 $**	**3 476 $**	**782 $**

Les tableaux détaillés, notamment celui présentant les coûts évités utilisés, se retrouvent dans le chiffrier Excel HQD-16-06_R-13.3.xlsx.

13.4 Relativement aux références (iii) et (iv) et en lien avec la prétention du Distributeur à l'effet que l'utilisation d'une télécommande dans le but de réduire le nombre d'heures d'effacement en période de pointe pourrait mettre à risque la pérennité du parc biénergie, veuillez indiquer si le Distributeur a analysé la dispersion géographiques des clients au tarif DT et des clients se chauffant au mazout de manière à évaluer le risque réel que des clients puissent se retrouver sans service d'approvisionnement en mazout si la Régie devait procéder à un tel changement tarifaire (Par exemple, il paraît très peu probable que des clients en milieu urbain n'aient plus accès à un approvisionnement en mazout, même si la Régie devait approuver ces modifications).

- Dans l'affirmative veuillez déposer ces analyses.
- Si non, veuillez justifier de ne pas avoir effectué de telles analyses.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à une évaluation du risque que les clients au tarif DT puissent se retrouver sans service d'approvisionnement au mazout en raison de l'utilisation d'une télécommande dans le but de réduire le nombre d'heures d'effacement en période de pointe.

Toutefois, le Distributeur compte sur le projet pilote de télécommande des systèmes biénergie au secteur résidentiel, qui se déroulera du 1er décembre 2016 jusqu'au 30 novembre 2017, pour avoir un éclairage sur ce sujet.

13.5 Veuillez indiquer si le Distributeur prévoit faire la promotion du fait qu'il entend réduire le prix relatif du tarif DT au cours des prochaines années.

- Dans l'affirmative, veuillez élaborer sur les mesures qui seront mises en place et indiquer le budget prévu à cette fin.
- Si non, veuillez justifier de ne pas faire une telle promotion.

Réponse :

Voir la réponse à la question 19.2 de la demande de renseignements de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2.

13.6 Veuillez indiquer comment sera utilisé le budget de 1 M$ prévu à la référence (v).

Réponse :

L'enveloppe budgétaire de 1 M$ servira aux activités de sensibilisation, à la fois pour la pointe hivernale et pour la biénergie.

<u>Question 14 :</u>

Références :

(i) HQD-14, Document 2, p. 43

Questions :

14.1 Veuillez décrire les statistiques de recharges qui devront être fournies par les clients du tarif expérimental BR.

Réponse :

Tel qu'il est précisé à l'article 4.56 proposé des Tarifs, à la pièce HQD-14, document 4 (B-0054), pour être admissible au tarif BR, le client devra s'engager à soumettre à Hydro-Québec les données non nominatives d'utilisation de toutes les bornes faisant l'objet de son abonnement au tarif BR, telles la durée, l'énergie consommée et la puissance appelée pour chacune des recharges.