

Régie de l'énergie

DOSSIER R-3854-2013

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3

D'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

À HYDRO-QUÉBEC

Le 3 octobre 2013

1 Coûts évités

Références

- (i) HQD-3, document 4
- (ii) R-3854-2013, notes sténographiques de l'audience du 27 septembre 2013

Préambule

- (i) Ainsi, pour la période d'hiver, le signal de prix reflète le coût des achats sur les marchés de court terme. En été, il correspond au prix de l'électricité patrimoniale. 2012 à 025 inclusivement :
 - le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation ;
 - le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation.
- (ii) *M. MARCEL CÔTÉ :*
R. Bien, pour le Distributeur, c'est qu'on a trouvé... on trouve des sources de... des nouvelles sources, nouvelles consommations qui vont nous permettre de réduire notre surplus et, ce surplus-là, est à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. Qui va nous permettre de réduire des hausses tarifaires, c'est réduire la facture des clients.
Essentiellement, ce n'est pas compliqué, en termes d'énergie... de ventes additionnelles, on sait qu'on a du patrimonial inutilisé présentement. Le patrimonial inutilisé c'est deux cents quatre-vingt-deux (2,82 ¢). Chaque fois que je vais vendre un kilowattheure de plus à quelqu'un de nouveau, pas à quelqu'un qui est déjà client mais à de nouvelles consommations, ce gain-là est à l'avantage de l'ensemble de la clientèle. (nos soulignés)

- 1.1 Veuillez concilier les affirmations qui apparaissent aux préambules (i) et (ii) étant donné que la citation qui apparaît en (ii) indique que le coût marginal du Distributeur est de 2,82 ¢/kWh en tout temps.

2 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

Références

- (i) HQD-5, document 1, annexe A
- (ii) Suivi de l'entente d'intégration éolienne pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012

Préambule

- (i) Le Distributeur indique à la référence (i) le coût de l'entente d'intégration éolienne pour 2012 qui s'élève à 44,7 M\$. Il prévoit que l'entente coûtera 42,2 M\$ en 2014.
- (ii) Au suivi de l'entente d'intégration éolienne (ii), le Distributeur indique :
Au 31 décembre 2012, les parcs éoliens ont produit 326 901 MWh de moins que le Producteur n'en avait livrés en vertu de l'Entente. Le coût de l'énergie pour

comblent la différence entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et celle livrée par le Producteur est de 29 140 763 \$.

- 2.1 Sur la somme payée au Producteur à l'égard du point (ii), une partie ou la totalité est-elle récupérée auprès des producteurs éoliens par les pénalités pour défaut de livraison? Veuillez préciser.
- 2.2 Veuillez préciser les modalités financières des contrats éoliens lorsque la production réelle est inférieure ou supérieure à la production moyenne attendue par le Distributeur.
- 2.3 Veuillez décrire les actions qu'entreprendra le Distributeur auprès des producteurs éoliens et du Producteur pour minimiser les coûts d'approvisionnements, considérant la situation de surplus énergétiques importants du Distributeur.

3 COMPTE DE NIVELLEMENT

Références

- (i) HQD-8, document 7

Préambule

- (i) Le Distributeur propose d'amortir le solde des comptes d'écarts de 2008 à 2012 sur une période de 10 ans tout en maintenant l'amortissement des écarts des années 2013 et suivantes sur une période de 5 ans.
- 3.1 Veuillez présenter l'ensemble des coûts (intérêts, rendements) ainsi que l'impact tarifaire associés au traitement du solde des comptes d'écarts de 2008 à 2012 selon un scénario d'amortissement de 5 ans et selon un scénario de 10 ans.

4 BUDGET DU PGEÉ : LE LABEL *WATERSENSE*

Références

- (i) HQD-9, document 1

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur indique qu'il a choisi de devenir partenaire et de promouvoir les produits portant l'étiquette *WaterSense* afin de s'assurer de l'efficacité et du rendement de ces produits. Le programme *WaterSense* est appuyé par le gouvernement du Québec depuis 2012.
- 4.1 Le Distributeur a-t-il testé en groupes de discussion l'acceptabilité commerciale du label *WaterSense*?
 - 4.2 Le Distributeur a-t-il envisagé la possibilité de franciser le label *WaterSense* pour

en augmenter l'efficacité?

- 4.2.1 Si oui, quels seraient les coûts de la francisation?
- 4.2.2 Quels autres obstacles que les coûts empêcheraient la francisation du label?
- 4.3 Sous quelle(s) forme(s) physique se présente le label WaterSense (autocollant, étiquette,..)?

5 PGÉE : ACTIVITÉ DE SENSIBILISATION

Références

- (i) HQD-9, document 1

Préambule

- (i) À la référence (i), à la pièce HQD-9, document 1, le Distributeur présente ses activités relatives aux moyens de gestion de la demande en puissance. Il indique avoir entrepris des activités de sensibilisation des clients à leur consommation durant les heures de pointe hivernale.
- 5.1 Veuillez détailler les activités de sensibilisation réalisées ainsi que les médias utilisés (dépliants dans la facture, télévision, journaux, radio, Web, réseaux sociaux...)
- 5.2 Le Distributeur a-t-il conçu des activités de sensibilisation différentes en fonction de segments de marché?
- 5.3 Comment le Distributeur entend-il mesurer l'efficacité de ses activités de sensibilisation? UC souhaite particulièrement savoir si des indicateurs ont été définis par le Distributeur et s'ils ont été mesurés avant et après les activités de sensibilisation.
- 5.4 Comment le Distributeur compte-t-il soutenir ou maintenir cette sensibilisation avec le temps?

6 PGEÉ : LA DISTRIBUTION DES PRODUITS ÉCONOMISEURS D'EAU

Références

- (i) HQD-9, document 1

Préambule

(i) À la référence (i), le Distributeur indique qu'il lancera, d'ici la fin d'année 2013, un nouveau programme visant à sensibiliser la clientèle résidentielle à la réduction de la consommation d'eau chaude par l'utilisation de produits économiseurs d'eau comme des pommes de douche et des aérateurs de robinets à débit inférieur aux normes en vigueur. Il indique également que les produits économiseurs d'eau étant peu différenciables chez les quincaillers, il en facilitera l'accès en offrant à sa clientèle admissible l'achat par Internet. Plus précisément, le site internet d'Hydro-Québec sera informationnel et le client sera dirigé vers le site transactionnel d'un prestataire responsable d'accueillir les commandes et de procéder à la livraison des produits à domicile.

6.1 Les produits dont il est question au préambule (i) sont-ils les mêmes qui porteront l'étiquette *WaterSense* (ou, le cas échéant, son label francisé)?

6.1.1 Si oui, justifiez le fait que le Distributeur avance que ces produits sont ou seront peu différenciables chez les quincaillers s'ils portent un label.

6.1.2 Sinon, expliquez de quels autres produits il s'agit.

6.2 La facilitation de l'achat par Internet est-t-elle un précédent pour le Distributeur?

6.3 La commercialisation par Internet entre-t-elle en concurrence avec les quincailleries?

6.4 Le prestataire choisi par le Distributeur exigera-t-il un volume minimum (nombre de produits ou montant de facture) par commande?

6.5 Veuillez détailler, sur la base d'une évaluation réaliste, le prix d'un aérateur de robinet commandé par Internet et livré chez le client (coût du produit, traitement de la commande, emballage, livraison...) et le comparer avec le prix d'achat d'un aérateur dans une quincaillerie.

6.6 Quelle alternative est prévue pour les ménages qui n'ont pas accès à Internet?

7 CONDITIONS DE SERVICE : DROIT DE PASSAGE

Références

(i) HQD-12, document 2

Préambule

(i) Le Distributeur désire modifier la portée de l'article 18.1 afin de ne plus avoir à convenir avec les propriétaires de l'emplacement des équipements lorsqu'il intervient sur des terrains privés. Le Distributeur indique que l'obligation d'arriver à une entente avec les propriétaires l'a obligé à annuler des projets, à verser des compensations financières ou encore à choisir d'autres solutions plus coûteuses.

- 7.1 Pour chacune des 3 dernières années, veuillez spécifier combien de projets dont il est question à la référence (i) ont été annulés, le nombre de projets pour lesquels des compensations financières ont été versées et le montant total versé, le nombre de projets pour lesquels une autre solution plus coûteuse a été nécessaire et le montant total encouru à cette fin.

8 CONDITIONS DE SERVICE : CHEMIN PUBLIC / CHEMIN PRIVÉ

Références

- (i) HQD-12, document 2

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur souhaite réviser, dans une optique d'équité pour les clients et de simplification de l'application des règles, la définition de la notion de chemin public pour tenir compte de ces nouvelles réalités urbanistiques où les rues ne sont plus toujours de propriété publique.
Ainsi, un chemin public serait :

Tout chemin de propriété publique au sens de l'article 4 du Code de la sécurité routière (RLRQ, c. C-24.2) ou de propriété privée qui présente les mêmes caractéristiques et dont l'entretien peut être à la charge de toute personne physique ou morale.

- 8.1 Au cours des 3 dernières années, combien de branchements (usage domestique) ont été réalisés par le Distributeur?
- 8.1.1 À combien s'élevait globalement le coût de travaux de branchement?
- 8.1.2 Quels montants ont été versés par les clients?
- 8.1.3 Si la notion de chemin public, telle que proposée par le Distributeur dans sa preuve, avait été en vigueur au cours de ces 3 dernières années, combien de branchements seraient devenus des raccordements et quels montants auraient été assumés par le Distributeur (ou l'ensemble des clients) à la place des clients concernés?
- 8.2 L'élargissement de la notion de chemin public qui permettrait d'englober les chemins de propriété privée répond-il uniquement à une nouvelle réalité urbanistique, plus précisément, de nouvelles résidences en milieu rural, voire des maisons de villégiature (chalets, résidences secondaires) pourraient-elles profiter de l'élargissement de la notion de chemin public? Dans l'affirmative, veuillez commenter le fait que les coûts de branchements pourraient être alors assumés par l'ensemble des clients du Distributeur.

9 Suivi – Projet LAD

Références

- (i) D-2013-037, R-3814-2012, 2013 03 12, page 49
- (ii) B-0031, page 12 de 14
- (iii) B-0023, page 28 de 38

Préambule

- (i) [166] *Dans sa décision D-2012-02477, la Régie demandait au Distributeur, pour un projet en attente de décision lors du dépôt du dossier tarifaire, de fournir les charges inhérentes au projet incluses dans les revenus requis de l'année témoin ainsi que les montants inclus dans la base de tarification. Dans l'éventualité où le projet ne serait pas autorisé avant la décision de la Régie sur la demande tarifaire, la Régie demandait le retrait des revenus requis de l'impact du projet et le versement dans un compte d'écarts hors base (avec un seuil minimal de 5 M\$).*
- (ii) « Base de tarification – sommaire de l'année témoin 2014 »
- (iii) « Activité de base avec facteurs d'indexation particulier et éléments spécifiques »

9.1 En regard de la partie (i) du préambule, veuillez justifier l'inclusion à la base de tarification (partie (ii) du préambule) et aux charges d'exploitation (partie (iii) du préambule) de l'année témoin 2014, les montants liés aux phases 2 et 3 du Projet LAD, alors qu'aucune demande d'approbation d'investissement n'a été déposée par le Distributeur à cet effet.

10 Suivi – Projet LAD

Références

- (i) B-0035, Annexe A, page 20 de 21,

Préambule

- (i) Tableau A-4, Impact sur le revenu requis du projet LAD (M\$)

10.1 Veuillez fournir un tableau contenant les mêmes informations que le Tableau A-4 pour l'année témoin 2014, et qui distingue les montants liés à la phase 1 du projet LAD, de ceux liés aux phases 2 et 3 du projet.

11 Projet LAD - Frais punitifs de l'option de retrait

Références

- (i) Tarifs et conditions du Distributeur, chapitre 12 - Frais liés au service d'électricité
- (ii) Journal des débats de l'Assemblée nationale, 29 mai 2013, Vol. 43 No 58

Préambule

- (i) « g) Frais initiaux d'installation
Un montant de 137 \$.
- h) Frais mensuels de relève
Un montant mensuel de 17 \$ réparti selon le cycle de facturation.
- i) Crédit d'installation
Un montant de 39 \$. »
- (ii)

**Demander à Hydro-Québec d'offrir
à ses clients qui ne veulent pas de compteur
intelligent un autre choix sans frais punitifs**

M. Khadir: Oui. M. le Président, j'ai le plaisir et l'honneur de demander le consentement de la Chambre pour débattre de la motion suivante:

«Que l'Assemblée nationale demande à Hydro-Québec d'évaluer d'autres options afin de ne pas pénaliser financièrement ses clients qui ne veulent pas de compteurs "intelligents" et leur offrir le choix d'un autre type de compteur sans leur imposer des frais punitifs qui sont actuellement de [163] \$ à l'installation et de 206 \$ annuellement.»

Le Vice-Président (M. Cousineau): Merci, M. le député de Mercier. Est-ce qu'il y a consentement pour débattre de cette motion? M. le leader adjoint du gouvernement.

M. Traversy: M. le Président, je comprends bien que c'est 137 \$ à l'installation et 206 \$ annuellement, c'est bien ça? Oui? Alors, il y a consentement sans débat, M. le Président.

Mise aux voix

Le Vice-Président (M. Cousineau): Alors, est-ce que cette motion est adoptée?

Des voix: Adopté.

- 11.1 Le Distributeur a-t-il évalué d'autres options afin de ne pas pénaliser financièrement ses clients qui ne veulent pas de compteurs « intelligents »?
- 11.2 Veuillez identifier ces options et en présenter les grandes lignes.
- 11.3 À quel moment ces options seront-elles officiellement offertes aux clients du Distributeur?
- 11.4 Si le Distributeur n'a pas encore évalué d'autres options pour ne pas pénaliser ses clients qui ne veulent pas de compteurs « intelligents », veuillez indiquer à quel moment il compte terminer sa réflexion sur l'élaboration de nouvelles options afin de ne pas imposer de frais punitifs à sa clientèle.
- 11.5 À quel moment, les nouvelles options concernant les frais punitifs relatifs à l'option de retrait seront-elles officiellement offertes à la clientèle du Distributeur?

12 HAUSSES TARIFAIRES

Références

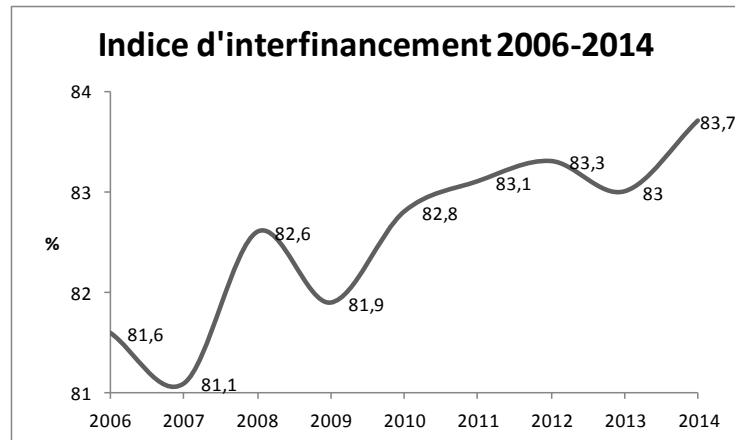
- (i) HQD-11, document 4, tableau 8 b
- (ii) HQD-13, document 2, page 11, ligne 1 à 4.
- (iii) R-3579-2005 HQD-13, document 1
- (iv) R-3610-2006 HQD-12, document 1
- (v) R-3644-2007 HQD-12, document 1
- (vi) R-3677-2008 HQD-12, document 1
- (vii) R-3708-2009 HQD-12, document 2
- (viii) R-3740-2010 HQD-12, document 2
- (ix) R-3776-2011 HQD-12, document 2
- (x) R-3814-2012 HQD-12, document 2
- (xi) R-3854-2013 HQD-13, document 2

Préambule

- (i) Au tableau 8 b de la référence (i) le Distributeur présente les hausses tarifaires, revenus prévus et indices d'interfinancement selon un scénario de hausses uniformes entre les tarifs domestiques et généraux et selon un scénario qui reflète la variation des coûts.

Catégories de consommateurs	Reffet du patrimonial (D et L) et rééquilibrage des tarifs généraux			Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts		
	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement	Ajustement tarifaire	Revenus après hausse (M\$)	Interfinancement
	(P)	(Q)	(R)	(S)	(T)	(U)
Domestiques	3,4%	4 979,0	83,7	2,9%	4 955,6	83,3
Généraux	3,4%	3 939,9	124,4	3,9%	3 960,4	125,0
Tarif G	4,0%	1 057,6	116,6	4,7%	1 065,5	117,5
Tarif M	3,0%	2 421,8	132,0	3,3%	2 428,9	132,4
Tarif LG	4,4%	460,5	107,8	5,6%	466,0	109,1
Grands Industriels	2,6%	1 402,5	116,4	2,8%	1 405,4	116,6
Total	-	10 321,4	100,0	-	10 321,4	100,0

- (ii) Au document (ii), le Distributeur avance :
Le défi en matière de stratégie tarifaire est de s'assurer que l'offre tarifaire est équilibrée, équitable, durable et adaptée au contexte économique et énergétique changeant et incertain. Il s'agit de favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise. (nous soulignons)
- (iii) Aux documents qui figurent aux références (iii) à (xi), le Distributeur mesure chaque année l'indice d'interfinancement après hausse tarifaire uniforme. UC présente ci-dessous un graphique qui présente les indices d'interfinancement calculés par le Distributeur pour les tarifs domestiques entre 2006 et 2014.



- 12.1 Veuillez fournir, dans le format qui apparaît au préambule (i), les indices d'interfinancement de la catégorie « Tarifs Domestiques » et des autres catégories en tenant compte de la hausse demandée par le Distributeur (5,8 %) pour l'année tarifaire 2014-2015.
- 12.2 Doit-on comprendre du tableau qui apparaît à la référence (i) que les clients des tarifs domestiques assumeront en 2014-2015 par leur hausse de tarif une partie de la croissance des coûts de toutes les autres catégories tarifaires? Veuillez élaborer votre réponse.
- 12.3 Le Distributeur indique en (ii) que l'offre tarifaire doit être entre autres équitable. En 2014-2015, la stratégie proposée qui suppose, pour les clients du secteur domestique, une hausse de tarifs supérieure à la croissance des coûts est-elle équitable pour les ménages québécois? Veuillez fournir les raisons précises.
- 12.4 Le Distributeur indique en (ii) qu'il faille favoriser une stratégie qui contribue davantage au soutien de l'économie québécoise.
- 12.4.1 Veuillez expliquer, ce que signifie « davantage » en précisant sur quel principe tarifaire reconnu s'appuie cet objectif du Distributeur.
- 12.4.2 Veuillez indiquer tous les cas d'ajustements tarifaires proposés par le Distributeur depuis 2004 qui ont reposé sur le principe de « contribuer davantage au soutien de l'économie québécoise. »
- 12.4.3 Combien parmi les cas identifiés à la question précédente concernaient directement les tarifs domestiques?
- 12.5 Au-delà de l'instabilité normale des indices d'interfinancement due aux profils de consommation des différentes catégories tarifaires, veuillez expliquer, comme l'indique la figure au point (iii) du préambule, la diminution soutenue de

l'interfinancement en faveur des tarifs domestiques malgré des hausses de tarifs annuelles uniformes et ce, particulièrement entre 2007 et 2013.

- 12.6 Veuillez présenter le tableau qui apparaît en (i) en isolant les coûts et les revenus des réseaux autonomes au nord et au sud du 53^e parallèle dans des catégories spéciales. Si le Distributeur ne possède pas les informations précises, veuillez présenter les meilleures estimations possibles avec les mises en garde qui s'imposent.

13 POSITION CONCURRENTIELLE DE L'ÉLECTRICITÉ

Références

- (i) HQD-13, document 2.

Préambule

- (i) À la figure 1 du document en référence (i), le Distributeur présente la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel et au mazout pour le chauffage des locaux pour un immeuble à bureaux à Montréal.

- 13.1 Veuillez fournir sur le même format la position concurrentielle de l'électricité par rapport au gaz naturel et au mazout pour le chauffage des locaux d'une résidence (chauffage TAE et biénergie).

14 STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE POUR LES TARIFS DOMESTIQUES

Références

- (i) R-3644-2007, HQD-12, document 1.
(ii) R-3677-2008, HQD-12, document 1.

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur indique :
Pour favoriser l'efficacité énergétique et aligner la structure des tarifs domestiques sur un horizon de long terme, le prix de la 2^e tranche doit tendre à refléter minimalement le coût marginal d'approvisionnement (fourniture et transport) du chauffage. Ce coût est estimé à 10,97 ¢/kWh (annuité constante sur 10 ans). À l'horizon 2018, le coût marginal du chauffage passe à 13,80 ¢/kWh. Ces coûts demeurent relativement plus élevés que le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie.
- (ii) À la référence (ii), le Distributeur réitère sa position :
Pour favoriser l'efficacité énergétique et aligner la structure du tarif domestique sur un horizon de long terme, le prix de la 2^e tranche devrait tendre à refléter minimalement le coût marginal d'approvisionnement (fourniture et transport) du

chauffage. Ce coût est estimé à 9,74 ¢/kWh (annuité constante sur 10 ans).

À l'horizon 2017, le coût marginal du chauffage passe à 10,74 ¢/kWh. Ces coûts demeurent beaucoup plus élevés que le prix actuel de la 2^e tranche d'énergie. En outre, afin de favoriser l'utilisation optimale des ressources, le prix peut être évalué en fonction du prix d'un produit substitut. À titre indicatif, le coût en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel, pour la facture énergétique seulement, a été de 7,74 ¢/kWh au cours de l'hiver 2006-2007. Lorsque sont ajoutés les coûts d'entretien et d'acquisition supplémentaires du système au gaz naturel par rapport à des plinthes électriques, le prix par kWh-équivalent est de 11,43 ¢/kWh. Ce prix fait donc partie des balises supérieures pour fixer le prix de la 2^e tranche.

14.1 Veuillez mettre à jour la citation qui apparaît en (i), pour le même horizon de coûts évités (10 ans).

14.2 Veuillez mettre à jour la citation qui apparaît en (ii) pour le même horizon de coût marginal avec les coûts en kWh-équivalent du chauffage au gaz naturel de l'hiver 2012-2013.

15 IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE PROPOSÉE PAR LE DISTRIBUTEUR

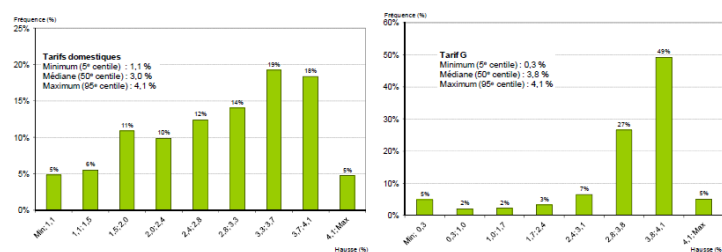
Références

- (i) HQD-13, document 2.
- (ii) R-3814-2012, HQD-8, document 7
- (iii) R-3776-2011, HQD-8, document 7
- (iv) HQD-1, document 4.1

Préambule

- (i) À la référence (i) le Distributeur présente une distribution des impacts des hausses pour la clientèle, dont les impacts pour les clients aux tarifs domestiques. Aucune indication n'apparaît quant à la période de consommation utilisée pour les simulations tarifaires. UC présume toutefois qu'à l'instar de la note de bas de page du tableau A-7, les données de consommation couvrent la période du janvier 2012 à décembre 2012.

FIGURE 5
DISTRIBUTION DES IMPACTS DES HAUSSES DIFFÉRENCIÉES POUR LA CLIENTÈLE



- (ii) Au tableau 14 de la référence (ii), le Distributeur présente le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour les mois de janvier, février, mars et avril 2012. Pour le tarif D, on constate que les 4 mois d'hiver, plus chauds que la normale, génèrent des ventes inférieures de 1,5 TWh à la prévision.
- (iii) Au tableau 19 de la référence (iii) le Distributeur présente le détail du compte de nivellement pour aléas climatiques pour l'année 2011 pour les mois de janvier, février, mars et avril. Pour le tarif D, on constate que les 4 mois d'hiver, avec des températures presque normales, génèrent des ventes de 6 GWh inférieures à la prévision.
- (iv) À la référence (iii), le Distributeur indique que la hausse tarifaire des clientèles autres que celle au tarif L pourrait atteindre 5,8 %.

15.1 Veuillez mettre à jour, pour la clientèle domestique, la figure 5 qui apparaît en (i) en supposant une hausse de 5,8 % au 1^{er} avril 2014 appliquée selon la stratégie tarifaire proposée.

15.2 Afin d'apprécier l'impact possible d'une hausse importante jumelée à un hiver normal, veuillez répéter l'exercice réalisé à la question 15.1 mais en utilisant, comme référence de consommation non pas les données de 2012 qui sous-évaluent la consommation de chauffage (généralement en 2^e tranche) mais les données de consommation de 2011 qui se rapprochent de la normale. Il s'agit donc de comparer les factures de l'échantillon de 2011 simulées avec les tarifs de 2013 et 2014 qui reflètent la stratégie tarifaire proposée avec une hausse de 5,8 %.

15.3 La hausse moyenne de 5,8 % compare la somme des factures annuelles de 2013 des clients domestiques avec la somme des factures annuelles de 2014. Veuillez fournir, non pas la hausse moyenne, mais la moyenne des hausses des clients (moyenne des hausses de facture annuelle de chaque client) au tarif D ainsi que son écart-type pour chacun des exercices réalisés en 15.1 et 15.2.

16 IMPACTS DE LA HAUSSE TARIFAIRE SUR LES MFR

Références

- (i) R-3610-2006, HQD-12, document 1
- (ii) HQD-13, document 2.
- (iii) R-3814-2012, HQD-12, document 2
- (iv) R-3740-2010, HQD-8, document 7

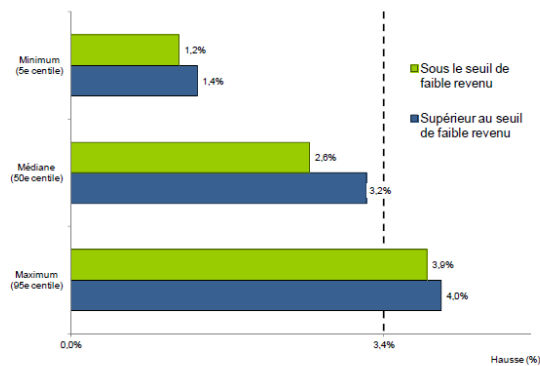
Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur explique la méthode qu'il compte utiliser pour illustrer l'impact de la hausse tarifaire sur les ménages à faible revenu. Il précise :

Le Distributeur possède peu de données sur les revenus de ses clients résidentiels et les données des sondages réalisés à d'autres fins sont souvent incomplètes et non valides en ce qui concerne le revenu des répondants. Il s'agit en effet d'une question délicate à laquelle les répondants ne sont pas toujours enclins à répondre.

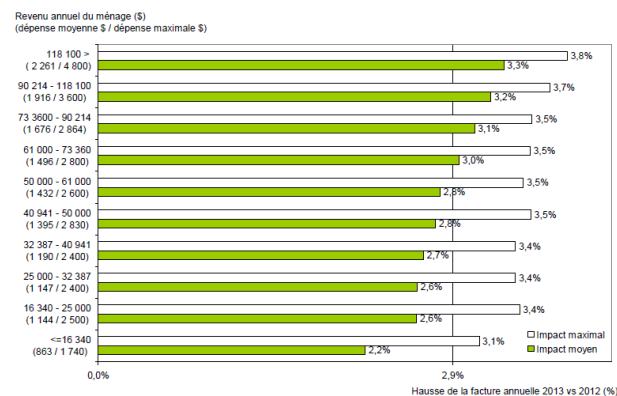
- (ii) Le Distributeur présente à la référence (ii) une nouvelle façon d'illustrer l'impact de la hausse tarifaire sur les clients à faible revenu. Les impacts tarifaires sont calculés à partir des résultats de la plus récente édition (2010) du sondage Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec et tiennent compte du seuil de faible revenu défini par Statistique Canada qui varie en fonction de la région de résidence et la taille du ménage.

FIGURE 6
DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE
EN FONCTION DU SEUIL DE FAIBLE REVENU



- (iii) À la référence (iv), le Distributeur illustre l'impact de la hausse des tarifs sur les ménages à faible revenu à partir des données de Statistique Canada de 2009 sur la dépense des ménages.

FIGURE 3
DISPERSION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SELON LE DÉCILE DE REVENU



- (iv) À la référence (iv), concernant le compte de nivellement pour aléas climatiques, le Distributeur indique

Le Distributeur évalue que le solde du compte de nivellement pour aléas climatiques (excluant les intérêts) sera de 133,2 M\$ au 31 décembre 2010, soit un montant largement plus important que tous les montants inscrits à ce compte depuis 2006 qui correspond à la première année où ce compte a été mis en place. Ce résultat découle du contexte climatique qui a caractérisé les 4 premiers mois de l'année. Au cours de cette période, on constate un écart de 3,5 TWh sur les ventes (voir tableau 15, Annexe B) et de 4,2 TWh en besoins énergétiques dus à l'aléa climatique. Depuis l'acceptation par la Régie d'un mécanisme de nivellement des revenus pour aléas climatiques, il s'agit de l'écart le plus élevé constaté dans le compte de nivellement.

- 16.1 Veuillez mettre à jour la figure 3 présentée en (ii) en supposant une hausse de 5,8 % des tarifs avec une hausse deux fois plus élevée du prix de la 2^e tranche en énergie que du prix de la 1^{re} tranche.
- 16.2 Veuillez mettre à jour la figure 3 présentée en (ii) en supposant une hausse de 5,8 % des tarifs avec une hausse uniforme du prix des tranches en énergie.
- 16.3 Conciliez l'affirmation qui apparaît au préambule (i) et l'utilisation que fait maintenant le Distributeur des données du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*.
- 16.4 En 2010, combien de ménages québécois ont répondu au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*?
- 16.4.1 Quel a été le taux de réponse à ce sondage?
- 16.4.2 Quelle était la question exacte portant sur le revenu familial? Les réponses étaient-elles ouvertes ou fermées (choix de réponse)?
- 16.4.3 Le Distributeur valide-t-il la réponse fournie à la question portant sur le revenu familial? Comment?
- 16.4.4 Quel a été, parmi ceux qui ont répondu au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*, le taux de réponse à la question portant sur le revenu familial (taux constaté et sans manipulation statistique)?
- 16.5 Parmi l'ensemble des répondants au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*, quelle proportion des ménages, par région a été identifiée comme étant sous le seuil de faible revenu?
- 16.5.1 Comparez les proportions obtenues en 16.5 avec les données publiques disponibles pour les mêmes régions.

- 16.6 À partir des données du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*, ventiler le nombre réel de répondants pour chacun des intervalles de salaires de ménages qui apparaît à la figure du préambule (iii).
- 16.7 À partir de la ventilation des données du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec*, telle que réalisée à 13.6, et aux fins de validation des données recueillies par le Distributeur, veuillez illustrer la dispersion des impacts tarifaires, 2013 vs 2012, par décile de revenu, avec une hausse de 2,9 %. Autrement dit, UC demande au Distributeur de refaire l'analyse de 2012 avec l'échantillon tiré du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel*.
- 16.8 À la référence (iv), le Distributeur parle du contexte climatique qui a caractérisé les 4 premiers mois de l'année 2010, soit un hiver beaucoup moins froid que la normale.
- 16.8.1 Les données du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec* de 2010 reflètent-elles un hiver plus chaud et une consommation d'électricité moindres des ménages?
- 16.8.2 Comment le contexte climatique de 2010 se reflète-t-il dans les impacts de la hausse tarifaire sur les MFR calculés en 16.1 et 16.2?
- 16.9 Dans le cas où les données de consommation des participants au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec* de 2010 couvrent une période qui ne comprend pas les mois de janvier à avril 2010, veuillez indiquer quelle période d'hiver est couverte.
- 16.10 Le Distributeur utilise des données de 2010 pour illustrer l'impact de la hausse de tarif de l'année 2014-2015.
- 16.10.1 Une mise à jour du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel d'Hydro-Québec* est-elle prévue d'ici l'été 2014?
- 16.10.2 Dans le cas où une mise à jour ne serait pas prévue, le Distributeur entend-il encore utiliser pour la prochaine demande tarifaire (2015-2016) les données de 2010?

17 REVENUS DES VENTES ET REQUIS AU NORD ET AU SUD DU 53° PARALLÈLE

Références

- (i) HQD-1, document 4

Préambule

- (i) À la pièce (i), le Distributeur présente une comparaison, entre le réseau relié et les réseaux autonomes, des revenus requis et des ventes découlant des tarifs en vigueur .

TABLEAU 2
COMPARAISON DES REVENUS REQUIS ET
DES REVENUS DES VENTES DÉCOULANT DES TARIFS EN VIGUEUR (M\$)

Réseau relié	
Ventes (GWh)	169 569
Revenus des ventes	10 752,7
Revenus requis	10 978,8
Écart	(226,1)
Réseaux autonomes	
Ventes (GWh)	387
Revenus des ventes	31,6
Revenus requis	233,9
Écart	(202,3)
Total Réseaux de distribution	
Ventes (GWh)	169 957
Revenus des ventes	10 784,3
Revenus requis	11 212,7
Écart	(428,4)
Conciliation tableau 1	
Plus : Autres revenus	176,7
Plus : Provision réglementaire	(75,3)
Revenus additionnels requis	(327,0)

- 17.1 Veuillez ventiler par réseaux autonomes (au sud du 53^e parallèle et au nord du 53^e parallèle) les données du tableau qui apparaît en (i).

18 FABRICATION DE GLACE AU NORD DU 53° PARALLÈLE

Références

- (i) R-3708-2009, HQD-12, document 2

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur propose à la Régie de permettre l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace au tarif régulier.

Bien que tous les procédés de fabrication et de conservation de la glace seront admissibles au tarif régulier, l'hypothèse est que le procédé le plus efficace et le plus économique sera installé et utilisé pour fabriquer et conserver la glace dans les arénas de chacun de ces réseaux autonomes. Ceci se reflète par l'ajout d'une charge de 69 kW coïncidente avec la pointe de chacun des réseaux dès la première année de l'analyse et d'une hausse de la consommation annuelle de 157 MWh.

....
L'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace dans tous les arénas des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle entraînerait donc un coût annuel additionnel de 1,5 M\$ (annuité croissante à l'inflation). Le coût net, en tenant compte de l'accroissement des revenus de l'ordre de 0,2 M\$ par année, serait de 1,3 M\$. Par conséquent, l'admissibilité de cette nouvelle charge au tarif régulier aurait un impact limité sur les investissements et les charges d'exploitation du Distributeur et ultimement, sur ses revenus requis et ce, en considérant le scénario fort de l'impact en puissance et en énergie des procédés de fabrication et conservation de la glace.

- 18.1 Depuis 2010, quels volumes annuels d'énergie ont été consommés pour la fabrication et la conservation de la glace dans les arénas des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle?
- 18.2 Quels ont été les coûts nets (coûts – accroissement des revenus) annuels associés à l'utilisation de l'électricité pour la fabrication et la conservation de la glace dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle?

19 CLIMATISATION AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

Références

- (i) R-3579-2005, HQD-13, document 1

Préambule

- (i) Le Distributeur demande à la Régie en (i) que la climatisation, jusqu'alors interdite aux abonnements aux tarifs généraux puisque considérée comme un usage thermique, soit désormais permise en réseau autonome au nord du 53^e parallèle. Il indique :

La clientèle affaires a exprimé le besoin d'utiliser des appareils de climatisation pour contrer la chaleur et le haut taux d'humidité pendant la période estivale et ainsi assurer un environnement propice pour les équipements sensibles à la chaleur et pour les utilisateurs de services (aéroports, hôpitaux, édifices à bureaux, etc.).

- 19.1 Depuis 2006, quels volumes annuels d'énergie ont été consommés pour la climatisation au nord du 53^e parallèle? Si le Distributeur ne connaît pas la réponse précise, veuillez fournir un ordre de grandeur.
- 19.2 Quels ont été les coûts nets (coûts – accroissement des revenus) annuels associés à l'utilisation de l'électricité pour la climatisation dans les réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle?

20 USAGES DE BASE EN RÉSEAUX AUTONOMES AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

Références

- (i) HQD-13, document 2.

Préambule

- (i) Le Distributeur indique en (i)
La clientèle résidentielle des réseaux autonomes au nord du 53e parallèle bénéficie, tout comme le reste de la clientèle résidentielle, du tarif D jusqu'à concurrence de 30 kWh par jour, soit un seuil suffisant pour couvrir les usages de base d'un logement type.

20.1 Veuillez préciser la notion d'usage de base d'un logement type pour l'ensemble de la clientèle résidentielle du Distributeur (caractéristiques, nombre de personnes par logement, heures d'éclairage par année, ou toute autre information sous tout autre format dont le Distributeur dispose et qu'il utilise pour appuyer ses affirmations en (i)).

20.2 Veuillez préciser la notion d'usage de base d'un logement type pour la clientèle des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle (caractéristiques, nombre de personnes par logement, heures d'éclairage par année, ou toute autre information sous tout autre format que le Distributeur a pu utiliser pour affirmer que 30 kWh par jour étaient suffisants pour couvrir les usages de base d'un logement type de la clientèle des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle).

21 USAGES DE BASE AU SUD DU 53^E PARALLÈLE

Références

- (i) R-3644-2007, HQD-12, document 3

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur présente le tableau suivant :

TABLEAU 4
RÉPARTITION MENSUELLE DES BESOINS DE BASE

Mois	kWh moyen par jour (incluant la climatisation)	kWh moyen par jour (excluant la climatisation)
Janvier	31	31
Février	30	30
Mars	30	30
Avril	28	28
Mai	27	26
Juin	25	25
Juillet	25	24
Août	25	24
Septembre	24	24
Octobre	24	24
Novembre	27	27
Décembre	33	33
Année	28	27
Été (avril à novembre)	26	25
Hiver (décembre à mars)	31	31

21.1 Veuillez mettre à jour le tableau qui apparaît en (i) pour les abonnés au sud du 53^e parallèle (en réseau relié) en ajoutant la valeur de l'écart type pour chaque moyenne mensuelle.

21.2 Veuillez mettre à jour le tableau qui apparaît en (i) pour les abonnés au nord du 53^e parallèle (réseaux autonomes) en ajoutant la valeur de l'écart type pour chaque moyenne mensuelle.

22 SIGNAL DE PRIX AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

Références

(i) HQD-13, document 2

Préambule

(i) En (i), le Distributeur indique

Force est de constater que la tarification applicable au nord du 53^e parallèle permet de dissuader les clients de consommer de l'électricité pour combler leurs besoins de chauffage. D'une part, tous les logements disposent d'un système de chauffage au mazout. D'autre part, la consommation au-delà de 30 kWh par jour ne représentait que 12 % de la consommation totale des 4 900 abonnements facturés au tarif D au nord du 53^e parallèle en 2012 alors que cette proportion est de l'ordre de 50 % en réseau intégré et en réseaux autonomes au sud du 53^e parallèle.

Néanmoins, pour environ 275 abonnements au tarif D, la proportion des kilowattheures consommés en 2^e tranche excède 30 % de leur consommation totale respective. Comme les logements disposent d'un système de chauffage au mazout, la consommation en 2^e tranche serait principalement attribuable au

chauffage électrique d'appoint, et ce, même s'il en coûte moins cher de chauffer au mazout qu'à l'électricité. L'utilisation plus répandue de l'appoint électrique peut s'expliquer par le fait que la presque totalité des consommateurs n'ont pas la responsabilité de payer la facture d'électricité et ne reçoivent pas le signal de prix visant la consommation en 2^e tranche. (nos soulignés)

22.1 Veuillez fournir, pour chacun des 5 sous-groupes suivants parmi les 4 900 abonnés au tarif D en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle, le nombre d'abonnés et le nombre de kWh moyen par jour pour chaque mois de 2012

- les abonnés qui ne consomment qu'en 1^e tranche
- les abonnés qui ont une consommation en 2^e tranche, mais dont cette consommation est inférieure ou égale à 10 % de leur consommation totale respective,
- les abonnés qui ont une consommation en 2^e tranche, mais dont cette consommation est supérieure à 10 %, mais inférieure ou égale à 20 % de leur consommation totale respective
- les abonnés qui ont une consommation en 2^e tranche, mais dont cette consommation est supérieure à 20 %, mais inférieure ou égale à 30 % de leur consommation totale respective
- les abonnés qui ont une consommation en 2^e tranche qui excède 30 % de leur consommation totale respective.

22.2 Les abonnés au tarif D au nord du 53^e parallèle qui chauffent au combustible ont-ils la responsabilité de payer leur facture de mazout?

22.3 Comment le Distributeur explique-t-il qu'au nord du 53^e parallèle, il y ait relativement peu de consommation en 2^e tranche alors que la presque totalité des consommateurs n'a pas la responsabilité de payer la facture d'électricité et ne reçoit pas le signal de prix visant cette consommation?

22.4 Veuillez concilier les deux phrases soulignées au préambule (i).

22.5 Veuillez donner plus d'information sur l'usage plus répandu de l'appoint électrique pour le chauffage. UC cherche à savoir s'il s'agit d'une déduction du Distributeur ou d'une constatation faite sur le terrain.

22.6 Quelles raisons autres que l'appoint électrique pour le chauffage pourraient expliquer une consommation en 2^e tranche pour un ménage résidentiel au nord du 53^e parallèle?

23 STRATÉGIE TARIFAIRE PROPOSÉE AU NORD DU 53^E PARALLÈLE

Référence

- (i) HQD-13, document 2

Préambule

- (i) *De plus, compte tenu des coûts évités élevés en réseaux autonomes et de la nécessité qu'une attention particulière soit portée à la consommation en 2^e tranche, même pour de petits volumes, par les organismes et les clients, le Distributeur propose d'accentuer graduellement le signal de prix de la 2^e tranche d'énergie pour qu'il reflète éventuellement le coût évité en réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle. À terme, cela permettra au Distributeur de récupérer ses coûts lorsque, malgré tous les incitatifs et les moyens de sensibilisation déployés, le client fait le choix de consommer en 2^e tranche.*

23.1 Les organismes et les clients dont il est question au préambule ont-ils été consultés sur la proposition du Distributeur d'accentuer le signal de prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D pour les clients des réseaux autonomes au nord du 53^e parallèle?

23.2 Veuillez présenter les informations et données dont le Distributeur dispose pour affirmer que le client fait le choix de consommer en 2^e tranche. UC souhaite que le Distributeur aborde particulièrement la notion d'élasticité prix de la demande au nord du 53^e parallèle ainsi que la possibilité que la consommation en 2^e tranche ne soit pas associée au chauffage d'appoint.

24 STRATÉGIE POUR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU

Références

- (i) R-3644-2007, HQD-14, document 2
- (ii) HQD-7, document 1, annexe D.
- (iii) D-2013-037, R-3814-2012, 2013 03 12, pages 181-182

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur présente les pistes de solution identifiées par le groupe de travail « Ménages à faible revenu » avec les organismes du milieu.
- (ii) À la référence (ii), le Distributeur fait un suivi des pistes de solution identifiées en (i).
- (iii) « [739] Dans la décision D-2012-024, la Régie faisait état d'un contexte justifiant qu'une réflexion, associant les intervenants, soit amorcée de manière à ce que la stratégie tarifaire du Distributeur et les moyens qu'il retiendra à partir du 1er avril 2014 soient les mieux adaptés pour satisfaire différents objectifs, notamment en matière d'équité et d'efficacité énergétique. Questionné à ce sujet, le Distributeur était d'ailleurs disposé à participer à un tel processus de consultation dès 2013.
(...)

[743] Dans ce contexte et de façon à permettre au Distributeur de mener à bien la révision prévue de la politique financière et du mécanisme de partage, la Régie reporte la tenue de cette séance de travail annoncée dans la décision D-2012-0243. Elle est cependant d'avis qu'une telle séance de travail devra avoir lieu et demande donc au Distributeur de lui faire part dans les meilleurs délais du moment le plus propice pour la tenir.»

- 24.1 Pourquoi les pistes de solutions 4, 6, 11, 14, 15 et 16 identifiées en (i) n'apparaissent plus en (ii)?
- 24.2 Conformément à la piste de solution 1 identifiée en (i), les messages aux différents segments de ménages à faible revenu (nouveaux arrivants, familles monoparentales, 3^e âge, personnes handicapées ou analphabètes) ont-ils été adaptés? Si oui, comment? Sinon, pourquoi?
- 24.3 Pourquoi le libellé de certaines solutions a-t-il été modifié entre la référence (i) et (ii)? Cette question se pose pour plusieurs solutions, mais UC fait particulièrement référence à la piste de solution 3 qui à l'origine s'énonçait ainsi :

Éliminer les interruptions en tout temps pour les ménages à faible revenu, sauf pour cause de refus ou de non-respect d'entente de paiement qui respecte la capacité de payer du client

Mais s'énonce désormais ainsi :

Offrir des alternatives aux interruptions du service aux clients MFR.

- 24.4 Le suivi de certaines pistes énoncées en (i) ont-elles été transférées au BEIE? Si oui, lesquelles?
- 24.5 Le Distributeur envisage-t-il l'implantation de nouvelles pistes? Si oui, lesquelles?
- 24.6 La partie (iii) du préambule fait état d'une demande de la Régie quant à la stratégie tarifaire et aux moyens que le Distributeur retiendra pour satisfaire des objectifs d'équité dans le contexte du dégel du prix du bloc patrimonial. Considérant en outre que la hausse tarifaire demandée de 5,8% pour les clients résidentiels en 2014-2015 est la plus élevée en plus de 20 ans, le Distributeur compte-t-il tenir une séance de travail à cet effet? Quand aura-t-elle lieu?

pourraient certainement lui être profitables. On va transmettre la demande, en fait.

- 25.1 Quelles améliorations ont été apportées aux factures du Distributeur depuis les audiences de décembre 2012? D'autres améliorations sont-elles prévues?
- 25.2 Quel est le coût des améliorations apportées? Le cas échéant, à combien le Distributeur estime-t-il le coût des autres améliorations envisagées?
- 25.3 Concernant la facture électronique de client du Distributeur, quelles sont les statistiques relatives à l'ouverture de facture par les clients sur leur site personnel Espace client? Autrement dit, quelle proportion des clients résidentiels abonnés à la facture électronique du Distributeur vont, à la suite de la réception du courriel du Distributeur les informant que leur facture d'électricité est disponible, sur leur page Web Espace client d'Hydro-Québec Distribution et ouvrent leur facture?
- 25.3.1 Cette proportion est-elle la même chez les clients abonnés au MVE et chez les autres clients?
- 25.3.2 Cette proportion est-elle stable tout au long de l'année chez les abonnés au MVE et chez les autres clients?

26 Besoins à approvisionner selon différentes prévisions du Distributeur

Référence :

- (i) B-0020, HQD-5, document 1, page 5, ligne 14 à 17.

Préambule :

- (i) *Depuis le dépôt du dossier R-3814-2012, les besoins à approvisionner ont diminué de 65 TWh sur la période 2013-2027, ce qui porte la diminution des besoins à approvisionner à 170 TWh depuis le dossier R-3726-20102 sur la même période. La figure 1 illustre l'évolution des besoins depuis le dossier R-3726-2010.*
- 26.1 Veuillez fournir les valeurs des besoins annuels de la période 2012-2027 qui ont été prévus et utilisés par le Distributeur dans les dossiers R-3726-2010, R-3814-2012 et R-3854-2013 respectivement.
- 26.2 Veuillez décrire la ou les méthodologies utilisées par le Distributeur pour effectuer chacune de ces prévisions. Veuillez fournir les informations ou données et les tableaux complémentaires nécessaires, le cas échéant, à la compréhension de votre réponse. Veuillez préciser les hypothèses retenues par le Distributeur.
- 26.3 Veuillez préciser les changements méthodologiques ou d'outils de prévision, ainsi que leurs dates d'occurrence.

26.4 Veuillez indiquer les dates d'émission de chacune de ces prévisions.

27 Comparaison des prévisions des besoins retenues par le Distributeur dans les dossiers R-3814-2012 et R-3854-2013

Référence :

- (i) HQD-1, document 4.2, page 5;
- (ii) HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1 (prévision du 20 septembre 2013).

Préambule :

- (i) *Le Distributeur tient à rappeler que depuis le dernier dossier tarifaire (R-3814-2012), deux éléments majeurs ont significativement affecté la planification des approvisionnements. D'une part, les besoins à approvisionner ont diminué de 65 TWh sur la période 2013-2027 [...]*
- (ii) (Tableau R-2.1 « Bilan en énergie (en TWh) » [non reproduit dans cette DDR].

27.1 Veuillez indiquer les événements ou faits expliquant les différences entre les prévisions présentées dans le dossier tarifaire de l'an dernier (R-3814-2012) et dans le présent dossier (R-3854-2013).

27.2 Veuillez expliquer la baisse des besoins de 2015 estimés à 182,6 TWh par rapport à ceux de 2014 estimés à 183,6 TWh [référence (ii)].

27.3 Le Distributeur présente à la référence (ii) les « besoins visés par le Plan » pour chacune des années de la période 2014-2027. Veuillez justifier la faible croissance des besoins entre 2024 et 2027.

27.4 Veuillez fournir les hypothèses et données ainsi que la méthodologie de prévision des besoins utilisés par le Distributeur lui permettant de prévoir que les « besoins visés par le Plan » en 2025 ne seraient que de 0,4 TWh de plus que ceux de 2024 (référence [ii]).

27.5 Veuillez préciser si la prévision des besoins de la période 2014-2027 retenue par le Distributeur dans le présent dossier tient compte ou non des impacts potentiels d'une reprise plus accélérée de l'économie et/ou de l'électrification des moyens de transport. Dans l'affirmative, veuillez les quantifier; dans la négative, veuillez justifier.

28 Aléas de la prévision de la demande

Référence :

- (i) Hydro-Québec Distribution, État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 13.

Préambule :

(i) *2.5. Aléas de la demande*

La prévision des besoins en énergie et en puissance est soumise à des aléas importants classés en deux types : l'aléa découlant des conditions climatiques et l'aléa sur la demande prévue. L'aléa global est constitué de la combinaison indépendante des deux.

Les tableaux 2.5-1 et 2.5-2 présentent respectivement l'aléa sur les besoins en énergie et l'aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver. (nous soulignons)

28.1 Le Distributeur est-il toujours d'avis que la prévision des besoins en énergie est soumise à des aléas importants? Dans l'affirmative, veuillez indiquer comment le Distributeur prend en compte ces aléas dans sa stratégie de gestion des approvisionnements et du solde du compte d'énergie différée à l'horizon de 2027. Dans la négative, veuillez en indiquer les raisons.

28.2 Le tableau 2.5-1 de la référence (i) indique que le Distributeur établit l'aléa sur la demande en énergie prévue (excluant l'aléa climatique) en 2016 et 2017 à 4 et 5,7 TWh respectivement. Ces valeurs sont-elles encore valables? Sinon, veuillez fournir les nouvelles valeurs.

28.3 Veuillez fournir une estimation des aléas sur les besoins prévus en énergie à l'horizon de 2020 (dernière année du Plan d'approvisionnement du Distributeur) et de 2027 (dernière année des contrats de base et cyclable avec le Producteur).

28.4 Veuillez fournir votre plus récente prévision des besoins annuels de la période 2013-2027 augmentés d'un écart-type d'aléas de prévision de la demande.

29 Impossibilité de différer l'énergie en 2013 selon la thèse du Distributeur

Référence :

(i) B-0020, HQD-5, document 1, pages 6 à 7.

Préambule :

(i) *Le Distributeur a pris acte de la décision D-2013-021, mais à la lumière de la baisse additionnelle des besoins à long terme et de la situation énergétique actuelle, la stratégie d'effectuer la planification sur la base d'un scénario moyen de demande tout en se protégeant contre un scénario de demande faible s'est avérée appropriée. De fait, les volumes non différés sur la période 2010-2013 (plus de 8 TWh) se seraient accumulés dans le compte d'énergie différée, pour porter le solde à près de 13 TWh à la fin de 2013. Dans une telle situation, et sans recourir à l'option de différer de l'énergie d'ici 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions d'énergie différée (les*

« Conventions »). Le Distributeur ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions.

- 29.1 Veuillez fournir le solde du compte d'énergie différée à la fin de 2012.
- 29.2 Veuillez fournir les retraits (en TWh) en 2013 et le solde du compte d'énergie différée prévu à la fin de 2013.
- 29.3 Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, que « sans recourir à l'option de différer de l'énergie d'ici 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions d'énergie différée » tel qu'affirmé par le Distributeur à la référence (i). Veuillez préciser vos hypothèses et indiquer si le Distributeur a tenu compte ou non de la variation possible des besoins à l'horizon de 2027 ainsi que de l'évolution des prix de revente d'énergie.

30 Bilan en énergie (en TWh) de 2013 à 2027

Référence :

- (i) HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1 (20 septembre 2013).

- 30.1 Veuillez ajouter au tableau de la référence (i) les informations relatives à l'année 2012 (année historique) et 2013 (année de base).
- 30.2 Veuillez fournir, dans le même format que celui du tableau de la référence (i), le bilan en énergie le plus à jour de la période 2012-2027, selon les évolutions des besoins et des approvisionnements prévus ou estimés par le Distributeur. Veuillez expliquer toute différence entre le bilan le plus à jour et celui de la référence (i) du 20 septembre 2013.
- 30.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les contributions énergétiques des projets « Biomasse (incluant Tembec) », « Biomasse II : 125 MW » et « Biomasse III : 300 MW » indiquées à la référence (i) sont exactes et à jour.
- 30.4 Veuillez expliquer pourquoi les contributions énergétiques du projet « Biomasse (incluant Tembec) » baissent de 0,2 TWh pour chacune des années de la période 2014-2023 à 0,1 TWh/an lors de la période 2024-2027. Veuillez préciser si cette baisse est due ou non à l'arrondissement.
- 30.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW » indiquées au bilan du 20 septembre 2013 (référence i)

excluent celles de 200 MW d'éolien destinés au Producteur. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

- 30.6 Veuillez ventiler les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW » par (ses composantes indiquées dans le « Projet de règlement – Bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne » (Gazette officielle du Québec, 28 août 2013, page 3565A), et autres projets non indiqués dans ledit projet de règlement.
- 30.7 Veuillez confirmer que les contributions énergétiques du projet « Petite hydraulique » indiquées au bilan du 20 septembre 2013 (référence i) sont exactes et à jour. Veuillez préciser ci celles-ci intègrent ou non les dernières annonces du gouvernement à l'égard de la « Petite hydraulique ».
- 30.8 Veuillez fournir les soldes du compte d'énergie différée de chacune des années la période 2012-2027.

31 Méthodologie d'établissement et Méthode de calculs de certaines valeurs du Bilan en énergie du Distributeur

Référence :

(i) HQD-1, document 4.2, page 5, tableau R-2.1.

- 31.1 La référence (i) indique que le Distributeur aurait besoin de certaines quantités d'énergie associées aux « Achats de long terme », outre les contributions des contrats pour équilibrer son bilan en énergie. Selon cette référence, les achats de long terme sont de 0,2, 0,5, 1,5, et 5,1 TWh respectivement pour chacune des années de la période 2024-2027 pour un total de 7,3 TWh. Veuillez décrire la méthodologie et/ou les méthodes de calculs utilisées par le Distributeur pour déterminer ces quantités d'achats de long terme.
- 31.2 Veuillez décrire la méthodologie et/ou les méthodes de calculs utilisées par le Distributeur pour déterminer les quantités d'achats de court terme indiqués à la référence (i). Veuillez indiquer si ces achats de court terme peuvent être substitués en partie par des rappels d'énergie ou non. Veuillez expliquer.
- 31.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur peut, sans aucune pénalité financière, ne pas prendre la totalité de la capacité des livraisons du contrat cyclable pendant une année donnée. Veuillez expliquer.
- 31.4 Veuillez décrire la méthodologie et/ou les méthodes de calculs utilisées par le Distributeur pour déterminer les valeurs montrées à la ligne intitulée « Surplus » du bilan en énergie du Distributeur (référence i). Veuillez fournir les données et hypothèses nécessaires à la compréhension de votre réponse et préciser si les

surplus montrés au bilan supposent ou non l'utilisation de la pleine capacité de l'électricité patrimoniale, soit 178,3 TWh/an.

- 31.5 Veuillez décrire la méthodologie et/ou les méthodes de calculs utilisées par le Distributeur pour déterminer les valeurs montrées à la ligne intitulée « Énergie rappelée » du bilan en énergie du Distributeur (référence i). Veuillez préciser dans quelles circonstances le Distributeur aurait l'avantage de rappeler l'énergie et dans quelles périodes de l'année.
- 31.6 Veuillez préciser comment le Distributeur minimise les coûts d'approvisionnements totaux de la période 2013-2027 en lien avec les méthodes de calculs des quantités ci-dessus mentionnées.

32 Solde du compte d'énergie à la fin des Conventions

Référence :

- (i) HQD-1, Document 4.2, page 6.

Préambule :

- (i) *En effet, selon le contexte énergétique actuel du Distributeur (voir le tableau R-2.1) le solde de 11 TWh, présenté par l'UMQ à la fin de 2019, serait maintenant de 17 TWh, alors que le solde à la fin des Conventions s'élèverait à plus de 9 TWh, plutôt que zéro tel que présenté par l'UMQ à la référence (vi). (nous soulignons)*
- 32.1 Veuillez expliquer votre méthode de calculs du solde de 9 TWh à la fin des Conventions mentionné à la référence (i).
- 32.2 Veuillez indiquer si les rappels d'énergie peuvent substituer en partie aux achats de long terme et aux achats de court terme prévus par le Distributeur. Veuillez expliquer.
- 32.3 Veuillez indiquer les moyens que le Distributeur entreprendrait pour liquider tout solde positif potentiel du compte d'énergie différée en 2027 et leurs impacts sur les coûts d'approvisionnements.

33 Respect de la décision D-2013-021 relativement à la possibilité de différer 1 TWh en 2013

Références :

- (i) B-0020, HQD-5, document 1, page 7, lignes 7 à 9;
(ii) D-2013-021, page 4, paragraphe 6 (rendue le 8 février 2013);
(iii) D-2013-021, page 15, paragraphes 42 à 46.

Préambule :

- (i) *Le Distributeur ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions.*
- (ii) *[6] Dans le contexte de l'administration de ses ententes sur les conventions d'énergie différée (les Conventions) conclues avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), le Distributeur doit décider de différer ou non l'énergie du contrat de base avant le 1er mars 2013. En conséquence, la Régie rend la présente décision en temps opportun pour permettre au Distributeur de reconsidérer sa stratégie et, au besoin, choisir de différer certaines quantités d'énergie provenant du contrat de base de 350 MW signé avec le Producteur. (nous soulignons)*
- (iii) *[42] La stratégie proposée par l'UC, appuyée par l'AQCIE/CIFQ, le RNCREQ et l'UMQ, consiste à différer de l'énergie des mois de mars à novembre 2013 pour une quantité de 2,1 TWh et à utiliser un même volume d'électricité patrimoniale afin de combler les besoins de la clientèle du Distributeur. L'UC démontre que l'option de différer une quantité d'énergie égale à 2,1 TWh en 2013 est plus économique de 63,0 M\$ par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur. La Régie est d'avis que les calculs de l'UC sont justes.*

[43] La Régie note que la stratégie proposée par les intervenants utilise la flexibilité d'approvisionnement permise par les Conventions, maximise l'utilisation de l'électricité patrimoniale en 2013 et réduit les revenus additionnels requis de l'année témoin.

[44] Tout comme les intervenants le suggèrent, la Régie est d'avis qu'il est possible de considérer une stratégie de différer l'énergie en 2013 qui permet de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027. Le Producteur n'ayant donné aucune indication sur la disponibilité des rappels additionnels non garantis de 400 MW après 2014, il est possible que le Distributeur puisse procéder à des rappels d'énergie plus importants dans le futur. En outre, la preuve démontre que le Distributeur pourrait ne pas différer l'énergie du contrat de base avant l'échéance des Conventions, tout en différant une certaine quantité au cours des prochaines années.

[45] De plus, des variations imprévues de la demande doivent être prises en compte sur la durée restante des Conventions car, comme le soulignait le Distributeur, « l'énergie vendue trop hâtivement peut occasionner des rachats plus tard à un prix plus élevé ». La Régie retient d'ailleurs, comme elle l'a mentionné précédemment, que le Distributeur prévoit lui-même faire des achats de long terme à compter de 2021 pour une vingtaine de TWh au total.

[46] En conséquence, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2013, la Régie privilégie une approche prudente et raisonnable

en réduisant le coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourrait être différée. (nous soulignons)

- 33.1 Le paragraphe [44] de la décision D-2013-021 indique que « la Régie est d'avis qu'il est possible de considérer une stratégie de différer l'énergie en 2013 qui permet de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027 » (voir référence iii). La décision D-2013-021 était rendue le 8 février 2013 considérant que « le Distributeur doit décider de différer ou non l'énergie du contrat de base avant le 1^{er} mars 2013 » (voir référence ii). Veuillez indiquer en détail les événements ou faits se produisant entre le 8 février 2013 et le 1^{er} mars 2013 qui ont motivé le Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base à partir du 1^{er} mars 2013. Veuillez indiquer leurs dates d'occurrence.
- 33.2 Veuillez préciser si durant la période du 8 février 2013 au 1^{er} mars 2013 le Distributeur avait changé ou non sa prévision des besoins énergétiques. Dans l'affirmative, veuillez déposer les preuves pertinentes.
- 33.3 Veuillez préciser si durant la période mentionnée précédemment le Distributeur avait ou non changé les volumes d'énergie produite par la biomasse présentés dans la réponse du Distributeur à l'engagement no 14 du dossier tarifaire de l'an dernier (R-3814-2012, tableau E-14, HQD-16, document 7, page 3). Dans l'affirmative, veuillez quantifier les changements.
- 33.4 Veuillez indiquer la ou les dates où le Distributeur a pris en considération l'annonce du 10 mai 2013 du gouvernement du Québec de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens dans sa décision de ne pas différer l'énergie du contrat en base en 2013 et 2014. Veuillez préciser les contributions énergétiques additionnelles et leurs dates de mise en service. Veuillez préciser votre réponse.

34 Analyse économique demandée par la Régie dans sa décision D-2013-021 pour le présent dossier

Références :

- (i) D-2013-021, page 14, paragraphe 39;
- (ii) D-2013-021, page 16, paragraphe 48;
- (iii) B-0020, HQD-5, document 1, page 7, lignes 25 à 29;
- (iv) B-0020, HQD-5, document 1, page 6, ligne 11;
- (v) B-0020, page 10, ligne 3.

Préambule :

- (i) [39] *D'ailleurs, la Régie soulignait dans sa décision portant sur les tarifs 2012-2013 que :*

- la décision de différer des quantités d'énergie une année donnée ou de conserver celles-ci pour répondre à des besoins futurs, doit reposer sur une analyse économique qui tienne notamment compte des risques de variation de la demande sur la période 2012-2027, de même que des prix anticipés de l'énergie sur les marchés à long terme, [et que] [c]onsidérant ces incertitudes et l'échéance des conventions d'énergie différée, [elle] juge qu'il s'avère plus prudent de différer l'énergie, afin de palier à d'éventuels besoins futurs. (nous soulignons)*
- (ii) *[48] Par ailleurs, considérant l'importance des enjeux économiques liés à la gestion des Conventions, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions. Cette analyse devra notamment tenir compte des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir ainsi que des risques de variations de la demande à long terme. (nous soulignons)*
- (iii) *Or, dans le contexte actuel où les besoins de long terme sont en baisse d'au moins 10 TWh par année, un seul scénario se présente au Distributeur étant donné l'impossibilité de différer davantage d'énergie. Par conséquent, l'analyse économique qui consisterait à comparer deux scénarios, un où le Distributeur diffère et un autre où il ne diffère pas l'énergie du contrat de base, ne se présente pas. (nous soulignons)*
- (iv) *Le Distributeur a pris acte de la décision D-2013-021, mais à la lumière de la baisse additionnelle des besoins à long terme et de la situation énergétique actuelle, la stratégie d'effectuer la planification sur la base d'un scénario moyen de demande tout en se protégeant contre un scénario de demande faible s'est avérée appropriée. (nous soulignons)*
- (v) *Ainsi, conformément à ses engagements contractuels et considérant le contexte offre-demande actuel, le Distributeur ne prévoit pas rappeler ni différer l'énergie du contrat en base en 2014.*

34.1 La référence (iii) indique que, dans le présent dossier, le Distributeur a considéré seulement le contexte actuel des besoins à long terme dans sa décision de ne pas différer l'énergie en 2013. La référence (iv) indique que le Distributeur ne considère que le scénario moyen de l'évolution de la demande, sans tenir compte des risques de variations de la demande à long terme. Veuillez indiquer si le Distributeur a effectué ou non des analyses économiques telles qu'exigées par la Régie dans sa décision D-2013-021.

34.2 Dans l'affirmative, veuillez démontrer que le Distributeur a tenu compte des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir ainsi que des risques de variations de la demande à long terme » conformément à la décision D-2013-021 (voir référence [ii]). Veuillez en indiquer les résultats et déposer les documents pertinents.

34.3 Dans la négative, veuillez expliquer comment sans analyse économique le Distributeur peut tenir compte des risques de variations de la demande à long terme et de l'évolution des prix de l'énergie sur les marchés pour la période 2013-2027 dans sa proposition de ne pas différer l'énergie en 2014.

35 Achats d'énergie de court terme en 2013

Référence :

(i) B-0020, HQD-5, document 1, page 8, tableau 1.

Préambule :

(i) Le tableau de la référence (i) indique une augmentation des coûts unitaires d'achats d'énergie de court terme de 46,5 \$/MWh dans le dossier R-3814-2012 à 72,5 \$/MWh dans le présent dossier pour l'année 2013.

35.1 Veuillez expliquer les augmentations de coûts unitaires et de coûts totaux des achats d'énergie de court terme en 2013 constatées à l'examen du tableau 1 de la référence (i).

35.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'initiative du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat en base en 2013 et de renoncer à l'utilisation de certaines quantités d'électricité patrimoniale fait augmenter le coût d'achats d'énergie de court terme en 2013. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

36 Rappels d'énergie

Références :

- (i) B-0020, page 10, lignes 3 à 5;
- (ii) HQD, État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 21, ligne 12;
- (iii) HQD, État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 22, tableau 4.1.

Préambule :

(i) *Ainsi, conformément à ses engagements contractuels et considérant le contexte offre -demande actuel, le Distributeur ne prévoit pas rappeler ni différer l'énergie du contrat en base en 2014.*

(ii) *En ce qui a trait aux Conventions d'énergie différée, le Distributeur planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la base de l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie différée en fonction des rappels obtenus et de la marge de manoeuvre dont il dispose.*

- (iii) Tableau 4.1 intitulé « Bilan en énergie après Redéploiement des moyens de gestion ».
- 36.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les rappels d'énergie permettent de satisfaire certains besoins des consommateurs, notamment en hiver, tout en diminuant le solde du compte d'énergie différée. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.
- 36.2 Veuillez justifier, avec chiffres à l'appui, pourquoi le Distributeur ne prévoit pas rappeler certaines quantités d'énergie en 2014 (voir référence [i]), alors qu'il le faisait en 2013 tel que l'indique la ligne intitulée « dont puissance garantie des rappels », année de base 2013, 2 M\$, du tableau de la pièce B-0020, HQD-5, document 1, page 23. Veuillez comparer le contexte offre-demande de 2013 et 2014.
- 36.3 Veuillez fournir les volumes d'énergie rappelée en 2013 et expliquer tout écart avec la quantité de 0,8 TWh d'énergie rappelée en la même année indiquée au tableau E-14 de la pièce HQD-16, document 7, page 3 du dossier tarifaire R-3814-2012.
- 36.4 À la référence (ii), le Distributeur indique qu'il « planifie dorénavant l'utilisation des rappels sur la base de l'engagement contractuel du Producteur, soit 400 MW, et détermine, année après année, les quantités d'énergie différée en fonction des rappels obtenus et de la marge de manœuvre dont il dispose ». Malgré cet énoncé, il indique dans l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020 (référence iii) des rappels d'énergie variables pour chacune des années de la période 2013-2020 [0,8 TWh en 2013, et 1,7 TWh en 2020]. Veuillez expliquer la base de raisonnement utilisée par le Distributeur et/ou les hypothèses sous-jacentes pour déterminer d'avance les quantités d'énergie rappelée indiquées à la référence (iii). Veuillez préciser si cette base s'applique ou non pour l'année 2014 selon les hypothèses retenues par le Distributeur dans le présent dossier.

37 Possibilité de revente d'énergie

Référence :

- (i) Tableau R-2.1, HQD-1, document 4.2, page 5.

- 37.1 Les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW » telles qu'indiquées à la référence (i) s'ajoutent au bilan en énergie du Distributeur de 2016 à 2027, alors que son bilan accusait déjà des surplus importants. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'envisage pas de revendre les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW ». Veuillez préciser les impacts sur

les coûts d'approvisionnement de la revente éventuelle de ces contributions énergétiques.

38 Surplus de 13,4 TWh en 2014 avant le déploiement des moyens de gestion

Référence :

- (i) B-0020, page 12, lignes 3 à 5.

Préambule :

- (i) *Compte tenu de l'ensemble des contrats de long terme et des besoins du Distributeur, ce dernier fait face à des surplus énergétiques de 13,4 TWh avant le déploiement des moyens de gestion.*

38.1 Veuillez fournir en détail la capacité de production (avant le déploiement des moyens de gestion) en TWh des contrats de long terme et les volumes d'achats d'énergie de court terme utilisés par le Distributeur pour établir le volume total des surplus énergétiques mentionné à la référence (i).

39 Coûts de l'intégration éolienne en 2013 et 2014

Référence :

- (i) B-0020, HQD-5, document 1, annexe A, page 23 (tableau).

Préambule :

- (i) Le tableau de la référence (i) indique que les coûts de l'intégration éolienne sont de 21,1 M\$ et 42,2 M\$ respectivement en 2013 et 2014.

39.1 Veuillez expliquer en détail la méthode et les calculs utilisés par le Distributeur pour estimer les coûts de l'intégration éolienne en 2013 et 2014.

39.2 Veuillez expliquer les raisons de l'écart relativement important des coûts d'intégration éolienne entre 2013 et 2014.

40 Coûts d'achats de puissance en 2013 et 2014

Référence :

- (i) B-0020, HQD-5, document 1, annexe A, page 23 (tableau).

Préambule :

- (i) Le tableau de la référence (i) indique que les coûts d'achats de puissance augmenteront de 8,6 M\$ en 2013 à 9,1 M\$ en 2014.

40.1 Veuillez expliquer l'augmentation du coût d'achat de puissance en 2014 par rapport à celui de 2013.

40.2 Veuillez fournir le coût d'achat de puissance en 2013 et en 2014 dans l'hypothèse où le Distributeur différerait de l'énergie du contrat en base et utilisait plus d'électricité patrimoniale en ces années.

41 Coûts unitaires d'électricité issue des contrats avec le Producteur en 2013 et 2014

Référence :

(i) (B-0020, HQD-5, document 1, page 23 (tableau)).

41.1 Veuillez fournir séparément les coûts unitaires en 2013 et en 2014 de l'énergie (en ¢/kWh) découlant des contrats suivants :

1) Électricité patrimoniale;

2) Contrat de base avec le Producteur (séparé du coût de rappels d'énergie et de puissance garantie des rappels);

3) Contrat cyclable;

4) Rappels d'énergie;

41.2 Veuillez fournir les coûts de puissance garantie en cas de rappels d'énergie en 2013 et 2014.

42 Nouveau tarif LG

Références :

(i) B-0049, HQD-13, document 2, page 18, ligne 9;

(ii) B-0049, page 29, ligne 1;

(iii) B-0045, page 45, tableau 28;

(iv) B-0045, page 80, tableau 53, colonne 6.

Préambule :

(i) *2.1. Nouveau tarif LG*

L'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010 et de la Loi sur le budget du 20 novembre 2012 a modifié la LRÉ afin de réserver le tarif L aux clients industriels de grande puissance (voir section 3.1) et d'introduire le tarif LG pour les autres clients de grande puissance, notamment les clients commerciaux, institutionnels et les réseaux municipaux.

- (ii) **3.1. Tarif L réservé à l'activité industrielle**
À la suite de l'entrée en vigueur de la Loi sur le budget du 30 mars 2010, le tarif L est défini à l'article 52.1.1 de la LRÉ de la façon suivante :
52.1.1 Pour l'application des articles 52.1 et 52.2, le tarif L est le tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kilowatts ou plus et dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle.
Une activité industrielle est l'ensemble des actions assurant la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de denrées, ou l'extraction de matières premières.
Cette loi reprend la définition d'activité industrielle et la notion de « principalement » de la définition de client industriel qui sont inclus au texte des Tarifs.
Le domaine d'application du tarif L doit tenir compte de la LRÉ tout en s'harmonisant à la forme utilisée dans le reste du texte des Tarifs pour un tarif à l'usage. Le libellé suivant sera utilisé à cette fin :
Le tarif L s'applique à un abonnement annuel au titre duquel l'électricité est destinée principalement à une activité industrielle et dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus.
- (iii) La référence (iii) indique que selon le Distributeur le nombre d'abonnements au tarif LG serait de 100, et celui au tarif L serait de 145.
- (iv) La référence (iv) indique que selon le Distributeur les facteurs d'utilisation du tarif M et du tarif LG seraient de 75,5 % et 70 % respectivement.
- 42.1 Veuillez indiquer comment le Distributeur s'assure que les abonnements au tarif L sont liés principalement à une activité industrielle et que ceux au tarif LG ne le sont pas.
- 42.2 Veuillez préciser la base de données ainsi que les critères utilisés par le Distributeur pour déterminer l'admissibilité des clients aux tarifs L et LG.
- 42.3 Veuillez décrire la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer le facteur d'utilisation du nouveau tarif LG (70 % selon la référence iv).
- 42.4 Veuillez expliquer pourquoi le facteur d'utilisation du tarif LG est inférieur à celui du tarif M (voir référence iv).

43 Indexation du coût de l'électricité patrimoniale

Références :

- (i) B-0049, HQD-13, document 2, page 6, ligne 3;
(ii) B-0049, page 6, note de bas de page no 6;

Préambule :

(i) *Sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, la hausse tarifaire est de 2,6 % et permet au Distributeur de récupérer 258 M\$ auprès de l'ensemble de sa clientèle. Pour l'année 2014, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale s'élève à 1,6 % et représente 71 M\$. Ce montant, récupéré auprès de l'ensemble de la clientèle à l'exception de la clientèle au tarif L et aux contrats spéciaux, représente une hausse tarifaire supplémentaire de 0,8 %, ce qui porte la hausse pour cette clientèle à 3,4 % (2,6 % + 0,8 %). Quant à la clientèle au tarif L, elle se voit attribuer une hausse de 2,6 %, soit celle sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale.*

(ii) $71 \text{ M\$} = 0,0278 \text{ \$/kWh} * 1,6 \% * 158 \text{ 984 GWh}$

43.1 Veuillez indiquer la source de la valeur de 1,6 % utilisée par le Distributeur pour calculer l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale (référence i) et démontrer que cette valeur est conforme à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie.

43.2 Veuillez indiquer la source de la valeur de 0,0278 \$/kWh utilisée par le Distributeur à la référence (ii).

43.3 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la valeur de 0,0278 \$/kWh ou 2,78 ¢/kWh représente le coût moyen de l'électricité patrimoniale en 2013.

43.4 Veuillez comparer la valeur de 2,78 ¢/kWh avec le coût moyen de l'électricité patrimoniale de 2013 conformément au décret 1244-2012. Veuillez expliquer toute différence éventuelle.

44 Modifications à la méthode de répartition du coût du Distributeur

Références :

- (i) B-0045, page 16, tableau 9A, colonne 3 (Répartition des coûts de 2014);
- (ii) B-0045, page 16, note de bas de page (1);

Préambule :

(i) La référence (i) indique que le total des valeurs de consommation (en GWh) de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs est de 158,9 TWh en 2014, ce qui est inférieur à la limite maximale de 165 TWh de l'électricité patrimoniale. Il y aurait donc une certaine quantité de l'électricité patrimoniale inutilisée, selon les hypothèses retenues par le Distributeur.

(ii) *Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation patrimoniale sont établies au prorata des ventes.*

44.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur utilise, pour la répartition des coûts de l'électricité patrimoniale et postpatrimoniale de 2014, sa prévision des

ventes qui n'est pas encore été approuvée par la Régie. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

- 44.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs est basée sur sa stratégie de gestion des approvisionnements qui résulte en 7,3 TWh d'électricité patrimoniale inutilisée tel qu'indiqué à la pièce B-0020, HQD-5, document 1, page 9, tableau 2, colonne intitulée « 2014 - Année témoin ». Veuillez expliquer.
- 44.3 Veuillez indiquer si les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs seraient changés ou non, par rapport à ceux présentés par le Distributeur dans le présent dossier (référence [i]), dans le cas où le Distributeur diffère plus d'énergie du contrat de base et utilise plus d'électricité patrimoniale. Dans l'affirmative, veuillez donner un ou des exemples. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

45 Position du Distributeur relative à la fixation des coûts de l'électricité patrimoniale par catégorie de consommateurs

Références :

- (i) B-0043, page 5, ligne 19;
- (ii) B-0043, page 5, ligne 10.

Préambule :

- (i) *Les coûts unitaires en ¢/kWh et les volumes de consommation patrimoniale en GWh par catégories de consommateurs considérés dans le présent dossier tarifaire correspondent à ceux qui seront fixés par le décret du gouvernement à venir au cours des prochains mois.*
- (ii) *La LRÉ prévoit toujours, comme c'est le cas depuis 2005 (année de l'atteinte du volume d'électricité patrimoniale) que les coûts de fourniture de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs sont fixés par décret du gouvernement. La Régie prend alors acte de ce décret dans sa décision finale dans le cadre de chacun des dossiers tarifaires.*

- 45.1 Veuillez indiquer les faits et/ou les dispositions qui expliquent que le gouvernement fixera par décret les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale tels que calculés par le Distributeur (référence iii).
- 45.2 Dans le cas hypothétique où la Régie aurait des réserves sur la prévision des ventes du Distributeur ou sur sa stratégie de gestion des approvisionnements, serait-elle obligée de prendre acte des coûts unitaires de l'électricité patrimoniale

par catégories de consommateurs calculés par le Distributeur? Si oui, en vertu de quelles dispositions de la Loi sur la Régie?

46 Variation 2013-2014 des coûts unitaires de l'électricité patrimoniale

Références :

- (i) B-0045, page 16, tableau 9A, colonne 2 (« Année témoin projetée 2014 »);
- (ii) (Décret 1244-2012 (« Coût alloué à chaque catégorie de consommateurs requis pour établir le coût de fourniture de l'électricité patrimoniale à compter du 1er avril 2013) [Dossier R-3814-2012, HQD-10, document 2, en liasse].

46.1 Veuillez justifier le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 2,40 ¢/kWh alloué à la catégorie « Tarif L » en 2014 par le Distributeur (référence [i]). Veuillez préciser la base de raisonnement du Distributeur ainsi que les décisions de la Régie utilisées par le Distributeur pour établir cette base.

46.2 À la référence (i), le Distributeur estime le coût de l'électricité patrimoniale de la catégorie « Tarifs D et DM » à 3,23 ¢/kWh en 2014; le décret 1244-2012 le fixe à 3,16 ¢/kWh en 2013. La hausse des coûts entre 2013 et 2014 est donc de 2,22 % [$3,23/3,16=1,0222$], soit une hausse nettement supérieure à l'inflation prévue. Veuillez expliquer les raisons de cette hausse.

47 Impacts de la répartition des coûts effectuée par le Distributeur sur les ajustements des contrats spéciaux

Références :

- (i) B-0018, HQD-4, document 1, page 5, ligne intitulée « Achats d'électricité », rubrique « Ajustement des contrats spéciaux ».
- (ii) B-0045, page 16, tableau 9A.

47.1 Le Distributeur indique à la référence (i) que les « ajustements des contrats spéciaux » sont de -240,3 M\$ et - 189,2 M\$ pour l'année de base 2013 et l'année témoin 2014 respectivement. Veuillez expliquer votre méthode de calculs de ces montants, en indiquant clairement les références et sources de données utilisées.

47.2 Veuillez expliquer les raisons de la baisse du montant se rapportant aux ajustements des contrats spéciaux en 2004 par rapport à celui de 2013.

47.3 Veuillez indiquer si le gel du coût unitaire de l'électricité patrimoniale alloué au tarif L à 2,40 ¢/kWh en 2014 (selon la référence ii) a ou non des impacts sur les ajustements des contrats spéciaux. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez élaborer.