

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°4
DE LA RÉGIE**

REVENUS PRÉVUS EN 2014 AVANT ET APRÈS LA HAUSSE TARIFAIRE

1. **Références :** (i) Pièce B-0012, p. 9, tableau 3;
(ii) Pièce B-0071, p. 9, tableau 3 révisé;
(iii) Pièce B-0045.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente dans sa preuve initiale le tableau 3 qui fournit le détail des revenus prévus en 2014, avant la hausse tarifaire (10 784 M\$) et après la hausse tarifaire (11 111 M\$) et de la provision réglementaire 2014 (106,7 M\$).

(ii) Le Distributeur présente dans sa preuve amendée le tableau 3 qui fournit le détail des revenus prévus en 2014, avant la hausse tarifaire (10 784 M\$) et après la hausse tarifaire (11 358 M\$) et de la provision réglementaire 2014 (186,5 M\$).

(iii) Le Distributeur présente dans sa preuve initiale 53 tableaux sur la répartition du coût du service de l'année témoin projetée 2014, dont les tableaux suivants :

Tableau 1: Sommaire du coût du service du Distributeur par catégorie de consommateurs;

Tableau 6 : Répartition par catégorie de consommateurs de la base de tarification du Distributeur;

Tableau 7 : Répartition par catégorie de consommateurs du coût de prestation du Distributeur;

Tableau 9A : Achat d'électricité;

Tableau 9B : Disposition des comptes de frais reportés par catégorie de consommateurs.

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir la mise à jour des tableaux 1, 6, 7, 9A et 9B (référence (iii)) selon la preuve amendée (référence (ii)).

Réponse :

Les tableaux 1, 6, 7, 9A et 9B sont présentés à l'annexe A.

- 1.2 Veuillez fournir tout autre tableau pertinent de la répartition des coûts qui appuie le calcul de la hausse tarifaire de 5,0 % pour la clientèle au tarif L et de 5,8 % pour les autres clientèles.

Réponse :

Les hausses de 5,0 % pour la clientèle au tarif L et de 5,8 % pour les autres clientèles ne sont pas établies à partir des tableaux de répartition des coûts. Le calcul de ces hausses, différenciées afin de

refléter les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie*, est expliqué dans la preuve initiale à la pièce HQD-13, document 2 (B-0049), aux lignes 3 à 10 de la page 6.

Selon la preuve amendée, les revenus additionnels requis sont de 573,4 M\$ (HQD-1, document 4.1, page 7, (B-0059)). Sans l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, la hausse tarifaire est de 5,0 % et permet au Distributeur de récupérer 503 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\$ (soit, $2,78 \text{ ¢/kWh} \times 1,6 \% \times 158\,984 \text{ GWh}$). 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 % (soit, $71 \text{ M\$} \div 8\,627 \text{ M\$}$ de revenus avant hausse excluant le tarif L et les contrats spéciaux), ce qui porte la hausse pour cette clientèle à 5,8 %. Quant à la clientèle au tarif L, elle se voit attribuer la hausse sans indexation du coût de l'électricité patrimoniale de 5,0 %.

PRÉVISION DES VENTES

2. **Références :**
- (i) Pièce B-0071, p. 9;
 - (ii) Pièce B-0011, p. 13;
 - (iii) Pièce B-0021, p. 7;
 - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 62;
 - (v) Dossier R-3814-2012, pièce B-0082, p. 63.

Préambule :

- (i) Tableau 3 – Revenus requis en 2014, avant et après la hausse tarifaire et provision réglementaire
- (ii) Tableau 6 – Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2013
- (iii) Tableau 3 – Détail des volumes et des coûts des achats d'électricité
- (iv) Tableau R-24.1 – Année 2012 – Ventes nettes des achats d'électricité (en M\$)
- (v) Réponse à la question 24.2

Demandes :

- 2.1 Pour l'année 2013, veuillez reproduire le tableau de la référence (iv). Veuillez y ajouter une ventilation des ventes d'électricité par catégories tarifaires.

Réponse :

Les tableaux R-2.1-A et R-2.1-B présentent les ventes nettes des achats d'électricité pour l'année 2013 et une ventilation des ventes d'électricité par catégories tarifaires.

**TABLEAU R-2.1-A
VENTES NETTES DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE 2013 (M\$)**

	Référence	D-2013-037	Année de base 2013	Écart
Ventes d'électricité	R-3814-2012, HQD-17, document 1, page 8 Année de base: non versée au dossier ¹	10 735	10 685	(51) 0
Nivellement	HQD-8, document 7, page 25		17	17
Ajustement - Provision réglementaire 2012	R-3814-2012, HQD-17, document 1, page 5	14	14	0
Provision réglementaire 2013 récupérée en 2014	R-3814-2012, HQD-17, document 1, page 5	75	75	0
Achats d'électricité	HQD-4, document 1, page 5	5 352	5 238	(114)
Ventes nettes des achats d'électricité		5 472	5 553	81

¹ Revenus de 171 054 GWh correspondant aux ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre 2013.

**TABLEAU R-2.1-B
PRÉVISION DES VENTES NETTES DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ
POUR L'ANNÉE 2013 (M\$)**

Catégorie de consommateurs	(1)		(2)	(3)	(4) = (1) - (3)	(5) = (2) - (3)	Revenus nets des achats
	Ventes (M\$)						
	Année de base (R-3854-2013)		Autorisé D-2013-037 (R-3814-2012)	Écart année de base 2013 (R-3854-2013) vs Autorisé D-2013-037			
Publiées	Normalisées	Publiées		Normalisées			
D et DM	4 560	4 587	4 527	33	60	53	
G et à forfait (T1, T2, T3)	1 032	1 034	985	46	49	34	
G-9	123	123	125	(2)	(2)	(1)	
M	2 095	2 098	2 121	(26)	(24)	(22)	
L	1 801	1 802	1 778	23	24	9	
H	1	1	1	-	-	-	
DT	183	184	174	9	10	10	
Éclairage public et sentinelle	57	57	57	(0)	(0)	(0)	
Contrats spéciaux	797	797	936	(139)	(139)	-	
	10 648	10 682	10 704	(56)	(21)	82	
LP							
LA marginal	7	7	-	7	7	-	
	7	7	-	7	7	-	
Réseaux autonomes - D et DM	15	15	16	(1)	(1)	(1)	
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	10	(2)	(2)	(2)	
Réseaux autonomes - G-9	1	1	1	(0)	(0)	(0)	
Réseaux autonomes - M	5	5	4	1	1	1	
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	0	0	1	(0)	(0)	(0)	
	30	30	31	(1)	(1)	(1)	
Total Ventes d'électricité du Distributeur	10 685	10 720	10 735	(51)	(16)	81	

Conciliation

Renversement de la provision réglementaire de 2012	14	14	14	-	-	-
Provision réglementaire de 2013	75	75	75	-	-	-
Compte de nivellement de température	17			17	-	-
Ventes d'électricité réglementaire	10 791	10 809	10 825	(34)	(16)	81

(1) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

(2) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

2.2 En se basant sur la question précédente et la référence (v), veuillez simuler, séparément, les impacts suivants sur les ventes nettes des achats d'électricité :

- Sous-estimation de 250 GWh des ventes au tarif D;
- Sous-estimation de 250 GWh des ventes aux tarifs G, G-9 et M;
- Sous-estimation de 250 GWh des ventes au tarif L.

Réponse :

Dans le cas d'une sous-estimation des ventes de 250 GWh au tarif D, ou de 250 GWh au total pour les tarifs G, G-9 et M ou de 250 GWh au tarif L, pour l'année de base 2013 et non attribuable à l'aléa climatique, le Distributeur estime un impact sur les ventes nettes des achats d'électricité respectivement de l'ordre de 10 M\$ au tarif D, de 12 M\$ au total pour les tarifs G, G9 et M et de 4 M\$ au tarif L.

CONVENTIONS COLLECTIVES

3. **Références :** (i) Pièce B-0024. p.3 , tableau 1;
(ii) Pièce B-0024, p.11;
(iii) <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/hq/465/renouvellement-des-conventions-collectives-les-syndicats-de-la-coalition-acceptent-lentente-de-principe/>

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1 les composantes de la masse salariale pour l'année témoin 2014.

**TABLEAU 1
COMPOSANTES DE LA MASSE SALARIALE (M\$)**

Description	Année historique 2012	2013			Année témoin 2014	2014 vs Année de base 2013	
		D-2013-037	D-2013-037 ajustée	Année de base		\$	%
Salaire de base	447,8	481,7	478,1	439,4	434,4	-5,0	-1,1
Temps supplémentaire	45,1	45,5	45,5	32,1	31,8	-0,3	-0,9
Primes et revenus divers	46,5	45,4	45,1	43,0	42,0	-1,0	-2,3
Régime d'intéressement corporatif	16,9	15,2		14,4	14,1	-0,3	-2,1
Rémunération incitative selon la performance	5,0	5,5		5,2	5,1	-0,1	-1,9
Autres primes ¹	24,6	24,7		23,4	22,8	-0,6	-2,6
Avantages sociaux	98,9	185,9	184,7	179,9	229,0	49,1	27,3
Avantages sociaux - Coût de retraite	43,6	88,6		132,5	108,8	-23,7	-17,9
Compte d'écart - Coût de retraite	-30,5	5,9		-38,6	35,9	74,5	193,0
Avantages sociaux - Autres	73,4	78,9		74,7	76,5	1,8	2,4
Autres avantages complémentaires de retraite - retraités	12,4	12,5		11,3	7,8	-3,5	-31,0
MASSE SALARIALE	638,3	758,5	753,4	694,4	737,2	42,8	6,2
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		(0,1)					
MASSE SALARIALE - intégrant ces ajustements	638,3	753,4	753,4	694,4	737,2	42,8	6,2

¹ La ligne « Autres primes » correspond à l'ensemble des compensations versées aux employés en raison des conditions particulières, difficiles ou contraignantes d'exercice du travail. À titre d'exemple, on y retrouve les primes pour quart de travail, les primes d'attribution, les primes pour direction de travail ou pour remplacement d'employés de niveau supérieur ainsi que les primes pour travail les jours fériés ou dans des conditions d'urgence.

(ii) « Six des huit conventions collectives conclues entre Hydro-Québec et les différents syndicats viennent à échéance le 31 décembre 2013. Les deux autres se terminent le 31 décembre 2014. À ce titre, ne pouvant présumer des résultats des négociations, le Distributeur n'a considéré aucun ajustement économique des salaires pour 2014. »

(iii) Extrait du communiqué de presse d'Hydro-Québec du 15 novembre 2013:

« Renouvellement des conventions collectives : les syndicats de la coalition acceptent l'entente de principe

MONTRÉAL, le 15 nov. 2013 /CNW Telbec/ - La direction d'Hydro-Québec est heureuse d'annoncer que l'entente de principe intervenue dans le cadre du renouvellement anticipé des conventions collectives a été entérinée par une très forte majorité d'employés de la coalition des syndicats du SCFP. Rappelons que le Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec (SPIHQ) s'était déjà prononcé en faveur de celle-ci.

Principaux éléments de l'entente

- *Gel de la rémunération pour 2014 et 2015;*
- *Mise en place d'un partage 50/50 du coût du service courant du régime de retraite;*
- *Augmentation de salaire de 3 % en 2016, 2,75 % en 2017 et 2,5 % en 2018;*
- *Élimination du régime d'intéressement en 2014 et intégration partielle à 4,2 % dans les échelles salariales au 1^{er} janvier 2015.*

Les nouvelles conventions collectives entreront en vigueur le 1^{er} janvier 2014 et se termineront le 31 décembre 2018, excepté les sections locales 4250 et 9867 dont les conventions collectives viendront à échéance le 31 décembre 2019. »

Demandes :

3.1 Est-ce que l'élimination du régime d'intéressement en 2014 est reflétée dans la masse salariale 2014 présentée à la référence (i)? Veuillez expliquer et quantifier.

Réponse :

L'élimination du régime d'intéressement des employés syndiqués à partir de 2014 n'est pas reflétée au présent dossier. L'évaluation détaillée de l'ensemble des impacts pour le Distributeur découlant de l'entente de principe n'a pas encore été complétée. De façon préliminaire, le Distributeur estime que la prise en compte de cette entente pourrait avoir pour effet de réduire de 7 M\$ à 8 M\$ les revenus requis de l'année témoin 2014.

Par ailleurs, le Distributeur tient à souligner qu'il n'a pas revu l'ensemble des composantes de ses revenus requis à la lumière des informations les plus récentes. À titre d'exemple, les employés non

régis par des conventions collectives de travail bénéficieront d'un ajustement économique de 1,75 % de leur salaire de base au 1^{er} janvier 2014. Il est important de rappeler qu'aucun ajustement économique en lien avec les salaires de base n'a été considéré dans l'établissement de l'année témoin 2014.

- 3.2 Est-ce que la mise en place d'un partage 50/50 du coût du service courant du régime de retraite est reflétée dans le coût de retraite de l'année témoin 2014? Veuillez expliquer et quantifier.

Réponse :

Les modifications prévues aux règles visant un partage 50/50 du coût des services courants se feront de façon progressive à compter de 2015.

Par conséquent, l'entente de principe n'a aucun impact sur la prévision du coût de retraite de l'année témoin 2014.

- 3.3 Veuillez quantifier tous les impacts de l'entente de principe non reflétés dans les revenus requis de l'année témoin 2014, par composante.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

ENCAISSE RÉGLEMENTAIRE

4. **Références :** (i) Pièce B-0033, p. 8, tableau 1;
(ii) Pièce B-0117, p. 21, tableau R-10.1.

Préambule :

(i)

TABLEAU 1
DÉLAIS DE PERCEPTION 2014 AJUSTÉS DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE
(EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire	51,5	36,5
Ajustement pour provision réglementaire	6,4	3,1
Délai de perception ajusté	57,9	39,6

(ii)

TABLEAU R-10.1
DÉLAIS DE PERCEPTION AJUSTÉS DE LA PROVISION RÉGLEMENTAIRE ET RÉVISÉS
SUITE À LA MISE À JOUR CITÉE EN RÉFÉRENCE (iii)
(EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Délai moyen de consommation	30,5	15,5
Délai de paiement	21	21
Délai de perception avant ajustement pour provision réglementaire	51,5	36,5
Ajustement pour provision réglementaire	10,9	5,6
Délai de perception ajusté	62,4	42,1

Demandes :

- 4.1 Veuillez fournir le calcul détaillé de l'ajustement pour provision réglementaire de 6,4 et 3,1 jours pour la facturation bimestrielle et mensuelle cité en référence (i).

Réponse :

Le tableau R-4.1 présente le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire pour la facturation bimestrielle et mensuelle cité en référence (i).

TABLEAU R-4.1
AJUSTEMENT DU DÉLAI DE PERCEPTION DÉCOULANT DE LA PROVISION
RÉGLEMENTAIRE ET PRÉSENTÉ EN RÉFÉRENCE (i) (EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Ventes (en M\$)	8 367	2 638
Provision (en M\$)	93	14
Ajustement (585 jours x Provision / Ventes)	6,4	3,1

4.2 Veuillez fournir le calcul détaillé de l'ajustement pour provision réglementaire de 10,9 et 5,6 jours pour la facturation bimestrielle et mensuelle cité en référence (ii).

Réponse :

Le tableau R-4.2 présente le calcul de l'ajustement du délai de perception découlant de la provision réglementaire pour la facturation bimestrielle et mensuelle cité en référence (ii).

TABLEAU R-4.2
AJUSTEMENT DU DÉLAI DE PERCEPTION DÉCOULANT DE LA PROVISION
RÉGLEMENTAIRE ET PRÉSENTÉ EN RÉFÉRENCE (ii) (EN JOURS)

	Facturation bimestrielle	Facturation mensuelle
Ventes (en M\$)	8 500	2 671
Provision (en M\$)	160	26
Ajustement (585 jours x Provision / Ventes)	10,9	5,6

COMPTE DE NIVELLEMENT POUR ALÉAS CLIMATIQUES

5. Référence : Pièce B-0088, p. 79 et 80, tableau R-35.1.

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau R-35.1 le détail du compte de nivellement pour aléas climatique pour la période de janvier à septembre 2013.

Demande :

5.1 Veuillez déposer la mise à jour du tableau R-35.1 avec les données réelles au 30 novembre 2013, **au plus tard le 5 décembre 2013, à 12 h.**

Réponse :

La mise à jour du tableau R-35.1 sera déposée dans les délais prescrits par la Régie.

PLAN GLOBAL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE - OIEÉB

6. Références : (i) Pièce B-0117, p. 44;
(ii) Pièce B-0117, p. 45.

Préambule :

(i) « Il n'y a pas lieu de créditer les impacts énergétiques de ce prérequis au programme puisque les références du CNEB 2011 deviennent la norme du marché dans le nouveau bâtiment et sont donc considérées comme tendancielles. Ainsi, l'intégration de ces références à l'outil SIMÉB rehausse le niveau des performances énergétiques du bâtiment de référence du programme. Ce niveau représente le prérequis de performances minimales des projets au-delà duquel les économies d'énergie d'un projet peuvent être créditées au programme. » [Nous soulignons]

(ii) « Pour les projets déposés au volet sur mesure, un grand nombre de paramètres entrent dans le calcul du montant des appuis financiers. L'existence de différentes grilles d'appui financier, la grande variété de bâtiments et la disparité dans les économies d'énergie électriques admissibles rendent difficile l'établissement d'un projet typique et, a fortiori, le calcul de l'impact que pourraient avoir sur l'appui financier les ajustements apportés au programme.

[...]

Tous les projets inscrits au programme avant le 1^{er} novembre 2013 et qui respectent certaines conditions seront traités suivant les modalités prévalant au moment de la date de dépôt de leur lettre d'intérêt.»

Demandes :

- 6.1 Veuillez élaborer sur l'ampleur des références du CNEB 2011 qui sont devenues la norme dans le marché du nouveau bâtiment et, le cas échéant, présenter les sources d'information permettant d'affirmer que les références du CNEB 2011 deviennent la norme dans le marché du nouveau bâtiment.

Réponse :

Les mises à jour du CMNEB, dont celle effectuée en 2011, visent précisément la révision des normes de référence afin de refléter les pratiques courantes du marché.

Le Distributeur a donc adopté certaines valeurs du CNEB 2011 dans la référence du programme *OIEÉB*. Les valeurs sont intégrées à la version 3.1 du SIMEB, obligatoire depuis le 1^{er} novembre 2013 pour les nouveaux bâtiments présentés au *Volet sur mesure*. Les paramètres adoptés sont :

- **les résistances thermiques des éléments de l'enveloppe (toits, murs extérieurs et fenestration) ;**
- **le rapport entre l'aire totale maximale admissible du fenestrage et l'aire brute des murs (qui peut varier selon les villes) ;**
- **la densité d'éclairage pour l'ensemble des zones fonctionnelles.**

Le Distributeur rappelle que les valeurs de références du SIMEB sont également mises à jour régulièrement en fonction de l'évolution des différentes normes dans le marché, dont celle de l'ASHRAE¹. Comme le Distributeur l'indique dans l'extrait cité en préambule, l'objectif de cette mise à jour est de s'assurer que les appuis financiers versés dans le cadre du programme soutiennent uniquement les économies d'énergie dépassant les pratiques courantes du marché.

- 6.2 Veuillez choisir, sans les identifier, 2 projets représentatifs de leur segment de marché, inscrits au programme avant le 1^{er} novembre 2013. Veuillez présenter les résultats des simulations SIMEB et des calculs de subventions octroyées à ces projets.

¹ Voir la réponse à la question 40.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.

Réponse :

Projet n° 1

Nouveau bâtiment commercial de 9 580 m² présenté au *Volet sur mesure* du programme *OIEÉB*. Le bâtiment utilise l'électricité et des combustibles fossiles pour le chauffage des espaces.

Projet n° 2

Nouveau bâtiment institutionnel de 2 171 m² présenté au volet *Sur Mesure* du programme *OIEÉB*. Le bâtiment utilise uniquement l'électricité pour le chauffage des espaces.

Pour ces deux projets, les mesures identifiées sont les suivantes :

- augmentation de la performance de l'enveloppe thermique ;
- installation d'un entraînement à fréquence variable sur les moteurs des ventilateurs du système de ventilation ;
- installation d'un système de récupération de chaleur dans le système de ventilation ;
- optimisation de l'éclairage ;
- installation d'une pompe à chaleur ;
- installation d'un système géothermique.

Les tableaux R-6.2-A et R-6.2-B présentent les économies découlant des simulations et l'aide financière correspondante.

TABLEAU R-6.2-A
RÉSULTATS DU PROJET N° 1

Projet n° 1	Avant le 1 ^{er} novembre 2013 (SIMEB version 2.2)	Depuis le 1 ^{er} novembre 2013 (SIMEB version 3.1)
Économies d'énergie électrique admissibles	387 944 kWh	369 431 kWh
Aide financière calculée	50 433 \$	44 332 \$

**TABLEAU R-6.2-B
RÉSULTATS DU PROJET N° 2**

Projet n° 2	Avant le 1^{er} novembre 2013 (SIMEB version 2.2)	Depuis le 1^{er} novembre 2013 (SIMEB version 3.1)
Économies d'énergie électrique admissibles	233 906 kWh	221 080 kWh
Aide financière calculée	46 781 \$	42 005 \$

6.3 Veuillez appliquer à ces mêmes projets les versions de SIMEB et du calculateur de subventions qui intègrent les nouvelles exigences et modalités du programme OIEÉB entrées en vigueur le 1^{er} novembre 2013. Veuillez présenter les résultats d'économies d'énergie et de subventions que ces mêmes projets auraient obtenus s'ils avaient été soumis après le 1^{er} novembre 2013.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.2.

- 7. Références :**
- (i) Pièce B-0036, p. 37;
 - (ii) Pièce B-0117, p. 45;
 - (iii) Pièce B-0088, p. 96.

Préambule :

(i) Le Tableau B-1 - Hypothèses de calcul 2014 montre les hypothèses de gains unitaires moyens nets pour les différents segments de marché visés par le programme OIEÉB. Le Distributeur prévoit en 2014 un nombre de 1 778 projets ayant un gain unitaire moyen de 95 938 kWh/an, répartis en 227 projets *Petits clients affaires*, 775 projets *Commercial*, 402 projets *Institutionnel* et 374 projets *Nouvelle construction* avec des gains unitaires respectifs de 33 384, 83 502, 106 892 et 147 911 kWh/an.

(ii) « Les nouvelles modalités et le nouveau mode de calcul de l'appui financier apportés au programme OIEÉB ont déjà été pris en compte dans la prévision du budget qui sera consacré à ce programme en 2014. [...] Tous les projets inscrits au programme avant le 1^{er} novembre 2013 et qui respectent certaines conditions seront traités suivant les modalités prévalant au moment de la date de dépôt de leur lettre d'intérêt.» [Nous soulignons]

(iii) « [...] les efforts de commercialisation déployés ces dernières années par ÉnerCible ont permis de générer un nombre important de projets, déjà inscrits au

programme, et dont la réalisation est prévue en 2014 et 2015. Ces projets s'ajouteront à ceux qui s'inscriront d'ici la fin du programme. » [Nous soulignons]

Demande :

7.1 Veuillez fournir les données relatives au programme OIÉÉB dans le tableau B-1 en référence (i) en les séparant en deux parties :

- la première partie comprenant les projets qui ont été enregistrés avant le 1^{er} novembre 2013 et qui seront réalisés en 2014,
- la deuxième partie portant sur les prévisions du Distributeur de projets réalisés en 2014 qui seront reçus après le 1^{er} novembre 2013.

Veuillez y ajouter l'information sur la taille moyenne des projets reçus avant et après le 1^{er} novembre 2013.

Réponse :

Le Distributeur souligne que la planification du programme pour l'année 2014 est faite au printemps 2013 et que cette planification est réalisée de manière globale. En conséquence, il n'est pas en mesure de distinguer les projets prévus selon différentes périodes de l'année.

Néanmoins, le Distributeur présente au tableau R-7.1 les projets qui ont été enregistrés avant le 1^{er} novembre 2013 et dont la réalisation est prévue pour 2014 :

**TABLEAU R-7.1
PROJETS PRÉSENTÉS AU PROGRAMME OIÉÉB**

Tableau B-1.1	Nombre (unités/projets)	Gain unitaire moyen net (kWh/an)	Impact énergétique (GWh ajoutés nets)
Avant le 1er novembre 2013			
OIÉÉB	521	226 563	118
<i>Petits clients affaires</i>	113	16 718	2
<i>Commercial</i>	230	187 556	43
<i>Institutionnel</i>	93	250 903	23
<i>Nouvelle construction</i>	85	584 454	50

Pour les projets enregistrés avant le 1^{er} novembre 2013, les gains moyens supérieurs aux hypothèses présentées au tableau B-1 (référence i) s'expliquent par le fait qu'il s'agit de projets majeurs, enregistrés en 2012 et 2013, et dont la réalisation des travaux est prévue seulement pour 2014 ; ceci implique que la taille de ces projets est beaucoup plus grande que la moyenne.

Pour les projets à recevoir après le 1^{er} novembre 2013, le Distributeur prévoit qu'ils seront en plus grand nombre et que leurs gains unitaires

moyens, par rapport aux projets soumis avant le 1^{er} novembre 2013, seront considérablement réduits. En effet, puisqu'ils doivent se réaliser en 2014, donc sur une période de temps assez brève, ces projets seront nécessairement de moins grande envergure.

Compte tenu de tous ces éléments, le Distributeur demeure confiant d'atteindre les 171 GWh d'économies d'énergie prévus au programme en 2014.

MODIFICATIONS AUX CONDITIONS DE SERVICE D'ÉLECTRICITÉ

8. Référence : Pièce B-0088, p. 109 et 110.

Préambule :

À la référence, le Distributeur répond à la question 48.3 de la Régie en donnant des exemples concrets de situation auxquels il est confronté et que la proposition de modification de l'article 18.1 permettra de résoudre.

Il indique aussi à la réponse 48.4 que « L'ajout ou le remplacement d'un poteau sur la propriété desservie est effectivement visé par l'article 18.1 des CDSÉ. Cependant, puisqu'il s'agit de travaux d'importance, le Distributeur devra **convenir** d'un emplacement avec le propriétaire. Dans la mesure où le poteau à être installé est nécessaire à l'alimentation du client, en cas de conflit, ce serait à la Régie de fixer ultimement l'emplacement du poteau. » [Nous soulignons]

Demandes :

Dans la mesure où la Régie en arrive à la conclusion qu'elle a compétence pour approuver l'article 18.1 des conditions de service, tel que proposé par le Distributeur :

8.1 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur la codification de l'obligation d'informer le propriétaire avant d'entreprendre les travaux visés par l'article 18.1.

Réponse :

Tous les travaux réalisés à la demande du client font l'objet d'une entente avec ce dernier, laquelle précise leur nature exacte de même que leur échéancier.

En ce qui a trait aux travaux entrepris à l'initiative du Distributeur, ce dernier communique déjà avec les clients dans le cours normal de ses activités lorsqu'il s'agit de travaux majeurs. Pour les travaux réalisés en situation d'urgence ou dans le cadre des activités de maintenance

régulière de son réseau, le Distributeur avise le client sur place des travaux qu'il s'apprête à réaliser au moment où il se présente.

Compte tenu du fait qu'il effectue plusieurs centaines de milliers d'interventions sur son réseau chaque année, le Distributeur ne peut s'engager à informer le propriétaire dans tous les cas.

Par ailleurs, le Distributeur ne s'oppose pas à introduire une obligation d'information dans les CDSÉ lorsqu'il doit remplacer, déplacer ou ajouter un poteau et lors de l'ajout d'un équipement sur une structure existante. Le Distributeur souhaite toutefois que le moyen de communication puisse être adapté aux circonstances propres à chacune des situations.

- 8.2 Veuillez indiquer quelle serait la position du Distributeur sur la codification à l'article 18.1 de l'obligation de convenir d'une entente avec le propriétaire : « *en particulier, dans les cas d'ajout, de déplacement ou de remplacement d'un poteau* ».

Réponse :

Comme mentionné en réponse à la question 48.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-15-01 (B-0088), le Distributeur estime qu'une entente avec le propriétaire est souhaitable lors de l'ajout, du déplacement ou du remplacement d'un poteau, sous réserve de l'existence de plusieurs possibilités quant à son emplacement. Cette entente demeurerait cependant sujette à certaines conditions :

- Le propriétaire doit permettre l'exécution des travaux sans compensation, à l'exception d'un dédommagement pour les dommages qui pourraient être causés à la propriété.
- La nature des travaux et les exigences techniques applicables aux travaux sont déterminées par le Distributeur.

Dans les autres cas, le Distributeur réitère qu'il souhaite pouvoir exécuter les travaux sans que cela soit conditionnel à l'obtention du consentement du propriétaire.

- 9. Références :** (i) Pièce B-0046, p. 15;
(ii) Pièce B-0088, p. 109.

Préambule :

(i) « Le Distributeur a déjà souligné [référence omise] que l'acquisition systématique de servitudes, de même que la gestion et le traitement de celles-ci, occasionneraient non seulement des coûts considérables, mais également un allongement des délais de réponse aux demande d'alimentation. Avec environ 40 000 demandes d'alimentation annuellement, le Distributeur estime qu'il n'est pas souhaitable que ces coûts soient supportés par l'ensemble de la clientèle. De même, il juge que le recours à l'expropriation prévu par la Loi sur Hydro-Québec n'est généralement pas une solution réaliste et raisonnable pour des interventions mineures sur son réseau. »

(ii) « 48.2 Veuillez identifier la fréquence et quantifier les compensations financières auxquelles le Distributeur fait référence.

Réponse :

Le Distributeur ne collige pas de données aussi détaillées. Néanmoins, il estime à plus de 100 000 le nombre de demandes de clients traitées annuellement. En outre, le coût moyen pour acquérir une servitude est de 2 100 \$, en excluant les indemnités, ou de 5 700 \$, en les incluant.

La fréquence élevée des interventions demande que le personnel du Distributeur consacre un temps important au traitement de ce type de dossier. Le Distributeur souligne également que les ressources financières allouées à ces dossiers ne sont pas négligeables, notamment l'acquisition de servitudes, l'offre de compensations financières, ou encore la couverture totale des frais de certains dossiers afin de ne pas entraîner de retards indus dans leur traitement. »

Demande :

- 9.1 Compte tenu des règles régissant le droit de propriété prévues au *Code civil du Québec* et à la *Charte des droits et libertés de la personne* et ainsi que des articles 30 et 33 de la *Loi sur Hydro-Québec*, veuillez indiquer dans quelle mesure la Régie a compétence pour fixer des conditions de service octroyant au Distributeur des droits de même nature qu'une servitude.

Réponse :

Le Distributeur demande la clarification d'une condition de service déjà fixée par la Régie et dont la dernière version est entrée en vigueur le 1^{er} avril 2008. L'article 18.1 des CDSÉ prévoit des droits d'accès sur les propriétés desservies ou à desservir pour le Distributeur afin d'exploiter son réseau de distribution. La caractéristique principale d'une servitude est d'être un droit réel, qualifié de démembrement du droit de la propriété, dont les effets sont prévus au *Code civil du*

Québec. Elle est définie comme une « charge imposée sur un immeuble, le fonds servant, en faveur d'un autre immeuble, le fonds dominant, et qui appartient à un propriétaire différent² ».

Les droits demandés par le Distributeur sont plutôt de la nature d'une obligation personnelle liée à la fourniture d'électricité, soit une condition à laquelle l'électricité est distribuée par le Distributeur³, qui ne doit pas être confondue avec une entrave au droit de propriété. Le Distributeur ne revendique d'ailleurs aucun droit en vertu des CDSÉ concernant des propriétés qui ne seraient pas desservies.

Lors de l'alimentation initiale d'une propriété, il est nécessaire d'installer certains équipements, par exemple des poteaux, conducteurs, haubans, transformateurs, coupe-circuit ou appareillage de mesurage.

Cependant, le réseau de distribution évolue dans le temps. D'une part, les normes de construction et d'entretien, de même que le type et la taille des équipements disponibles sur le marché, évoluent au fil des ans. D'autre part, la charge à alimenter dans une région ou un quartier, y compris la charge d'un client en particulier, n'est pas statique, de sorte que des équipements additionnels sont parfois requis.

Conséquemment, le maintien d'équipements, de même que l'ajout ou leur remplacement, sont tout autant nécessaires à l'alimentation de la propriété après son alimentation initiale, et ce, afin d'être en mesure de maintenir une alimentation en électricité selon les normes actuelles. Le Distributeur estime qu'une vision statique de l'alimentation d'une propriété n'est pas appropriée.

Le Distributeur souligne que cette position concernant la juridiction de la Régie reflète celle de la Régie elle-même au terme de l'audience publique dans le dossier R-3535-2004. La Régie mentionnait alors ce qui suit :

La juridiction de la Régie en matière de conditions de distribution découle de la prestation de service du Distributeur à son client. Cette juridiction s'exerce dans la mesure où le client, propriétaire ou locataire, est alimenté ou requiert l'alimentation. Les conditions de distribution comprennent toutes les activités relatives à l'installation, au maintien, au raccordement, à l'exploitation, à la

² Art. 1177 C.c.Q.

³ Art. 31, al. 1 (1°) de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.

modification, au prolongement, à l'utilisation et à l'entretien des infrastructures réglementées puisqu'elles sont nécessaires à la prestation de service du Distributeur⁴. [Le Distributeur souligne.]

Dans la même décision, la Régie énonçait qu'elle avait la compétence requise pour trancher les différents au sujet de l'emplacement des équipements en cas de conflit entre Hydro-Québec et le client⁵. En décrivant ainsi sa compétence exclusive, la Régie reconnaissait que cette question se rapporte aux tarifs et conditions de distribution de l'électricité et non à une question de droit commun sur laquelle elle n'aurait pas juridiction. La compétence exclusive de la Régie à cet égard s'incarne tant dans la fixation ou la modification des tarifs et conditions de distribution d'électricité que dans leur application dans le cadre du processus de plainte.

Par ailleurs, une revue des conditions de service des autres distributeurs canadiens permet de constater que des droits similaires ont été fixés par les organismes de réglementation de chacune des provinces. Il s'agit d'un indice probant que le droit d'un distributeur d'électricité d'installer des équipements sur la propriété du client constitue une condition de distribution de l'électricité.

Enfin, le Distributeur réitère que la procédure d'expropriation prévue à l'article 33 de la *Loi sur Hydro-Québec* n'est pas le moyen approprié pour lui permettre d'exploiter le réseau de distribution lorsque celui-ci alimente déjà la propriété pour laquelle des travaux doivent être exécutés. Les coûts et les délais liés à l'exercice de ce droit sont importants, au désavantage de l'ensemble de la clientèle.

⁴ Décision D-2006-116, p. 34.

⁵ Ibidem.

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°4
DE LA RÉGIE
ANNEXE A**

Tableau 1 - Amendé
Sommaire du coût du service du Distributeur par catégorie de consommateurs (M\$)
Année témoin projetée 2014

	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
	Catégorie de consommateurs	Base de tarification	Coût du capital*	Coût de prestation incluant Autres revenus	Coût du service	Dont Autres revenus	Revenus prévus incluant la hausse
1	Domestiques						
2	Tarifs D et DM	7 142,9	535,5	5 287,0	5 822,6	(151,6)	4 915,6
3	Tarif DT	311,5	23,3	212,2	235,5	(5,9)	182,1
4	Total	7 454,4	558,8	5 499,2	6 058,1	(157,5)	5 097,7
5	Généraux						
6	Tarifs G et à forfait	1 172,0	88,2	792,7	880,9	(36,6)	1 020,1
7	Tarifs d'éclairage public et sent.	54,7	4,1	38,0	42,1	(0,7)	62,6
8	Tarif M	1 544,3	115,8	1 670,3	1 786,1	(24,3)	2 341,7
9	Tarif G9	101,6	7,6	69,7	77,4	(1,5)	138,1
10	Tarif LG	133,7	10,0	421,8	431,8	(3,8)	470,5
11	Tarif H	1,0	0,1	0,7	0,8	(0,0)	1,0
12	Total	3 007,4	225,8	2 993,3	3 219,1	(66,9)	4 033,9
13	Grands clients industriels						
14	Tarif L	250,3	18,7	1 196,6	1 215,3	(10,0)	1 436,3
15	Contrats spéciaux	65,4	4,9	784,9	789,8	(0,0)	789,9
16	Total	315,7	23,6	1 981,5	2 005,1	(10,0)	2 226,1
17	Total	10 777,6	808,2	10 474,0	11 282,2	(234,4)	11 357,7
18	Référence :	Tableau 6	(2) X 7,48%	Tableau 7	(3) + (4)	Tableau 7	
19	Conciliation avec les revenus requis						
20	(HQD-4, Document 1)						
21	Autres revenus :			234,4	234,4		
22	Récupération de coûts :			(46,1)	(46,1)	46,1	
23	Facturation interne :			(8,0)	(8,0)	8,0	
23	Revenus requis :	10 777,6	808,2	10 654,3	11 462,6	(180,2)	

* Incluant la charge de désactualisation (voir tableau 6, colonne 19)

Réponses à la demande de renseignements n°4 de la Régie

Tableau 6 - Amendé
Répartition par catégories de consommateurs de la base de tarification du Distributeur (M\$)
Année témoin projetée 2014

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Transport	(3) à (9) Distribution								(10) à (14) Service à la clientèle					(15) Réseaux autonomes Total	(16) Total Base de tarification	(17) Rendement	(18) Charge de désactualisation
		(3) Postes et centres d'expl.		(4) Moyenne tension		(5) Basse tension		(8) Branchement	(9) Éclairage public	(10) Total	(11) Gestion des abon.	(12) Mesurage	(13) Ventes et commerc.	(14) Autres				
		Puis.	Puis.	Abon.	Puis.	Abon.	Abon.											
1 Domestiques																		
2 Tarifs D et DM	45,2	7,4	2 276,7	965,4	1 446,7	704,7	289,8	-	5 690,8	(20,0)	303,0	426,1	404,5	1 113,6	293,3	7 142,9	534,5	1,0
4 Tarif DT	1,4	0,3	106,3	33,4	67,6	24,4	8,8	-	240,8	(0,7)	45,7	-	24,3	69,3	-	311,5	23,3	-
5 Total	46,6	7,8	2 383,0	998,8	1 514,3	729,1	298,6	-	5 931,6	(20,7)	348,7	426,1	428,8	1 182,9	293,3	7 454,4	557,8	1,0
6 Généraux																		
7 Tarifs G et à forfait	5,1	1,0	315,6	77,1	199,9	56,2	29,6	-	679,4	4,9	127,8	166,5	58,3	357,5	130,0	1 172,0	87,7	0,5
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	0,2	0,1	19,8	1,0	12,6	0,8	0,4	9,4	44,1	0,1	0,3	5,1	1,6	7,0	3,4	54,7	4,1	0,0
9 Tarif M	11,5	2,3	716,1	8,4	355,5	5,8	16,5	-	1 104,7	1,2	39,1	231,5	84,8	356,5	71,6	1 544,3	115,6	0,3
10 Tarif G9	0,5	0,2	49,2	0,9	28,1	0,6	1,5	-	80,4	0,2	5,6	5,1	3,1	13,9	6,8	101,6	7,6	0,0
11 Tarif LG	3,1	0,3	104,0	0,0	-	0,0	0,2	-	104,6	0,4	3,6	(0,5)	22,6	26,0	-	133,7	10,0	-
12 Tarif H	0,0	0,0	0,9	0,0	-	-	0,0	-	0,9	0,0	0,0	(0,0)	0,0	0,1	-	1,0	0,1	-
13 Total	20,3	3,9	1 205,6	87,4	596,1	63,5	48,2	9,4	2 014,2	6,7	176,4	407,6	170,4	761,1	211,8	3 007,4	225,0	0,8
14 Grands clients industriels																		
15 Tarif L	3,9	0,3	88,2	-	-	-	0,3	-	88,7	0,5	7,0	87,7	62,4	157,6	-	250,3	18,7	-
16 Contrats spéciaux	4,3	-	-	-	-	-	-	-	-	0,0	1,8	6,3	52,9	61,1	-	65,4	4,9	-
17 Total	8,3	0,3	88,2	-	-	-	0,3	-	88,7	0,6	8,8	94,0	115,3	218,7	-	315,7	23,6	-
18 Total	75,2	12,0	3 676,8	1 086,3	2 110,4	792,6	347,1	9,4	8 034,5	(13,5)	534,0	927,7	714,4	2 162,6	505,1	10 777,6	806,4	1,8
20 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9E	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR6	-	-	FR8	FR10	FR11	FR13	-	Tableau 30	Tableau 1	(17) x 7,48%	

Réponses à la demande de renseignements n°4 de la Régie

Tableau 7 - Amendé
Répartition par catégories de consommateurs du coût de prestation du Distributeur (M\$)
Année témoin projetée 2014

(1) Catégorie de consommateurs	(2) Fourniture	(3) Transport	(4) à (11) Distribution								(12) à (15) Service à la clientèle				(16) Réseaux autonomes Total	(17) Total Coût de prestation	(18) Dont Autres revenus	
			(4) Postes et centres d'expl.	(5) Moyenne tension		(7) Basse tension		(9) Branche-ment	(10) Éclairage public	(11) Total	(12) Gestion des abon.	(13) Mesurage	(14) Ventés et commerc.	(15) Autres				
				Puis.	Abon.	Puis.	Abon.											Abon.
1 Domestiques																		
2 Tarifs D et DM	2 326,6	1 401,1	1,9	303,0	128,5	188,4	91,8	28,5	-	742,1	501,9	80,4	150,9	(29,1)	704,2	112,9	5 287,0	(151,6)
4 Tarif DT	99,1	51,1	0,1	14,1	4,4	8,8	3,2	0,8	-	31,5	18,2	12,1	-	0,2	30,5	-	212,2	(5,9)
5 Total	2 425,7	1 452,2	2,0	317,1	132,9	197,2	95,0	29,3	-	773,6	520,1	92,5	150,9	(28,8)	734,8	112,9	5 499,2	(157,5)
6 Généraux																		
7 Tarifs G et à forfait	358,9	180,8	0,3	42,0	10,3	26,0	7,3	0,0	-	85,9	62,7	33,9	36,4	(16,6)	116,3	50,8	792,7	(36,6)
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	19,1	8,6	0,0	2,6	0,1	1,6	0,1	0,1	1,5	6,1	0,9	0,1	2,1	(0,1)	3,1	1,1	38,0	(0,7)
9 Tarif M	969,9	449,8	0,6	95,3	1,1	46,3	0,8	2,1	-	146,1	8,9	10,4	62,3	(6,6)	75,0	29,5	1 670,3	(24,3)
10 Tarif G9	35,5	18,8	0,0	6,5	0,1	3,7	0,1	0,1	-	10,6	1,2	1,5	0,1	(0,3)	2,5	2,4	69,7	(1,5)
11 Tarif LG	280,1	126,3	0,1	13,8	0,0	-	0,0	0,0	-	14,0	0,7	0,9	1,5	(1,7)	1,4	-	421,8	(3,8)
12 Tarif H	0,3	0,2	0,0	0,1	0,0	-	-	0,0	-	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-	0,7	(0,0)
13 Total	1 663,8	784,6	1,0	160,4	11,6	77,6	8,3	2,3	1,5	262,8	74,3	46,8	102,4	(25,4)	198,2	83,9	2 993,3	(66,9)
14 Grands clients industriels																		
15 Tarif L	869,4	295,0	0,1	11,7	-	-	-	0,0	-	11,8	1,0	1,9	23,9	(6,5)	20,3	-	1 196,6	(10,0)
16 Contrats spéciaux	513,0	268,5	-	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,5	1,3	1,7	3,6	-	784,9	(0,0)
17 Total	1 382,3	563,5	0,1	11,7	-	-	-	0,0	-	11,8	1,1	2,3	25,2	(4,8)	23,9	-	1 981,5	(10,0)
18 Total	5 471,7	2 800,3	3,1	489,3	144,6	274,9	103,2	31,7	-	1 048,2	595,5	141,7	278,6	(59,0)	956,9	196,9	10 474,0	(234,4)
20 Facteur de répartition (An. 6)	Tab. 9B	Tab. 9D	FR2	FR2	FR4	FR3	FR5	FR7	-	-	FR9	FR10	FR12	FR14	-	Tableau 31	Tableau 1	Tableau 1

Réponses à la demande de renseignements n°4 de la Régie

Tableau 9A - Amendé
Achat d'électricité
Année témoin projetée 2014

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Consommation patrimoniale			(5) (6) (7) Consommation postpatrimoniale			(8) (9) (10) Consommation patrimoniale et postpatrimoniale			(11) (12) (13) Consommation totale		
	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽¹⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh) ⁽²⁾	Coût (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût total (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût total (M\$)
1 Domestiques												
2 Tarifs D et DM	3,23	58 312	1 885,2	10,81	4 106	443,6	3,73	62 418	2 328,9	3,73	62 418	2 328,9
4 Tarif DT	2,74	2 832	77,7	10,87	199	21,7	3,28	3 031	99,4	3,28	3 031	99,4
5 Total	-	61 144	1 962,9	-	4 305	465,3	-	65 449	2 428,2	-	65 449	2 428,2
6 Généraux												
7 Tarifs G et à forfait	2,98	9 604	286,5	10,83	676	73,3	3,50	10 281	359,8	3,50	10 281	359,8
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	2,62	566	14,8	10,90	40	4,3	3,17	605	19,2	3,17	605	19,2
9 Tarif M	2,71	28 003	758,9	10,82	1 972	213,3	3,24	29 975	972,1	3,24	29 975	972,1
10 Tarif G9	2,80	996	27,9	10,83	70	7,6	3,33	1 066	35,5	3,33	1 066	35,5
11 Tarif LG	2,72	8 100	220,2	10,58	570	60,3	3,24	8 670	280,6	3,24	8 670	280,6
12 Tarif H	2,71	8	0,2	10,64	1	0,1	3,23	9	0,3	3,23	9	0,3
13 Total	-	47 278	1 308,6	-	3 329	358,9	-	50 607	1 667,5	-	50 607	1 667,5
14 Grands clients industriels												
15 Tarif L	2,40	27 673	665,5	10,55	1 949	205,5	2,94	29 622	871,0	2,94	29 622	871,0
16 Contrats spéciaux - sans ajust.	2,40	22 890	548,8	10,52	1 612	169,5	2,93	24 502	718,4	2,93	24 502	718,4
17 Contrats spéciaux - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,09	24 502	513,0
18 Total - sans ajust.	-	50 563	1 214,3	-	3 560	375,0	-	54 123	1 589,4	-	54 123	1 589,4
19 Total - avec ajust.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54 123	1 383,9
20 Sous-total patrimonial	2,82	158 984	4 485,8	-	-	-	2,82	158 984	4 485,8	2,82	158 984	4 485,8
21 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 Sous-total postpatrimonial	-	-	-	10,71	11 194	1 199,2	10,71	11 194	1 199,2	10,71	11 194	1 199,2
23 Total - avant ajustement	-	158 984	4 485,8	-	-	-	3,34	170 179	5 685,1	3,34	170 179	5 685,0
24 Total - avec ajustement	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,22	170 179	5 479,6
25 Référence :		Tableau 53	Tableau 53									
		Colonne 8	Colonne 10									

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

(2) Les ventes par catégories de consommateurs pour la consommation postpatrimoniale sont établies en soustrayant le volume patrimonial (colonne 3) du volume total (colonne 9).

Tableau 9B - Amendé
Disposition des compte de frais reportés par catégorie de consommateurs
Année témoin projetée 2014

(1) Catégorie de consommateurs	(2) (3) (4) Consommation totale			(5)	(6)	(7)	(8)
	Coût unitaire (¢/kWh)	Énergie (GWh)	Coût total (M\$)	Pass-on 2012 (M\$) ¹	Pass-on 2013 (M\$) ¹	Total incluant disposition des CFR (M\$)	Coût unitaire (¢/kWh)
1 Domestiques							
2 Tarifs D et DM	3,73	62 418	2 328,9	(0,5)	(1,7)	2 326,6	3,73
4 Tarif DT	3,28	3 031	99,4	(0,2)	(0,1)	99,1	3,27
5 Total	-	65 449	2 428,2	(0,7)	(1,8)	2 425,7	-
6 Généraux							
7 Tarifs G et à forfait	3,50	10 281	359,8	(0,5)	(0,4)	358,9	3,49
8 Tarifs d'éclairage public et sent.	3,17	605	19,2	(0,0)	(0,0)	19,1	3,16
9 Tarif M	3,24	29 975	972,1	(1,2)	(1,0)	969,9	3,24
10 Tarif G9	3,33	1 066	35,5	(0,1)	(0,0)	35,5	3,32
11 Tarif LG	3,24	8 670	280,6	(0,4)	(0,0)	280,1	3,23
12 Tarif H	3,23	9	0,3	0,0	(0,0)	0,3	3,73
13 Total	-	50 607	1 667,5	(2,1)	(1,6)	1 663,8	20,2
14 Grands clients industriels							
15 Tarif L	2,94	29 622	871,0	(1,5)	(0,1)	869,4	2,93
16 Contrats spéciaux - sans ajust.	2,93	24 502	718,4	-	-	718,4	2,93
17 Contrats spéciaux - avec ajust.	2,09	24 502	513,0	-	-	513,0	2,09
18 Total - sans ajust.	-	54 123	1 589,4	(1,5)	(0,1)	1 587,7	-
19 Total - avec ajust.	-	54 123	1 383,9	(1,5)	(0,1)	1 382,3	-
20 Sous-total patrimonial	2,82	158 984	4 485,8	-	-	-	-
21 Sous-total tarifs de gestion cons.	-	-	-	-	-	-	-
22 Sous-total postpatrimonial	10,71	11 194	1 199,2	-	-	-	-
23 Total - avant ajustement	3,34	170 179	5 685,0	(4,3)	(3,5)	5 677,2	-
24 Total - avec ajustement	3,22	170 179	5 479,6	(4,3)	(3,5)	5 471,8	-
25 Référence :	Tab. 9A	Tab. 9A	Tab. 9A				
	Colonne 11	Colonne 12	Colonne 13				

(1) Voir pièce HQD-8, Document 7.