

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2015 DU DISTRIBUTEUR**

**CONCILIATION DE L'ACTIF TOTAL STATUTAIRE
ET DE LA BASE DE TARIFICATION**

- 1. Références :**
- (i) [Pièce HQD-2, document 2.1, p. 9, tableau 3;](#)
 - (ii) [Pièce HQD-2, document 2.1, p. 10, tableau 4;](#)
 - (iii) [Pièce HQD-4, document 3.1, p. 9, tableau 5.](#)

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 3, l'actif total statutaire (PCGR des États-Unis) qui inclut dans la rubrique « Autres actifs » les comptes suivants :

- Compte de nivellement pour aléas climatiques : 32,1 M\$;
- Compte de compensation des actifs financiers réglementaires : 24,0 \$.

(ii) Le Distributeur indique aux notes 2 et 6 du tableau 4 :

Note 2 : « *Le compte de nivellement pour aléas climatiques [32 M\$] inclut un montant créditeur à long terme de 24 M\$.* »

Note 6 : « *La ligne de compensation des actifs financiers réglementaires dans le tableau 3 « Conciliation de l'actif total et de la base de tarification » comprend le reclassement du solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques dans le passif à long terme.* »

(iii) Le Distributeur présente au tableau 5 le suivi du compte de nivellement pour aléas climatiques, dont le solde au 31 décembre 2015 est de 32,1 M\$.

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer la nature du nouveau compte « Compte de compensation des actifs financiers réglementaires ». Veuillez élaborer.
- 1.2 Veuillez indiquer si le compte de compensation des actifs financiers réglementaires satisfait aux normes des PCGR des États-Unis (US GAAP). Veuillez expliquer.
- 1.3 Est-ce que le compte de compensation des actifs financiers réglementaires comprend uniquement le reclassement du solde créditeur du compte de nivellement pour aléas climatiques? Si oui, veuillez expliquer. Sinon, veuillez indiquer et expliquer les composantes additionnelles.

1.4 Veuillez expliquer et fournir le détail du calcul du solde créditeur de 24 M\$ du compte de nivellement pour aléas climatiques (référence (ii)). Veuillez faire le lien avec le solde débiteur de 32,1 M\$ du compte de nivellement pour aléas climatiques (référence iii)).

- 2. Références :**
- (i) [Pièce HQD-2, document 2.1, p. 6](#) et 7;
 - (ii) [Pièce HQD-2, document 2.1, p. 9](#);
 - (iii) Rapport annuel 2014, [pièce HQD-12, document 1, p. 5](#), tableau R-2.1.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, la conciliation de ses résultats au 31 décembre 2015 selon les conventions comptables statutaires et selon les pratiques réglementaires. Il présente également à la page 7, les ajustements réglementaires (a) à (m).

Le Distributeur explique l'ajustement réglementaire (g) au montant débiteur de 0,7 M\$, comme suit : « *Pour refléter l'impact au niveau des durées de vie utile et de l'application des révisions des durées de vie utile* ».

(ii) Le Distributeur présente au tableau 3, la conciliation de sa base de tarification au 31 décembre 2015 et son actif total statutaire. Il présente également les ajustements réglementaires (a) à (e).

Le Distributeur explique l'ajustement réglementaire (c) au montant créditeur de 145,5 M\$, comme suit : « *Impact au niveau des durées de vie utile et de l'application des révisions de durée de vie utile estimées* ».

(iii) Dans son rapport annuel 2014, le Distributeur présente au tableau R-2.1 les composantes des ajustements réglementaires liées à la charge d'amortissement et à l'amortissement cumulé.

Tableau R-2.1 :
AJUSTEMENTS RÉGLEMENTAIRES LIÉS À LA CHARGE D'AMORTISSEMENT
ET À L'AMORTISSEMENT CUMULÉ

Catégories d'immobilisations corporelles	Durée d'utilité initiale	Statutaire		Réglementaire		Ajustements réglementaires	
		Durée d'utilité révisée	Date de la révision	Durée d'utilité révisée	Date de la révision	Charge d'amortissement	Amortissement cumulé
Conducteurs moyenne tension	30	60	02/2012	50	2013 ¹	-4,7	-59,1
Câbles aériens basse tension	30	60	02/2012	50	2013 ¹	-4,8	-57,5
Canalisations souterraines en béton	40	60	02/2012	50	2013 ¹	-2,3	-11,5
Poteaux	40	50	02/2012	50	2013 ¹	0,3	-10,1
Réseaux autonomes - centrale hydraulique							
Fondation	50	100	11/2013		²	-0,4	-0,4
Infrastructure	50	85	11/2013		²	-0,4	-0,5
Canal	50	120	11/2013		²	-0,3	-0,4
Barrage en béton	50	70	11/2013		²	-0,3	-0,4
Autres catégories	50	60 à 120	11/2013		²	-0,2	-0,3
Réseaux autonomes - autres centrales							
Aménagement de site	20	50	06/2014		³	-0,2	-0,2
Autres catégories	20	25 à 40	06/2014		³	-0,1	-0,1
Total						-13,4	-140,3

¹ R-3814-2012, HQD-3, document 2, section 3, à compter du 1^{er} janvier 2013.

² R-3927-2015, HQTD-1, document 1, section 4.

³ R-3905-2014, HQD-3, document 2, section 3, à compter du 1^{er} janvier 2015.

Demands :

- 2.1 Veuillez fournir le détail des ajustements réglementaires liés à la charge d'amortissement (0,7 M\$) et à l'amortissement cumulé (145,5 M\$), selon le format du tableau R-2.1.
- 2.2 Veuillez indiquer l'évolution de l'amortissement cumulé du début à l'amortissement cumulé de la fin pour l'exercice 2015.
- 2.3 Veuillez expliquer l'impact de la décision D-2015-189, sur l'ajustement réglementaire lié à l'amortissement cumulé découlant de l'impact au niveau des durées de vie utile et de l'application des révisions des durées de vie utile estimées.
- 2.4 Veuillez confirmer que le Distributeur sera en mesure de déposer le tableau R-2.1 (référence (iii)) à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

REVENUS DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ

- 3. Références :**
- (i) [Pièce HQD-2, document 3, p. 10;](#)
 - (ii) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0141, p. 17;](#)
 - (iii) [Pièce HQD-2, document 3, p. 11;](#)
 - (iv) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0099, p. 23;](#)
 - (v) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0099, p. 26;](#)
 - (vi) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0099, p. 24;](#)
 - (vii) [Dossier R-3933-2015, pièce B-0099, p. 27;](#)
 - (viii) [GOUVERNEMENT DU CANADA. « Données des stations pour le calcul des normales climatiques au Canada de 1981 à 2010 » \[En ligne\], \[http://climat.meteo.gc.ca\];](#)
 - (ix) [MÉTÉOMÉDIA. « Novembre 2015 pourrait devenir le plus chaud de l'histoire » \[En ligne\], 13 novembre 2015 \[www.meteomedia.com\];](#)
 - (x) [MÉTÉOMÉDIA. « Décembre 2015: du jamais vu! » \[En ligne\], 30 décembre 2015 \[www.meteomedia.com\].](#)

Préambule :

(i) et (ii) La Régie présente un tableau de l'évolution de la prévision des ventes aux tarifs D et DM, pour l'année 2015, de même que les écarts prévisionnels par rapport à la prévision autorisée dans la décision D-2015-018.

Évolution de la prévision des ventes pour 2015 (en GWh)

	(D-2015-018)	normalisée (10/2)	normalisée (RA 2015)	Écarts prévisionnels par rapport à D-2015-018	
				normalisée 10/2	rapport annuel 2015
D et DM	63 090	62 520	61 351	(570)	(1 739)

Sources : Pièce HQD-2, document 3, p. 10, dossier R-3933-2015, pièce B-0141, p. 17, tableau R-10.1-A.

(iii) « Tarifs D et DM : Les ventes réalisées normalisées sont inférieures de 1 739 GWh aux ventes reconnues, la consommation unitaire par abonnement ayant diminué en 2015. Ce phénomène peut s'expliquer par des changements dans le comportement de la clientèle. ». [nous soulignons]

(iv) Tableau R-5.5-A : ventes mensuelles prévues pour l'année de base 2015 (GWH);

(v) Tableau R-5.6-B : revenus mensuels prévus pour l'année de base 2015 (M\$);

(vi) Tableau R-5.5-B : ventes mensuelles prévues pour l'année témoin 2016 (GWH);

(vii) Tableau R-5.6-C : revenus mensuels prévus pour l'année témoin 2016 (M\$);

(viii) Données des stations « MONTREAL/PIERRE ELLIOTT TRUDEAU INTL A » et « QUEBEC/JEAN LESAGE INTL A » pour le calcul des normales climatiques de degrés-jours (au-dessous 18 °C) de 1981 à 2010 :

Degrés-jours (au-dessous 18 °C)	Montréal – P. E. Trudeau		Québec – Jean Lesage	
	Nov	Déc	Nov	Déc
Normales 1981-2010	476,2	724,7	559,8	823
Réels 2015	410	506,6	476,8	589
Différence (%)	-14%	-30%	-15%	-28%

(ix) « À Montréal, on connaît en novembre sept jours de plus de 10 °C. Après 13 jours, nous en avons déjà enregistré 11 au-dessus de cette valeur. À Québec, on enregistre en moyenne trois jours au-dessus de 10 °C au mois de novembre. En moins de deux semaines, le mercure a déjà franchi quatre fois ce cap. Articles et reportages de Météomédia concernant les conditions météorologiques exceptionnelles de novembre et décembre 2015. »

(x) « Montréal reçoit également une mention spéciale pour avoir battu le plus grand nombre de journées consécutives avec des températures maximales égales ou supérieures à 0 °C. Avec ses 27 jours consécutifs, la métropole a surpassé l'ancien record de 14 jours qu'elle avait connu en 2001. »

Demandes :

- 3.1 Veuillez élaborer sur les « changements dans le comportement de la clientèle » qui font en sorte que l'écart prévisionnel aux tarifs D et DM passe de -570 GWh à - 1 739 GWh sur une période de deux mois, soit une différence de - 1,17 TWh, ou 8,4 %¹ de la demande prévue par le Distributeur pour les mois de novembre et décembre 2015 (référence (ii)).
- 3.2 Veuillez présenter les variables économiques et technico-économiques qui peuvent expliquer cette variation aussi importante que soudaine de la consommation aux tarifs D et DM.
- 3.3 Veuillez déposer les tableaux des références (iv) et (v), complétés pour l'année 2015, de même que pour les années 2005 à 2013.
- 3.4 Veuillez également déposer une mise à jour des tableaux des références (vi) et (vii) en prenant soin d'y inclure les ventes mensuelles réelles ainsi que les revenus mensuels réels les plus récents.

¹ Source : Dossier R-3933-2015, pièce B-0099, p. 23, Tableau R-5.5-A : ventes mensuelles prévues pour l'année de base 2015 (GWh) : Les ventes prévues, aux tarifs D et DM, pour les mois de novembre et décembre 2015 sont de 5 711 GWh et 8 197 GWh respectivement, totalisant 13,908 GWh $((-1\ 739 - (-570)) / 13\ 908 = 8,4 \%)$.

- 3.5 Veuillez élaborer sur l'impact qu'auront eu les changements dans le comportement de la clientèle sur les ventes réelles mensuelles des premiers mois de l'année 2016 de même que sur la prévision des revenus et des ventes pour les autres mois de l'année 2016.
- 3.6 Considérant les températures anormalement élevées, observées sur une période continue durant les mois de novembre et décembre 2015 (références (viii), (ix) et (x)), la Régie se questionne sur les risques que le Distributeur ait pu sous-estimer l'impact de cet aléa climatique sur la consommation aux tarifs D et DM dans son processus de normalisation des ventes. Veuillez élaborer à cet effet sur la capacité du Distributeur à bien mesurer l'impact de conditions aussi exceptionnelles (records de chaleur et nombre de jours consécutifs) sur la consommation d'électricité au secteur Résidentiel et agricole.

RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES

4. Référence : [Pièce HQD-2, document 3, p. 13, tableau 5.](#)

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau 5, la composition des principaux écarts entre le résultat en 2015 et le montant reconnu en 2015 de la rubrique « Achats d'électricité », dont un écart défavorable de 31 M\$ attribuable aux tarifs de gestion de la consommation.

Demande :

- 4.1 Veuillez fournir le montant réalisé en 2015 et le montant reconnu en 2015 associés aux tarifs de gestion de la consommation. Veuillez expliquer l'écart défavorable de 31 M\$.

5. Référence : [Pièce HQD-2, document 3, p.15.](#)

Préambule :

« L'écart favorable de 10,7 M\$ est dû aux règlements de dossiers de réclamations qui se sont résolus à un niveau moindre que prévu. »

Demandes :

- 5.1 Veuillez confirmer que les réclamations liées aux activités de base sont constituées de réclamations de tiers envers le Distributeur et que le montant de 10,7 M\$ est présenté en réduction de la rubrique « Comptes à recevoir, intérêts et autres ». Sinon, veuillez expliquer.

- 5.2 Veuillez fournir le montant réalisé en 2015 et le montant reconnu en 2015 associés aux réclamations liées aux activités de base. Veuillez fournir les composantes et expliquer l'écart favorable de 10,7 M\$.
- 5.3 Veuillez indiquer si un montant pour les réclamations liées aux activités de base est prévu dans les demandes tarifaires. Sinon, veuillez justifier.
- 5.4 Veuillez fournir un historique de 5 ans des réclamations liées aux activités de base, en présentant le montant réalisé, le montant reconnu et l'écart.

6. Référence : [Pièce HQD-2, document 3, p. 17.](#)

Préambule :

« Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ) (15 M\$ F) :

L'écart de 15 M\$ est expliqué à la section 3 de la pièce HQD-7, document 3, qui traite des suivis énergétique et budgétaire 2015 relatifs aux interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ). »

Demande :

- 6.1 Veuillez expliquer de façon détaillée l'écart favorable de 15 M\$.

7. Référence : [Pièce HQD-2, document 3, p. 17.](#)

Préambule :

« Une réduction de 27,1 M\$ de l'amortissement des actifs corporels attribuable :

- *À une baisse de 17,7 M\$ due principalement à la sous-évaluation de l'impact de l'amortissement évité à la suite des retraits des compteurs remplacés dans le cadre du projet LAD;*

[...]

Un impact à la baisse de 7,3 M\$ de l'amortissement des actifs incorporels majoritairement attribuable à la mise en service du frontal d'acquisition dans le cadre du projet LAD effectuée plus tard qu'anticipé, soit à la fin de l'année 2015. [...] »

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer le montant réalisé en 2015 et le montant reconnu en 2015 de l'amortissement évité à la suite des retraits des compteurs remplacés dans le cadre du projet LAD. Veuillez également expliquer l'écart de 17,7 M\$.

7.2 Veuillez indiquer le montant réalisé en 2015 et le montant reconnu en 2015 de l'amortissement attribuable à la mise en service du frontal d'acquisition dans le cadre du projet LAD. Veuillez également quantifier et expliquer l'écart de 7,3 M\$.

- 8. Références :** (i) [Pièce HQD-2, document 3, p. 9, tableau 2;](#)
 (ii) Rapport annuel 2014, [pièce HQD-12, document 1, p. 12,](#)
 tableau R-4.3.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente les composantes des coûts capitalisés :

COMPOSANTES DÉTAILLÉES DES REVENUS REQUIS	D-2015-018 (1)	Ajustements organisation- nels (2)	D-2015-018 ajustée (3)	Année de base (4)			Réel	Réel vs D-2015-018
				Demande initiale	Ajustements D-2015-189	Demande révisée		
• Coûts capitalisés	-328,8	1,2	-327,6	-324,4	0,0	-324,4	-337,0	-9,4
Prestations de travail	-283,5	1,2	-282,3	-280,9	0,0	-280,9	-297,5	-15,2
Prestations de travail	-285,6	1,2	-284,4	-280,8	-5,2	-286,0	-305,7	-21,3
Compte d'écarts - Coût de retraite	2,1	0,0	2,1	-0,1	5,2	5,1	8,2	6,1
Gestion de matériel	-45,3	0,0	-45,3	-43,5		-43,5	-39,5	5,8

(ii) Dans son rapport annuel 2014, le Distributeur présente les coûts capitalisés par types d'activités.

Tableau R-4.3 :
Coûts capitalisés par types d'activités (M\$)

Description	2014		
	D-2014-037	Réel	Écart
Prestations de travail	(301,5)	(284,2)	(17,3)
<i>Activités de base</i>	(260,8)	(224,4)	(36,4)
<i>Activités de base avec facteur d'indexation particulier et éléments spécifiques</i>	(40,7)	(59,8)	19,1
Gestion de matériel	(50,7)	(37,1)	(13,6)
Coûts capitalisés	(352,2)	(321,3)	(30,9)

De plus, le Distributeur confirme être en mesure de déposer ce tableau à partir du prochain dépôt du rapport annuel.

Demandes :

- 8.1 Veuillez déposer les coûts capitalisés par types d'activités, selon le même format du tableau R-4.3 (référence (ii)).
- 8.2 Veuillez expliquer l'écart de -21,3 M\$ attribuable aux prestations de travail.

BASE DE TARIFICATION

- 9. Références :** (i) [Pièce HQD-4, document 2, p. 13, tableau 9](#);
(ii) Dossier R-3905-2014, [pièce B-0225, p. 15](#).

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 9, le calcul l'encaisse réglementaire pour l'année 2015. Un montant de 244,5 M\$ relié à la provision pour créances douteuses réduit l'encaisse réglementaire.
- (ii) Le Distributeur présente le calcul l'encaisse réglementaire autorisée pour l'année 2015. Un montant de 315,6 M\$ relié à la provision pour créances douteuses réduit l'encaisse réglementaire.

Demande :

- 9.1 Veuillez expliquer l'écart de 71,1 M\$ (-22,5 %) attribuable à la provision pour créances douteuses, entre le montant réalisé de 244,5 M\$ (référence (i)) et le montant reconnu de 315,6 M\$ (référence (ii)) en 2015.

- 10. Références :** (i) [Pièce HQD-4, document 2, p. 17](#);
(ii) [Pièce HQD-4, document 1, p. 4](#);
(iii) [Pièce HQD-4, document 1, p. 6](#).

Préambule :

- (i) « Contributions à des projets de raccordement
L'écart de 65,1 M\$ concernant les Contributions à des projets de raccordement s'explique principalement par des mises en service réelles 2015 inférieures de 95,3 M\$ à celles reconnues. »
- (ii) Le solde du compte « Contributions à des projets de raccordement » est de 210,4 M\$ au 31 décembre 2015.
- (iii) Le solde du compte « Contributions à des projets de raccordement » reconnu par la Régie est de 299,2 M\$ au 31 décembre 2015.

Demande :

10.1 Veuillez fournir les composantes du compte « Contributions à des projets de raccordement » au montant réalisé (210,4 M\$) et celui reconnu par la Régie (299,2 M\$) du 31 décembre 2015 et veuillez expliquer les écarts s’y rapportant. Veuillez fournir l’analyse comparative selon le format des tableaux suivants :

- Dossier R-3905-2014, [pièce B-0081, p. 79, tableau R-34.1](#);
- Dossier R-3903-2014, [pièce B-0031, p. 13, tableau 8](#).

INVESTISSEMENTS SUPÉRIEURS À 10 M\$

Projet de raccordement du village de La Romaine

- 11. Références :**
- (i) [Pièce HQD-6, document 7, p. 3](#), lignes 11 à 18;
 - (ii) [Dossier R-3688-2009, pièce B-9, p. 23](#);
 - (iii) [Dossier R-3688-2009, pièce B-1, HQD-1, document 1, p. 12](#);
 - (iv) [Plan stratégique 2016-2020, p. 24](#).

Préambule :

(i) *« Le parachèvement de la route 138 jusqu’à Kegaska était insuffisant pour permettre au Distributeur de reprendre ses travaux en 2015. Comme prévu et annoncé dans le rapport annuel 2014, une nouvelle évaluation du projet est actuellement en cours de réalisation. »*

Malgré l’augmentation prévue des coûts du raccordement de La Romaine au réseau intégré, cette solution demeure, a priori, la meilleure sur le plan technico-économique. Les résultats de cette nouvelle analyse seront présentés à la haute direction d’Hydro-Québec en 2016 afin d’obtenir l’aval du conseil d’administration pour la poursuite du projet. Le cas échéant, une demande d’autorisation à cet effet sera soumise à la Régie. »

(ii) Le Distributeur écrivait en 2009, à propos du projet de petite centrale sur la rivière Olomane pour alimenter le village de La Romaine : *« l’éventuelle date de mise en service d’une centrale hydroélectrique est totalement indépendante de la volonté du Distributeur. »*

(iii) *« Depuis de nombreuses années, la communauté innue de La Romaine travaille à l’élaboration d’un projet de centrale hydroélectrique sur la rivière Olomane. Le Distributeur ne participe aucunement à ce projet. Dans la planification du raccordement de La Romaine au réseau intégré, il prend toutefois en compte la réalisation éventuelle d’une telle centrale, afin de s’assurer que le réseau pourrait en recevoir la puissance et l’énergie. »*

(iv)

Conversion des réseaux autonomes		
Calendrier de lancement des appels de propositions		
ANNÉE	CENTRALE	HORIZON DE MISE EN SERVICE
En cours	Îles-de-la-Madeleine (éolien)	2020
2016	Kuujjuarapik Tasiujaq Obedjiwan	2020
2017	Kangiqsujuaq La Romaine Salluit Umiujaq	2019 2020
2018	Inukjuak Kangiqsualujuaq Kuujuaq Puvimituq	Après 2020
2019	Îles-de-la-Madeleine (conversion) Akulivik Ivujivik Kangirsuk Port-Menier	
2020	L'Île-d'Entrée Quaqtaq Clova Aupaluk	

Modalités de réalisation des projets

- > Priorisation des appels de propositions en fonction de la fin de vie utile prévue des centrales, des ajouts de puissance requis et des possibilités de conversion.
- > Partenariats entre les promoteurs et les communautés.
- > Mise en concurrence des projets (acceptabilité locale, coûts).
- > Prise en compte des particularités des réseaux et des besoins de chaque communauté en vue de choisir les solutions technologiques les mieux adaptées :
 - Ex. : mise à profit des dernières innovations (couplage avec des énergies renouvelables, stockage d'énergie), gaz naturel liquéfié, biomasse, raccordement au réseau principal.

Demande :

11.1 Considérant l'augmentation des coûts de la ligne de raccordement mentionnée en référence (i), et l'appel de propositions visant le réseau autonome de La Romaine annoncé en référence (iv), veuillez indiquer comment le Distributeur compte intégrer à l'analyse qu'il présentera au cours de 2016, la rentabilité économique d'un projet communautaire résultant de l'appel d'offres prévu pour 2017.

- 12. Références :**
- (i) [Pièce HQD-6, document 7, p. 3](#), lignes 11 à 13;
 - (ii) [Rapport annuel 2012, pièce HQD-6, document 7](#), p. 4, lignes 4 à 6;
 - (iii) [Rapport annuel 2012, pièce HQD-6, document 7](#), p. 4, lignes 8 à 12;
 - (iv) [Rapport annuel 2012, réponse du 16 sept. 2013, p. 36](#).

Préambule :

(i) « *Le parachèvement de la route 138 jusqu'à Kegaska était insuffisant pour permettre au Distributeur de reprendre ses travaux en 2015. Comme prévu et annoncé dans le rapport annuel 2014, une nouvelle évaluation du projet est actuellement en cours de réalisation.* »

(ii) « *La majorité des travaux réalisés (ingénierie, déboisement et plantage de poteaux) pourra être en partie valorisée dans le cadre des activités normales du Distributeur ou lors de l'implantation de la solution qui sera éventuellement retenue.* » [nous soulignons]

(iii) « *Les investissements 2012 reflètent la radiation de 1,1 M\$ effectuées à la suite de la suspension du projet. Ce montant représente la portion des coûts des travaux encourus non réutilisables de 1,0 M\$ ainsi que les frais d'emprunt de 0,1 M\$ capitalisés depuis la date de la suspension. Les dépenses cumulatives s'élèvent à près de 7,2 M\$ au 31 décembre 2012.* »

(iv) « *Les encadrements corporatifs exigent qu'une évaluation annuelle soit effectuée afin de s'assurer que les montants inscrits aux Immobilisations représentent toujours un avantage futur. Présentement, le Distributeur ne prévoit pas de radiation additionnelle. [...]*

Les poteaux plantés durant l'automne 2010 entre le village de Natashquan et la rivière du même nom pourront servir à construire une ligne de relève pour les villages de Nutashkuan et de Kegaska afin d'améliorer leur qualité de service.

De plus, le début des travaux pour le parachèvement de la route 138 jusqu'à Kegaska prévue dès l'automne 2013 favorisera la reprise des activités du Distributeur dans ce secteur. Le Distributeur prévoit remettre à jour son dossier en fonction de ce nouvel élément. Il entend poursuivre ses analyses afin de retenir la meilleure solution pour assurer la pérennité et la fiabilité de l'alimentation du village de la Romaine. »

Demande :

12.1 Considérant les délais additionnels du parachèvement de la route 138, la réévaluation du projet par le Distributeur et l'examen annuel nécessaire des montants inscrits aux immobilisations, veuillez expliquer qu'il n'y ait pas eu d'autres radiations d'actifs en lien avec ce projet depuis 2012.

INDICATEURS DE PERFORMANCE DES ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR

Fiabilité du service

- 13. Références :** (i) Pièce [HQD-9, document 2, p. 4;](#)
 (ii) Pièce [HQD-9, document 2, p. 5 et 6.](#)

Préambule :

(i)

INDICATEURS	UNITÉ DE MESURE	2015	2014
FIABILITÉ DU SERVICE			
Indice de continuité - Distribution			
Indice de continuité brut	minutes	195	159
Indice de continuité normalisé	minutes	143	120

(ii) « Bien que l'IC brut de l'année 2015 soit plus élevé que celui de 2014 avec 195 minutes d'interruption de service en moyenne par client, il s'agit d'une bonne année du point de vue de la clientèle. En effet, l'IC brut de 2015 se situe sous la moyenne des dix dernières années, laquelle s'élève à 274 minutes.

L'année 2015 a été marquée par seulement quatre journées d'événements majeurs. Par contre, plusieurs autres journées ont eu un fort impact sur l'IC normalisé, tout en étant sous le seuil de normalisation, ce qui explique l'IC normalisé du réseau de distribution de 143 minutes en 2015 comparativement à 120 minutes en 2014. La moyenne de l'IC normalisé des dix dernières années est pour sa part de 127 minutes. »

Demandes :

13.1 Au-delà de l'explication méthodologique donnée au deuxième paragraphe de la référence (ii), veuillez expliquer ce qui a pu faire augmenter tant l'IC brut que l'IC normalisé d'environ 20 % entre 2014 et 2015.

13.2 Quelles mesures le Distributeur a-t-il prises ou entend-il prendre afin d'améliorer la continuité du service? Veuillez expliquer et détailler.

Services à la clientèle

- 14. Références :**
- (i) Pièce [HQD-9, document 2, p. 4](#) et [RA-HQD-2014, document 2, p. 4](#);
 - (ii) [Pièce HQD-9, document 2, p. 9 et 10](#);
 - (iii) [D-2016-033, p. 33, par. 84](#);
 - (iv) [D-2016-033, p. 34, par. 88](#).

Préambule :

(i) La Régie présente au tableau suivant l'évolution des délais moyens de réponse téléphonique pour les années 2013, 2014 et 2015 :

Délai moyen de réponse téléphonique			
(secondes)	2013	2014	2015
Clients résidentiels	237	174	205
Clients commerciaux	231	158	190

Source : Rapports annuels du Distributeur, années 2014 et 2015.

La Régie observe qu'après une nette amélioration entre 2013 et 2014, les délais moyens de réponse téléphonique se sont détériorés entre 2014 et 2015.

(ii) « *Le Distributeur optimise de façon intégrée les différents services offerts à la clientèle. Ainsi, les files d'attente étant toutes interdépendantes, le délai moyen de réponse doit être considéré parmi un ensemble d'indicateurs dont notamment la satisfaction de la clientèle, la résolution au premier appel et le nombre d'appels par client.*

Afin d'assurer une meilleure accessibilité téléphonique, même lors d'évènements imprévus, tels les pannes, le Distributeur a déployé des mesures dont la mise en file virtuelle (un client ayant la possibilité de demander un rappel sur une base volontaire), la gestion des messages informatifs diffusés lors de l'attente et une habilitation plus large des employés au téléphone selon les compétences les plus sollicitées. »

La Régie comprend que dans le deuxième paragraphe de son explication, le Distributeur donne au moins deux moyens qui peuvent permettre aux clients d'éviter d'attendre au téléphone.

(iii) « [84] *Quant aux SALC, le Distributeur reconnaît que le délai moyen de réponse téléphonique s'est détérioré de 2014 à 2015, mais que diverses mesures sont mises en place afin d'améliorer ce résultat.* »

(iv) « [88] *La Régie souligne qu'à court terme, le Distributeur doit remédier à l'augmentation des délais de prolongement de réseau, notamment en aérien. Aussi, des améliorations devront être rapidement effectuées du côté des délais de réponses téléphoniques, qui se prolongent d'une année à l'autre, de même qu'à l'égard du nombre d'appels manqués.* »

Demandes :

- 14.1 Veuillez expliquer et détailler les moyens par lesquels le Distributeur s'assure d'« *une habilitation plus large des employés au téléphone selon les compétences les plus sollicitées* ».
- 14.2 Outre les mesures énumérées en (ii), veuillez expliquer et détailler les mesures prévues ou mises en place par le Distributeur pour diminuer le délai de réponse téléphonique des clientèles résidentielle et commerciale.