

Régie de l'énergie

DOSSIER R-4011-2017

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1

D'UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

À Hydro-Québec Distribution

Le 28 septembre 2017

1 Coûts évités

Références

- (i) R-3891-2014, HQD-1, document 1, pages 9 et 10
- (ii) R-3905-2014, HQD-4, document 4, page 5
- (iii) R-4000-2017, HQD-1, document 1, page 10
- (iv) D-2017-022, page 60.
- (v) HQD-10, document 1, page 17
- (vi) <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-guide-gestion-demande-puissance-mai2017.pdf> , page 5.
- (vii) HQD-4, document 4, page 5
- (viii) État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, page 21.
- (ix) R-3905-2014, HQD-15, document 14.1
- (x) HQD-13, document 2, page 7.

Préambule

- (i) Depuis 2006, les crédits de l'option d'électricité interruptible sont établis en fonction des marchés de référence du Distributeur, soit les produits UCAP pour la puissance (crédit fixe) et le marché DAM de New York pour l'énergie (crédit variable).
[...]
Le Distributeur établit le crédit fixe à 15 \$/kW-hiver. Ce montant tient compte à la fois d'une contribution effective de 85 % et d'un transfert d'une portion des frais fixes vers le crédit variable afin de répondre aux préoccupations exprimées par des clients quant à une utilisation plus importante de l'option interruptible et à son impact sur leur structure de coûts.
- (ii) Le bilan offre-demande du Distributeur présente des déficits en puissance sur l'ensemble de l'horizon de planification. Le besoin de nouveaux approvisionnements en puissance au-delà de la contribution des marchés de court terme survient dès l'hiver 2017-2018.
 - Pour les hivers 2014-2015 à 2016-2017 : le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, soit le prix des approvisionnements de court terme du Distributeur.
 - À compter de l'hiver 2017-2018 : le signal de prix est de 45 \$/kW-hiver (\$ 2014), indexé à l'inflation, ce qui correspond à 40 \$/kW-hiver en \$ de 2008.
- (iii) Ces résultats reposent sur une analyse portant sur la période 2017-2027. Les coûts évités utilisés aux fins de l'analyse sont ceux approuvés par la décision D-2017-022 (section 7).
- (iv) [207] Aux fins de l'établissement des tarifs 2017-2018, la Régie fixe les coûts évités en puissance de la manière suivante :
 - pour les hivers 2016-2017 à 2024-2025, le signal de prix est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016), indexé à l'inflation ;
 - à compter de l'hiver 2025-2026, le signal de prix est de 108 \$/kW-an (\$ 2016), indexé à l'inflation.

- (v) Les analyses économiques ont été réalisées en prenant en compte l'indicateur de coût évité en puissance de long terme (106 \$/kW-an [\$ 2015]). Ce choix a été fait en considérant le fait que les programmes de gestion de la demande en puissance rendent un service équivalent à celui obtenu par l'appel d'offres A/O 2015-01.
- (vi) Engagements du participant
Le participant
- s'engage à mettre en œuvre des mesures visant à réduire la demande de puissance, mais il n'est pas tenu d'atteindre une réduction de puissance précise lors d'événements de GDP
- (vii) Le bilan offre - demande du Distributeur prévoit des besoins en puissance de long terme à compter de l'hiver 2023-2024, et ce, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW, comme mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2017-2026.

Pour les hivers précédant cette date, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur les marchés de court terme. À partir de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité reflète le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2017, indexé à l'inflation) ;
 - À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 110 \$/kW-an (\$ 2017, indexé à l'inflation).
- (viii) La réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction des besoins à satisfaire, des aléas de la demande ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.
- (ix) Le Distributeur présente une analyse de rentabilité du tarif DT.
- (x) Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet Heure Juste. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau.

- 1.1 Veuillez confirmer que le crédit fixe de l'option d'électricité interruptible est basé sur le coût évité de court terme.
- 1.2 Veuillez confirmer que l'analyse de rentabilité du tarif DT présentée en 2015 utilisait les coûts évités de la référence ii.
- 1.3 Qu'est-ce que le Distributeur entend par « service équivalent à » tel qu'il appert à la référence v.

- 1.4 Veuillez préciser ce qui différencie, dans un contexte de la gestion de la demande, le service rendu par
- l'option d'électricité interruptible
 - les achats de court terme sur les marchés
 - la puissance acquise par l'A/O 2015-01
 - l'effacement du parc biénergie
 - les programmes de gestion de la demande.
- 1.5 Veuillez indiquer de quelle façon chacun des moyens de gestion en puissance présentés à la question 1.4 influe sur la réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité en puissance du Distributeur, par exemple en précisant le taux de réserve requise associé à chacun d'eux.
- 1.6 Veuillez confirmer que les clients qui participent (ou participeraient) aux différents programmes de gestion de la demande en vigueur (ou envisagés), exception faite des clients à l'option d'électricité interruptible, ont ou (auraient) généralement l'option de refuser l'interruption ou diminution de leur charge, et ce, sans pénalité.
- 1.7 Veuillez justifier l'utilisation des coûts évités de puissance de la décision D-2017-022 lorsqu'il s'agit d'un programme de ventes additionnelles (référence iii) et l'utilisation du résultat de l'A/O 2015-01, comme l'indicateur de coût évité en puissance de long terme, pour les programmes de gestion de la demande (référence v).
- 1.8 Quel est le signal de prix de pointe pour 2018-2019 ?

2 Rabais sur ventes

Références

- (i) HQD-8, document 1, page 12
- (ii) Rapport annuel 2016, HQD 2, document 3, page 11

Préambule

(i)

TABLEAU 5-B :
ÉVOLUTION DES COÛTS POUR LE DISTRIBUTEUR DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE
À FAIBLE REVENU - REDRESSÉ (M\$)

Rubriques de coûts	Années historiques					2017		Année témoin 2018
	2012	2013	2014	2015	2016	D-2017-022 ajustée	Année de base	
Coûts opérationnels	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Masse salariale	1,2	1,6	2,5	2,9	3,1	4,1	3,3	4,0
Services externes	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,5	1,0
Charges de services partagés	0,8	1,4	2,1	2,7	2,4	2,4	1,7	1,9
Soutien financier (impact client)	8,8	14,6	20,7	29,9	36,3	38,2	38,1	53,4
Radiation consommation - rabais sur ventes	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
Radiation de la dette totale - radiations brutes	5,8	9,7	11,5	19,2	24,0	24,2	25,4	35,1
Radiations (parten déjà provisionnés)	-7,3	-11,2	-15,0	-20,5	-23,5	-25,5	-24,8	-33,0
Provision annuelle (ententes actives en fin d'année)	11,7	18,2	26,7	22,8	19,1	26,3	19,6	20,3
Coûts totaux pour le Distributeur	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6
Coûts totaux pour le Distributeur	12,3	19,8	27,9	27,2	25,2	31,7	25,7	29,3
• Facteur Y - Stratégie pour la clientèle à faible revenu	2,1	3,1	4,7	5,7	5,6	6,7	5,5	6,9
Coûts opérationnels	10,2	16,7	23,2	21,5	19,6	25,0	20,2	22,4
Dépense de mauvaises créances	3,0	4,9	9,2	10,7	12,3	14,0	12,7	18,3
• Radiation consommation - rabais sur ventes *	15,3	24,7	37,1	37,9	37,5	45,7	38,4	47,6

* HQD-11, document 1

(ii)

TABLEAU 4 :
REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2016 ⁽¹⁾ (M\$)

Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					
	Réal 2016		D-2016-033 (R-3880-2016)	Écart réel 2016 vs D-2016-033		Revenus nets des achats
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	4 989	5 008	5 099	(110)	(91)	(28)
G et à forfait (T1, T2, T3)	957	956	966	(9)	(10)	(5)
G-9	138	138	128	10	10	7
M	2 497	2 497	2 490	7	7	1
LG	495	495	511	(16)	(16)	(9)
L	1 331	1 331	1 373	(42)	(42)	(18)
H	1	1	1	-	-	-
DT	159	158	170	(11)	(12)	(7)
Eclairage public et sentinelle	59	59	64	(5)	(5)	(4)
Contrats spéciaux	919	919	836	83	83	-
	11 545	11 562	11 637	(92)	(78)	(63)
Réseaux autonomes - D et DM	19	19	17	2	2	2
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	9	-	-	-
Réseaux autonomes - G-9	0	0	1	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - L et M	8	8	6	2	2	2
Réseaux autonomes - Eclairage public et sentinelle	1	1	1	-	-	-
	37	37	33	4	4	3
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(12)	(12)	(15)	3	3	3
Total Revenus d'électricité du Distributeur ⁽²⁾	11 570	11 587	11 654	(84)	(67)	(57)
Conciliation						
Reversement de la provision réglementaire de 2015	(94)	(94)	(94)	-	-	-
Provision réglementaire de 2016	21	21	21	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	11	11	11	11	11	-
Revenus d'électricité réglementaires	11 508	11 514	11 681	(73)	(67)	(57)

(1) Les totaux sont calculés à partir de données non arrondies.

(2) La différence entre l'écart des ventes publiées (84 M\$) et l'écart des ventes normalisées (-67 M\$) correspond à l'effet température de 17 M\$ défavorable.

2.1 Veuillez confirmer, sur la base de la référence i) qu'en 2017, le Distributeur prévoit n'accorder que 12,7 M\$ sur les 14 M\$ accordés par la Régie pour le rabais sur ventes MFR.

2.2 Veuillez confirmer, sur la base de la référence ii) qu'en 2016, le Distributeur n'a accordé que 12 M\$ sur les 15 M\$ accordés par la Régie pour le rabais sur ventes MFR.

- 2.3 Veuillez expliquer les raisons qui justifient que les prévisions de rabais sur ventes ne se sont pas réalisées en 2016 et 2017.
- 2.4 Veuillez justifier la croissance du rabais sur ventes de près de 30 % en 2018 compte tenu de la non-réalisation des prévisions en 2016 et 2017.

3 Stratégie pour le tarif DT

Références

- (i) HQD-13, document 2, page 46
- (ii) D-2017-022, page 179
- (iii) D-2017-022, page 202
- (iv) HQD-13, document 2, page 13
- (v) R-3980-2016, HQD-14, document 2, page 12
- (vi) R-3905-2014, HQD-15, document 14.1
- (vii) R-3708-2009, HQD-13, Document 1.1, page 69
- (viii) R-3980-2016, HQD-19, document 10, page 3

Préambule

- (i) Au 1^{er} avril 2017, la Régie a approuvé une baisse des prix d'énergie du tarif DT, ce qui a permis d'accroître l'économie réalisée par le client disposant d'un système de chauffage biénergie d'environ 50 \$ par rapport au tarif D.

Au 1^{er} avril 2018, le Distributeur propose d'accroître l'économie encore cette année d'un montant équivalent. Pour ce faire, une baisse des prix d'énergie du tarif DT de 2,5 % est proposée. Comme approuvé par la Régie dans sa décision D-2017-022, le Distributeur propose de récupérer, auprès des autres clients domestiques, le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de cette proposition.

- (ii) [694] La Régie autorise les ajustements suivants pour le tarif DT au 1er avril 2017 :
- maintien de la redevance de 0,4064 ¢ par jour ;
 - report de l'introduction de la facture minimale ;
 - baisse uniforme des prix d'énergie de 2,6 % ;
 - hausse de 0,81 \$/kW de la prime de puissance d'été.
- (iii) [809] Compte tenu de la présente décision, la Régie approuve, pour le Distributeur, les revenus requis de 11 694,9 M\$ et les revenus additionnels requis de 73,3 M\$ pour l'année témoin 2017. Il en résulte une hausse tarifaire estimée à 0,7 % pour l'ensemble des tarifs, à l'exception du tarif L, qui devrait connaître une hausse de 0,2 %.

(iv)

IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 813	112,23	113,50	1,27	1,1%
Moyenne des clients D	16 677	112,55	113,94	1,39	1,2%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 056	121,28	122,72	1,44	1,2%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 068	89,70	90,95	1,25	1,4%
Moyenne des clients DP	194 657	1 513,32	1 532,08	18,76	1,2%
Moyenne des clients DM	112 747	735,13	743,22	8,09	1,1%
Moyenne des clients DT	23 878	113,96	111,54	-2,43	-2,1%

(v)

IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	17 430	116,30	118,17	1,88	1,6%
Moyenne des clients D	17 306	116,07	118,13	2,06	1,8%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 784	125,45	127,74	2,29	1,8%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	91,40	92,86	1,46	1,6%
Moyenne des clients DP	206 131	1 588,81	1 616,62	27,81	1,8%
Moyenne des clients DM	118 810	771,26	778,86	7,60	1,0%
Moyenne des clients DT	23 376	131,74	128,71	-3,04	-2,3%

(vi) Le Distributeur présente une analyse de rentabilité du tarif DT.

(vii) D'emblée, le Distributeur tient à rappeler que l'analyse économique présentée en réponse à la question 85.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie a été effectuée sur une période de 10 ans parce qu'en raison de la fragilité de l'industrie du mazout, le Distributeur ne peut s'assurer, comme par le passé, de l'effacement d'un nouveau client bi-énergie au-delà de 10 ans. D'autre part, cet horizon reflète davantage l'horizon de l'analyse économique du client qui est généralement inférieur à la durée utile de son investissement car ce dernier cherche à minimiser la période de retour sur son investissement

(viii) L'effacement moyen du parc bi-énergie est estimé à 5,8 kW.

- 3.1 Veuillez fournir l'indice d'interfinancement du tarif DT pour l'année 2018 qui tient compte de la stratégie tarifaire proposée.
- 3.2 Veuillez fournir l'indice d'interfinancement des tarifs domestiques pour l'année 2018 qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes ainsi que les clients au tarif DT.
- 3.3 Le Distributeur a-t-il informé les abonnés au tarif DT de la baisse de tarif dont ils allaient profiter en 2017 ?
 - 3.3.1 Le cas échéant, veuillez fournir le contenu des communications réalisées par le Distributeur pour informer les clients au tarif DT.
- 3.4 Combien de clients ont quitté le tarif DT depuis le 1^{er} avril 2016 ?
- 3.5 Combien de clients ont quitté le tarif DT depuis le 1^{er} avril 2017 ?
- 3.6 Veuillez fournir, pour les clients qui ont quitté le tarif DT depuis 1^{er} avril 2017, la distribution de leur économie sur la facture d'électricité par rapport au tarif D pour l'année 2016.
- 3.7 Veuillez fournir, pour chacun des clients moyens au tarif DT présentés en iv) et v), dont les consommations annuelles sont de 23 878 kWh et 23 375 kWh, le nombre de kWh facturés en bas prix.
- 3.8 Veuillez fournir le détail du calcul permettant d'établir un manque à gagner de 3,3 M\$ associé à la proposition du Distributeur.
- 3.9 Veuillez confirmer que les abonnés au tarif DT profitent, depuis le 1^{er} avril 2017 de deux avantages multiplicatifs : le premier découlant de la baisse du prix de l'énergie de 2,6 % et l'autre de l'absence de hausse de tarifs de 0,7 %.
- 3.10 Pour une consommation annuelle de 23 375 kWh au tarif DT (référence v), quelle aurait été la facture mensuelle de 2017 en supposant un scénario où le tarif DT aurait été augmenté de 0,7 % ?
- 3.11 Compte tenu de la hausse approuvée par la Régie au 1^{er} avril 2017, à combien s'élèvera en 2017 le manque à gagner total résultant de la baisse des prix d'énergie du tarif DT au lieu d'une hausse de 0,7 % ?
- 3.12 Veuillez indiquer si le manque à gagner de 3,3 M\$ résultant de la baisse des prix d'énergie du tarif DT en 2018, tel que le proposé le Distributeur, est calculé à la marge du manque à gagner résultant de la baisse des prix de l'énergie du tarif DT approuvée dans la décision D-2017-022.

- 3.13 Veuillez indiquer quels seraient les prix proposés du tarif DT pour 2018 si la hausse de 2017 applicable au tarif D leur avait été appliquée tout comme le serait la hausse proposée pour 2018 (hausse de 0,7 % en 2017 et de 1,1 % en 2018).
- 3.14 Quel serait selon le Distributeur l'impact de deux baisses successives et cumulatives du prix de l'énergie hors pointe du tarif DT sur la consommation d'électricité ?
- 3.15 Veuillez fournir, en chiffrer Excel, la mise à jour de l'analyse de rentabilité du tarif DT en tenant compte, entre autres, de la proposition actuelle du Distributeur et de la décision D-2017-022 quant au coût évité de puissance jusqu'en 2024-2025 et ce, pour des horizons de 10 et 20 ans.
- 3.16 Veuillez préciser comment a été estimé l'effacement moyen du parc biénergie de 5,8 kW (méthode et données utilisées).

4 Option de mesurage net

Références

- (i) HQD-13, document 2, page 48.
- (ii) HQD-13, document 2, page 48
- (iii) R-3551–2004, HQD-1, Document 1, révisé : 2005-07-05, page 7
- (iv) R-3551–2004, HQD-1, Document 1, révisé : 2005-07-05, page 12

Préambule

- (i) Dans le contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée, principalement à partir de l'énergie solaire, le Distributeur propose de revoir le traitement économique des injections sur le réseau, prévu à l'option de mesurage net, de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle.
- (ii) Les nouvelles options proposées permettraient d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau d'Hydro-Québec une valeur économique reflétant davantage le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,92 ¢/kWh en réseau intégré et pour celui de Schefferville (Option II). En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique.

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle.

Le Distributeur propose de maintenir l'option de mesurage net actuellement en vigueur (Option I) pour les autoproducteurs qui en bénéficient au 31 mars 2018, et ce, pour une période de 10 ans.

- (iii) Cependant, les approvisionnements en électricité du Distributeur font l'objet d'un encadrement juridique précis. En premier lieu, l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie prévoit que tous les approvisionnements en électricité du Distributeur, pour ce qui excède l'électricité patrimoniale, doivent être acquis par appels d'offres ouverts à tous les fournisseurs intéressés. Pour ces appels d'offres, le Distributeur doit « accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement ».

Ainsi, en vertu de la Loi sur la Régie de l'énergie, le Distributeur ne peut pas mettre en oeuvre un programme d'achat de surplus d'électricité générés par des autoproducteurs, à moins de procéder par appels d'offres. Et, à moins que le gouvernement ne détermine un bloc d'énergie réservé à de l'autoproduction à partir d'énergies renouvelables, ces appels d'offres devraient « accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement ».

Les modalités tarifaires que propose le Distributeur n'ont donc pour objectif qu'un soutien de l'autoproduction et ne visent aucunement l'acquisition d'énergie.

- (iv) Compte tenu des dispositions de la Loi sur la Régie de l'énergie énoncées plus haut, toute proposition visant à faciliter l'autoproduction doit être étudiée sous l'angle de l'effacement d'une partie ou de la totalité de la charge des autoproducteurs, et non pas sous celui des approvisionnements.

- 4.1 Veuillez indiquer si la proposition du Distributeur présentée en ii) est toujours cohérente avec sa position de 2005 présentée aux références iii) et iv), et ce, tant pour en réseau intégré qu'en réseaux autonomes.

5 Impact de la hausse tarifaire

Références

- (i) HQD-13, document 2, page 13
- (ii) <http://ici.radio-canada.ca/nouvelles/special/2016/5/carte-revenu-moyen-riches-pauvres-montreal/> (consulté le 14 septembre 2017)
- (iii) <http://beta.radio-canada.ca/nouvelle/1055308/recensement-revenu-salaire-statistique-canada-pauvrete-richesse> (consulté le 14 septembre 2017)
- (iv) https://maps.canadapost.ca/RouteFinder/Maps/CPC_SCP_QC_110.pdf (consulté le 20 septembre 2017)
- (v) R-3980-2016, HQD-14, document 2, page 12

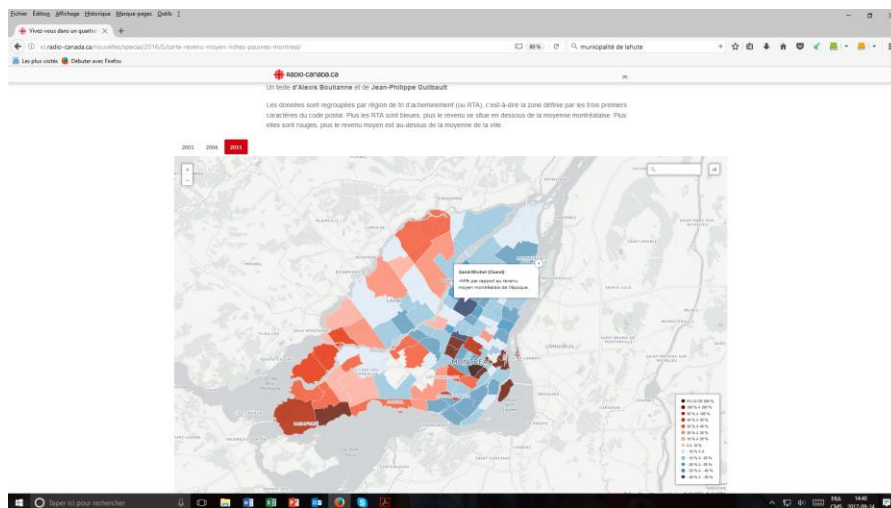
Préambule

(i)

IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	16 813	112,23	113,50	1,27	1,1%
Moyenne des clients D	16 677	112,55	113,94	1,39	1,2%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 056	121,28	122,72	1,44	1,2%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 068	89,70	90,95	1,25	1,4%
Moyenne des clients DP	194 657	1 513,32	1 532,08	18,76	1,2%
Moyenne des clients DM	112 747	735,13	743,22	8,09	1,1%
Moyenne des clients DT	23 878	113,96	111,54	-2,43	-2,1%

(ii)



(iii)



(iv) Campbellton, Hawkesbury, Shawinigan, Elliot Lake et Lachute sont les cinq villes au pays avec les revenus médians les plus bas (moins de 44 000 \$). Les habitants de Wood Buffalo, en Alberta, et de Yellowknife ont quant à eux perçu un revenu médian de plus de 100 000 \$.

(v)

IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE SUR LA FACTURE DE LA CLIENTÈLE DOMESTIQUE

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle (\$)		Écart	
		Tarif actuel	Tarif proposé	(\$)	%
Clients moyens					
Moyenne des clients domestiques	17 430	116,30	118,17	1,88	1,6%
Moyenne des clients D	17 306	116,07	118,13	2,06	1,8%
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 784	125,45	127,74	2,29	1,8%
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 416	91,40	92,86	1,46	1,6%
Moyenne des clients DP	206 131	1 588,81	1 616,62	27,81	1,8%
Moyenne des clients DM	118 810	771,26	778,86	7,60	1,0%
Moyenne des clients DT	23 375	131,74	128,71	-3,04	-2,3%

5.1 Veuillez fournir, pour chacune des villes de Lachute et Shawinigan, une distribution de la consommation annuelle d'électricité des ménages (réelle et normalisée).

5.2 En utilisant le même modèle de présentation que le tableau en i), veuillez fournir pour chacune des municipalités de Lachute et de Shawinigan, la consommation annuelle moyenne des clients au tarif D chauffés à l'électricité qui y résident ainsi que leur facture mensuelle moyenne au tarif actuel et proposé.

- 5.3 Veuillez fournir pour chacune des populations de Lachute et de Shawinigan, une distribution de la hausse tarifaire annuelle prévue pour 2018 sur la base de la proposition du Distributeur.
- 5.4 Selon les références ii) et iii), la partie ouest de St-Michel, dont les 3 premiers caractères sont H1Z, constituait le territoire le plus pauvre de Montréal avec un revenu de -44 % par rapport au revenu moyen montréalais. Veuillez fournir une distribution de la consommation annuelle d'électricité des ménages (réelle et normalisée) des ménages dont le code postal commence par H1Z.
- 5.5 En utilisant le même modèle de présentation que le tableau en i), veuillez fournir pour les abonnés dont le code postal commence par H1Z et qui chauffent à l'électricité, la consommation annuelle moyenne ainsi que la facture mensuelle moyenne au tarif actuel et proposé pour 2018.
- 5.6 Veuillez fournir pour la population du code postal débutant par H1Z, une distribution de la hausse tarifaire annuelle prévue pour 2018 sur la base de la proposition du Distributeur.
- 5.7 Veuillez fournir, pour les 7 clients moyens qui apparaissent au tableau de la référence i), le nombre de kWh facturés en 1^{re} tranche selon le tarif actuel et selon le tarif proposé pour 2018.
- 5.8 Veuillez fournir, pour les 7 clients moyens qui apparaissent au tableau de la référence v), le nombre de kWh facturés en 1^{re} tranche selon le tarif de 2016 et selon le tarif de 2017.
- 5.9 Compte tenu de la décision D-2017-022, et en prenant comme référence les données du tableau présenté en v), quelle est pour 2017, l'augmentation de facture (en dollars) de la moyenne des clients chauffés à l'électricité consommant annuellement 18 784 kWh ?

6 Option d'électricité additionnelle pour éclairage de photosynthèse

Références

- (i) HQD-13, document 2, page 51
- (ii) HQD-13, document 2, page 55

Préambule

- (i) Le Distributeur intègre dans ses propositions la piste de solution de la Régie émise dans son Avis, d'abaisser de 400 kW à 300 kW le seuil d'admissibilité de l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse (« OÉA »), et ce, dès 2018.

- (ii) Quinze abonnements ont été facturés à l'option en 2016, incluant un abonnement qui n'est désormais plus sujet à l'option.

[...]

Pour les 15 abonnements, l'analyse de la croissance des ventes et la comparaison des revenus totaux consistent à comparer les données de 2016 avec celles précédant l'adhésion à l'option, soit l'année 2013 pour 9 d'entre eux et l'année 2014 pour 2 d'entre eux.

[...]

Le Distributeur observe une augmentation globale de la consommation de 45 GWh. Cette croissance est attribuable principalement à 4 serres, dont une qui a quadruplé sa consommation d'électricité. Les revenus globaux de 2016 comparés à ceux avant l'adhésion à l'option montrent une croissance des ventes de l'ordre de 2 M\$. Toutefois, en tenant compte des 4 abonnements qui avaient une consommation historique importante et qui ont par la suite cessé leurs opérations entièrement, l'augmentation globale de la consommation et le manque à gagner attribuables à l'option sont de l'ordre de 7,8 GWh et 0,9 M\$ respectivement.

- 6.1 Veuillez compléter le tableau suivant démontrant la progression globale (GWh) des ventes des abonnés à OÉA.

	Consommation en 2013		Consommation 2014		Consommation 2015		Consommation 2016	
	Tarif D	OÉA	Tarif D	OÉA	Tarif D	OÉA	Tarif D	OÉA
Abonnés à partir de 2014		-			-		-	
Abonnés à partir de 2015	-	-		-			-	
Abonnés à partir de 2016	-	-	-	-		-		

- 6.2 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles un abonnement de 2016 de l'OÉA n'est plus sujet à l'option.
- 6.3 Quel est le manque à gagner de 2016 associé à l'augmentation globale de consommation de 45 GWh des abonnés à l'OÉA ?
- 6.4 Veuillez fournir, pour les années 2014, 2015 et 2016, le manque à gagner moyen (¢/kWh) associé aux ventes réalisées aux abonnés de OÉA.
- 6.5 Quel impact sur le manque à gagner moyen de OÉA aurait la diminution à 300 kW du seuil d'admissibilité ?
- 6.6 De quelle façon, et auprès de quelle catégorie tarifaire le cas échéant, le Distributeur récupère-t-il le manque à gagner généré par OÉA ?

7 Intervention en efficacité énergétique

Références

- (i) HQD-4, document 2, pages 6-7.
- (ii) HQD-4, document 2, page 10
- (iii) HQD-10, document 1, page 6

Préambule

- (i) Le Distributeur prévoit des ventes d'électricité de 169 395 GWh pour l'année témoin 2018, soit une croissance de 457 GWh par rapport aux ventes normalisées de l'année de base 2017.

[...]

La prévision des ventes prend en compte les interventions en efficacité énergétique présentées à la pièce HQD-10, document 1.

- (ii) Par le programme de conversion à l'électricité ajoute 68 GWh entre 2016 et 2017 et 272 GWh entre 2017 et 2018.
- (iii) Les priorités du Distributeur à l'égard des interventions en efficacité énergétique visent le maintien des économies d'énergie acquises depuis 2003, la compensation d'une partie de la croissance par des mesures d'économies d'énergie et l'augmentation de la contribution de la gestion de la demande en puissance au bilan de ses moyens de gestion.

[...]

En 2018, le Distributeur prévoit un budget de 110 M\$ pour des impacts en économies d'énergie d'environ 450 GWh et près de 400 MW en gestion de la demande en puissance.

- 7.1 Veuillez indiquer quelle partie de la croissance de la demande serait compensée par les impacts des interventions en efficacité énergétique.
- 7.2 Si le programme de conversion à l'électricité dont il est question à la référence ii) n'est pas approuvé par la Régie dans le dossier R-4000-2017, veuillez indiquer quelle partie de la croissance de la demande serait compensée par les impacts des interventions en efficacité énergétique.

8 Suivi des programmes d'efficacité en réseau autonome

Références

- (i) R-3905-2014, HQD-10, document 1, page 17
- (ii) R-3933-2015, HQD-10, document 1, page 22
- (iii) R-3980-2016, HQD-10, document 1, page 15
- (iv) HQD-10, document 1, pages 15-16

Préambule

- (i) Par ailleurs, le Distributeur déploiera au début de l'année 2015, dans chaque village du Nunavik, une trousse éducative pour sensibiliser les élèves des 5e et 6e années du primaire aux gestes permettant d'économiser de l'énergie.
- (ii) Le Distributeur poursuivra également sa sensibilisation en efficacité énergétique auprès des élèves des 5e et 6e années en déployant sa trousse éducative.
- (iii) La trousse éducative offerte aux élèves du 3e cycle du primaire sera de nouveau déployée en 2017.

- (iv) Haute-Mauricie

[...]

Une trousse éducative adaptée pour le réseau de la Haute-Mauricie sera livrée d'ici la fin de l'année 2017 afin d'être utilisée dès le début de 2018.

Basse-Côte-Nord

[...]

Une trousse éducative adaptée pour ce réseau sera développée en 2018.

- 8.1 Le déploiement des trousse éducatives dans le Nunavik pour les élèves de 5 et 6^e année est-il terminé ?
- 8.2 Combien de trousse éducatives ont été distribuées au total au Nunavik de 2015 à 2016 ?
- 8.3 Le Distributeur entend-il procéder à une évaluation de l'intervention « trousse éducative » ?
- 8.4 La trousse éducative qui sera adaptée pour la Haute-Mauricie et la Basse-Côte-Nord est-elle de la même nature que celle utilisée au Nunavik ?
 - 8.4.1 De quelle façon la trousse sera-t-elle adaptée ?
 - 8.4.2 La trousse sera-t-elle distribuée également aux élèves du 3^e cycle du primaire ?
 - 8.4.3 Veuillez déposer une version PDF de la trousse éducative.

9 Coût du projet LAD

Références

- (i) HQD HQD-9, document 5.1, page 5.
- (ii) R-3964-2016, HQD-16, document 1.4, page 7
- (iii) R-3964-2016, note sténo de l'audience du 1^{er} mai 2017, page 74.
- (iv) R-3964-2016, note sténo de l'audience du 1^{er} mai 2017, page 86.
- (v) <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/conditions-service-electricite/conditions-service.pdf>

Préambule

(i)

TABLEAU 1 :
COÛTS DU PROJET LAD – 2010-2017 (M\$)

	Travaux préparatoires ¹	Année historique 2012	Année historique 2013	Année historique 2014	Année historique 2015	Année historique 2016	Année base 2017
Investissements	38,8	41,2	174,5	275,0	227,8	61,6	-
Infrastructure technologique d'information	20,3	13,7	10,3	17,7	2,8	0,2	-
Bureau de projet	7,1	3,8	-	-	-	-	-
Sous-total	11,4	23,7	184,1	257,3	225,0	61,4	-
Comptes achetés et installation	4,4	3,2	135,2	208,2	194,4	55,2	-
Équipements de télécommunications	3,0	11,3	18,5	41,8	25,4	4,3	-
Bureau de projet	-	6,1	6,4	4,1	2,6	1,8	-
Frais d'emprunt à capitaliser	-	3,0	4,1	3,1	2,6	0,1	-
Autres	4,0	0,1	-	-	-	-	-
Charges d'exploitation	3,9	5,1	13,5	20,2	27,5	25,6	22,2
Relocalisation des ressources	-	-	-	-	3,5	6,1	4,6
Technologies d'information	-	4,5	7,4	9,4	10,0	11,4	10,2
Télécommunications	1,8	0,2	2,3	3,2	4,2	3,3	4,1
Charges diverses	2,1	0,4	3,9	7,6	9,8	4,8	3,3
Total	42,7	48,4	188,1	295,2	255,3	87,2	22,2

Note 1 : Les coûts des travaux préparatoires (tableau R-10.1-A de la pièce HQD-13, document 1.2 (B-0129) du dossier R-3814-2012) ont été reclassés à des fins de comparaison avec ceux des années 2012 et suivantes.

(ii)

CHAPITRE 4 – Données de consommation - Option de retrait

3. **Référence :** Pièce [B-0170](#), p. 9.

Préambule :

Demande de renseignement de l'UC au Distributeur :

« 4.3 La décision D-2016-183 exige du Distributeur qu'il rembourse le plaignant, soit un client à l'option de retrait qui n'a pas bénéficié des trois relèves de compteur par année pour lesquelles il avait déboursé 60 \$. Le Distributeur compte-t-il rembourser, de façon proactive, tous les clients qui sont ou ont été à l'option de retrait et dont les compteurs étaient accessibles, pour chacune des 3 relèves de compteurs à laquelle ils avaient droit et dont ils n'ont pas bénéficié.

Réponse :

Le Distributeur est actuellement à consolider les informations des clients s'étant trouvés dans la même situation et à déterminer les prochaines étapes ».

Demande :

3.1 Veuillez compléter votre réponse à la question de l'UC et préciser si le Distributeur compte rembourser les clients qui se retrouvent dans la même situation que le plaignant concerné par la décision D-2016-183.

Réponse :

Le Distributeur tient d'abord à rappeler que lors de la période des demandes de renseignements, soit en février dernier, il était à l'étape de la cueillette et de l'analyse des données relatives aux clients concernés. À la mi-mars, dans un souci d'équité, le Distributeur a décidé de rembourser les clients concernés par le fait que les déplacements d'un relevé au lieu de consommation n'ont pas été effectués à environ tous les 120 jours, et ce, même si trois déplacements d'un relevé dans une année ont été effectivement faits. Le Distributeur procédera dans les prochaines semaines au remboursement de ces clients selon leur cycle de facturation.

(iii)

2 R. Effectivement, les clients auxquels on a respecté
3 les conditions de service, trois lectures aux cent
4 vingt (120) jours, ne seront pas remboursés.

5 Q. [45] O.K. Mais tous les autres vont l'être pour les
6 trois lectures ou pour... est-ce qu'il y a des gens
7 qui vont être remboursés juste pour une lecture?
8 J'essaie de comprendre, là, comment vous allez
9 appliquer ça.

10 R. Oui, effectivement on va rembourser à peu près
11 cinquante-trois mille (53 000) clients pour une
12 valeur moyenne de quinze dollars (15 \$) à peu près,
13 entre quinze (15 \$) et seize dollars (16 \$). Ce

(iv)

Q. [60] Vous allez rembourser... C'est parce qu'on a
cru comprendre que vous avez dit, pour l'année
dernière, pour un an, ou est-ce que c'est pour
depuis que les compteurs non communicants sont en
place?

Mme JOHANNE BABIN :

R. Donc, nous avons fait l'évaluation du remboursement
de deux mille treize (2013) à deux mille seize
(2016). Donc, on couvre la totalité.

(v)

Relève des compteurs

11.1 Hydro-Québec effectue la relève des compteurs aux fins de la facturation selon l'une des fréquences suivantes :

- 1° au moins une fois l'an, pour les installations éloignées et difficiles d'accès;
- 2° environ tous les 60 jours et au moins tous les 120 jours, pour l'abonnement dont seule l'énergie est facturée;
- 3° environ tous les 30 jours, pour l'abonnement dont la puissance et l'énergie sont facturées;
- 4° environ tous les 120 jours, pour l'abonnement d'un client ayant choisi l'option prévue à l'article 10.4.

- 9.1 Veuillez indiquer si les modalités relatives à la relève des compteurs des clients ayant choisi l'option de retrait et qui apparaissent à l'alinéa 4 de l'article 11.1 des Conditions de service de l'électricité (référence v) sont toujours en vigueur.
 - 9.1.1 Le cas échéant, veuillez indiquer si, depuis mars 2017 — soit depuis l'estimation des remboursements aux clients qui n'ont pas eu droit à une relève aux 120 jours dont il est question à la référence iii), tous les clients à l'option de retrait ont eu droit à une relève tous les 120 jours comme cela est prévu aux Conditions de services de l'électricité.
 - 9.1.2 Si des clients à l'option de retrait n'ont pas eu droit depuis mars 2017 aux relèves de compteur prévues par les Conditions de services, veuillez indiquer quand et comment le Distributeur entend les rembourser.
- 9.2 Veuillez indiquer la somme totale des remboursements remis jusqu'à présent en 2017 aux abonnés à l'option de retrait qui n'ont pas eu droit, depuis 2013, à une relève tous les 120 jours.
- 9.3 Veuillez indiquer si les remboursements accordés en 2017 aux clients qui n'ont pas eu droit à une relève tous les 120 jours font partie des coûts du projet LAD présentés à la référence i).
- 9.4 Combien a coûté jusqu'à présent en 2017, au-delà des sommes remises aux abonnés, l'opération de remboursement aux 53 000 abonnés à l'option de retrait (charges d'exploitation) ?
 - 9.4.1 Veuillez détailler le calcul de ces coûts particulièrement en ce qui concerne le nombre d'heures de travail consacrées au calcul des remboursements ou à la programmation, aux tests et implantation des outils de calculs des sommes dues.
 - 9.4.2 Veuillez indiquer comment, le cas échéant, le Distributeur entend récupérer l'ensemble du coût de remboursement.
- 9.5 Les coûts du projet LAD pour 2017 comprennent-ils l'ensemble des coûts associés au calcul des remboursements aux abonnés de l'option de retrait ?
 - 9.5.1 Le cas échéant, à combien s'élèvent ces coûts ?
- 9.6 Veuillez indiquer quelles activités du service à la clientèle ont été laissées de côté au début de 2017 par les employés affectés au calcul du remboursement des abonnés à l'option de retrait.

10 Interfinancement

Références

- (i) R-3933-2015, HQD-16, document 1.1, page 5
- (ii) R-3933-2015, C-ACQIE-CIFQ-0012, page 3

Préambule

(i)

- 1.4 Veuillez présenter, sur une base annuelle et une base cumulative pour les 2, 3 4 et 5 dernières années, les ajustements tarifaires autorisés pour chacune des catégories de consommateurs, les ajustements tarifaires différenciés qu'il aurait fallu appliquer afin de refléter la variation des coûts de chaque catégorie de consommateur, ainsi que l'écart cumulatif entre les 2 méthodes d'ajustement tarifaire.

Réponse :

Le Distributeur présente l'information demandée au tableau R-1.4. Les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* ayant entraîné une nouvelle définition du tarif L et l'introduction du tarif LG, les résultats sont présentés en deux sections. Le Distributeur tient à préciser que l'écart sur une base cumulative ne constitue pas une information pertinente, car si, pour une année donnée, les hausses selon la variation des coûts avaient été appliquées, le point de départ pour l'année suivante aurait été différent.

Le Distributeur souligne, comme il l'a fait au cours des dernières années, que les résultats de ce scénario de hausses peuvent s'avérer très instables d'une année à l'autre, à cause notamment des volumes de ventes et des revenus des catégories de consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et des charges spécifiques à chacun des dossiers. Dans un objectif de stabilité tarifaire, le Distributeur ne croit pas que les ajustements tarifaires établis selon ce scénario puissent servir de référence à court et à moyen termes.

TABLEAU R-1.4 :
HISTORIQUE DES HAUSSES TARIFAIRES APPLIQUÉES
ET DES HAUSSES SELON LA VARIATION DES COÛTS
ANNÉES PRÉVISIONNELLES 2011 À 2016

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2011	2012	2013	2011	2012	2013
Domestique	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,0%	-1,2%	4,3%
Petite puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	2,4%	-0,8%	1,3%
Moyenne puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	-1,8%	1,3%	-0,2%
Grande puissance	-0,4%	-0,5%	2,4%	0,8%	-0,3%	1,1%

Catégories de consommateurs	Hausse appliquées			Hausse selon la variation des coûts		
	2014	2015	2016*	2014	2015	2016
Domestiques	4,3%	2,9%	1,9%	4,0%	2,0%	0,0%
Généraux	4,3%	2,9%	1,9%	4,6%	3,0%	2,5%
Tarif G	4,8%	2,9%	1,9%	5,8%	3,6%	-0,4%
Tarif M	3,8%	2,7%	1,9%	4,0%	2,0%	3,7%
Tarif LG	5,3%	3,5%	1,9%	5,0%	6,7%	2,8%
Grands industriels	3,5%	2,5%	1,2%	3,5%	5,3%	6,3%

* Prévisionnelles

(ii)

Le tableau qui suit présente l'écart monétaire entre les hausses de coûts et les hausses tarifaires pour chacune des années 2008 à 2015 à l'égard des tarifs Domestiques et Grande puissance. Le détail du calcul est présenté en annexe.

Interfinancement annuel
des catégories Domestique et Grande puissance

En M\$

	Domestique	Grande puissance
2008	-58,31	35,49
2009	-47,06	18,56
2010	28,36	2,30
2011	28,20	-20,76
2012	35,26	-3,50
2013	-88,74	22,21
2014	12,04	-1,09
2015	43,27	-38,86

[...]

À cet effet, le tableau et la figure qui suivent montrent l'écart monétaire cumulé pour chaque année depuis l'année 2008 pour les catégories Domestiques et Grande puissance.

Interfinancement annuel cumulé
des catégories Domestique et Grande puissance

En M\$

	Domestique	Grande puissance
2008	-58,31	35,49
2009	-105,37	54,06
2010	-77,00	56,36
2011	-48,80	35,60
2012	-13,54	32,11
2013	-102,27	54,32
2014	-90,23	53,23
2015	-46,96	14,36

10.1 Le Distributeur indique en i) que l'écart cumulé entre les hausses tarifaires différenciées qui reflètent la croissance des coûts et les hausses tarifaires accordées ne constitue pas une information pertinente. Sans présumer de la validité des données fournies, veuillez indiquer si le commentaire du Distributeur s'applique également sur un écart monétaire cumulé entre la croissance des coûts et la croissance des revenus comme présenté à la référence ii).

- 10.2 Veuillez présenter la position historique du Distributeur quant au suivi de l'interfinancement à partir de l'écart monétaire entre les coûts et revenus prévus pour une catégorie tarifaire.
- 10.3 Veuillez confirmer que le calcul de l'interfinancement se fait sur une base prévisionnelle au moment du dépôt du dossier tarifaire.
- 10.4 Veuillez indiquer si, suite à la décision de la Régie dans un dossier tarifaire, le Distributeur réévalue l'interfinancement par catégorie tarifaire afin de tenir compte, le cas échéant, des modifications aux revenus requis prescrites par la décision de la Régie.

11 Assistance aux réseaux voisins

Référence

- (i) <http://www.journaldemontreal.com/2017/09/12/ouragan-irma-hydro-quebec-envoie-125-personnes-en-georgie>

Préambule

- (i) Hydro-Québec a annoncé, lundi, qu'elle enverra environ 125 travailleurs dans la région d'Atlanta, en Géorgie, pour aider les travailleurs de cette ville à rétablir l'électricité après le passage de l'ouragan Irma.

«Nous allons envoyer 50 équipes, donc 50 camions qui représentent environ 125 travailleurs», a indiqué Serge Abergel, chef aux Affaires publiques et relations médias chez Hydro-Québec, en entrevue avec l'Agence QMI.

Ces travailleurs devraient passer environ dix jours dans la région d'Atlanta, où 714 000 personnes demeuraient privées d'électricité mardi après-midi.

- 11.1 Veuillez indiquer si les ressources dont il est question dans le préambule sont des employés du Distributeur.
- 11.2 De façon générale, sans qu'il soit nécessairement question du cas présenté en préambule, veuillez indiquer comment est compensé le Distributeur lorsqu'il envoie des employés pour prêter assistance à un réseau voisin (coût complet, montant forfaitaire...).
- 11.3 De façon générale, sans qu'il soit nécessairement question du cas présenté en préambule, qu'arrive-t-il des activités ou travaux que devaient réaliser les employés qui sont envoyés à l'étranger ?

- 11.4 Advenant que des activités, pour lesquelles la Régie a reconnu des budgets dans sa décision D-2017-022, ne puisse être réalisées en 2017 compte tenu de l'envoi d'employés à l'étranger, quel serait le traitement comptable et réglementaire des budgets non dépensés ?

12 Entente pour les clients à très faible revenu

Référence

- (i) HQD-14 document 1, page 5

Préambule

- (i) Le Distributeur a ensuite mis en place un projet pilote en février 2017 et teste deux niveaux de soutien qui limite le versement de l'entente à 5 ou 6 % du revenu du client. Dans le cadre de ce projet pilote, le Distributeur offre ce type de versement à un échantillon de clients MFR à très faible revenu (groupe test) et compare la proportion d'encaissement attendue de cette entente avec celui de l'entente personnalisée B offerte à un groupe témoin de clients similaires.
- 12.1 Selon les données du Distributeur provenant de ses propres sondages ou encore de Statistique Canada, quel pourcentage sur les revenus représente en moyenne la facture d'électricité des clients à faible revenu ?

13 MRI et Pannes majeures

Références

- (i) HQD-3, Document 4 (B-0013), page 24.
(ii) R-3677-2008, HQD-4, Document 4, page 10.
(iii) Rapport annuel du Distributeur 2016, HQD-2, Document 3.1, page 3.

Préambule

- (i) Le Distributeur considère que, de par leur nature, les pannes majeures doivent être traitées comme exogènes. En effet, le Distributeur n'a pas de contrôle sur les événements climatiques et l'occurrence ainsi que l'ampleur des pannes sont imprévisibles.
- (ii) 2.2.1 Définition d'une panne majeure

Le Distributeur s'appuie sur sa méthode de normalisation de l'indice de continuité de service (IC) du réseau de distribution pour identifier les journées d'événement majeur.

Cette méthode statistique permet de déterminer un seuil sur la base des indices de continuité (IC) bruts journaliers de l'ensemble du réseau de moyenne tension des cinq années précédentes (excluant les événements catastrophiques tel le verglas de 1998). Ce seuil, établi à 2,5 écarts-types logarithmiques ($2,5 \beta$),

repose sur les observations d'un ensemble d'entreprises ayant adhéré au IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.) et reflète le niveau à partir duquel les distributeurs recourent à des moyens plus majeurs pour rétablir le service.

Lorsque les interruptions d'une journée dépassent ce seuil de $2,5 \beta$, elles sont considérées comme majeures alors que les interruptions en deçà du seuil de $2,5 \beta$ sont jugées normales et composent l'IC normalisé.

- (iii) En 2016, des pannes majeures se sont produites les 10 et 11 janvier, 24 et 25 février, 20, 21 et 28 juin, 14, 15 et 18 juillet, 5 août, 11 septembre, 23 octobre, 11 et 20 novembre, ainsi que les 1^{er} et 2 décembre.

13.1 Veuillez confirmer que le Distributeur utilise toujours la définition d'une panne majeure évoquée dans la partie (ii) du préambule, autrement veuillez donner la définition que le Distributeur utilise présentement et veuillez donner une référence à ce sujet.

13.2 Veuillez confirmer qu'en vertu de la définition d'une panne majeure évoquée dans la partie (ii), il est possible qu'une panne majeure soit survenue sans avoir été causée par un événement climatique (défaut du matériel, grève des employés ou des sous-traitants, erreur de manœuvre, défaut de maintenance, etc.), autrement veuillez justifier.

13.3 La partie (iii) du préambule démontre que le Distributeur a dû subir pas moins de 17 pannes identifiées comme majeures en 2016. Veuillez identifier clairement les événements climatiques de force majeure ayant causé ces pannes majeures. Veuillez également indiquer les causes des pannes majeures qui n'ont pas été induites par des événements climatiques de force majeure.