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

1 Prévision de la demande d'électricité

Références

(i) HQD-4, document 2 page 11
(ii) R-3864–2013, HQD-1, document 2.2, annexe 2A, page 21
(iii) HQD-10, document 1, Tableau A-2, page 24 et Tableau A-3, page 25
(iv) R-3933-2015, HQD-14, document 2, page 10
(v) HQD-14, document 2, page 12

Préambule

(i) Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision

(ii)

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole	-0,05	sans objet
Commercial et institutionnel	-0,14	-0,29
Industriel PME	-0,02	-0,05
Industriel grandes entreprises	sans objet	sans objet
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,20	sans objet
Commercial et institutionnel	0,25	0,52
Industriel PME	0,54	1,56
Industriel grandes entreprises	0,42	0,77
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole		
Δ 10 000 ménages	180 GWh	180 GWh

(iii) Le Distributeur présente les budgets et impacts énergétiques cumulatifs des interventions en efficacité énergétique pour l'horizon 2003-2015.

(iv) Le Distributeur présente les impacts de la hausse proposée pour l'année 2016.

Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	64,19	65,43	1,24	1,9%
Logement 5 ½	11 590	72,61	74,00	1,39	1,9%
Résidence unifamiliale					
111 m² (1 195 pi²)	20 494	133,69	136,21	2,53	1,9%
158 m² (1 701 pi²)	26 484	175,62	178,93	3,31	1,9%
207 m² (2 228 pi²)	32 054	215,44	219,49	4,05	1,9%
390 m² (4 198 pi²)	48 062	330,16	336,35	6,19	1,9%
Client avec puissance facturée (100 kW)	411 700	3 147,35	3 206,07	58,72	1,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	808,61	823,91	15,30	1,9%

(v) Le Distributeur présente les impacts de la hausse proposée pour l'année 2017.

Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	64,47	65,48	1,02	1,6%
Logement 5 ½	11 590	73,00	73,43	0,43	0,6%
Résidence unifamiliale					
111 m² (1 195 pi²)	20 494	134,61	136,97	2,36	1,8%
158 m² (1 701 pi²)	26 484	176,93	180,76	3,84	2,2%
207 m² (2 228 pi²)	32 054	217,12	222,23	5,11	2,4%
390 m² (4 198 pi²)	48 062	332,91	342,55	9,65	2,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	814,22	828,16	13,94	1,7%

1.1 Veuillez quantifier la contribution de chacun des trois facteurs suivants à la diminution de la demande aux tarifs D et DM observée en 2015 : déploiement accéléré des ampoules DEL, baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements.

Réponse :

Voir la réponse à question 13.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

1.2 Veuillez indiquer de façon précise les sources d'information, le données ou les études qui ont permis d'identifier et de quantifier la contribution de chacun des trois facteurs suivants à la diminution de la demande aux tarifs D et DM : déploiement accéléré des ampoules DEL, baisse de la température de consigne des thermostats pour le

chauffage des locaux électriques et consommation unitaire plus faible qu'anticipé pour les nouveaux abonnements.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

1.3 Comment le Distributeur justifie-t-il que les clients aux tarifs D et DM ont, de façon soudaine, diminué la température de consigne des thermostats pour le chauffage électrique des locaux?

Réponse :

Voir la réponse à question 13.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

1.4 Veuillez indiquer de façon précise quelle était la température de consigne des thermostats pour le chauffage électrique des locaux observée (ou supposée) en 2014 et celle observée (ou supposée) en 2015 (température moyenne ou par segment de marché).

Réponse :

Le Distributeur n'utilise pas une température de consigne unique pour le chauffage électrique des locaux dans sa prévision des ventes au secteur Résidentiel et agricole, mais plutôt plusieurs bases de degrés-jours de chauffage. L'abaissement de la température de consigne est quantifié selon l'écart moyen en °C entre les températures de consigne adoptées par les clients en 2014 ou 2015 et celles utilisées auparavant.

1.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend questionner ses hypothèses relatives à l'élasticité prix de la clientèle résidentielle et agricole telles qu'elles sont présentées à la référence 2. Veuillez élaborer.

Réponse :

L'élasticité citée à la référence 2 est une élasticité relative au prix unitaire fournie pour les fins de démonstration de la sensibilité de la prévision de la demande à conditions climatiques normales. Celle-ci ne s'applique pas nécessairement à une situation à conditions climatiques réelles. Les clients résidentiels du Distributeur ont vu leurs coûts d'énergie augmenter de façon importante lors des hivers exceptionnellement froids de 2013-2014 et 2014-2015, et ce, essentiellement en raison de besoins de chauffage plus importants et non en raison d'une variation du prix unitaire. Pour les fins de la

prévision, le Distributeur n'entend pas revoir ses hypothèses quant à cette élasticité.

1.6 Veuillez indiquer comment ont été prises en compte les économies d'énergie associées aux changements de comportement et au déploiement accéléré des ampoules DEL dans les résultats des interventions en efficacité énergétique qui apparaissent à la référence iii.

Réponse :

Les économies d'énergie réalisées par les clients et attribuables aux efforts du Distributeur dans le cadre de ses programmes et campagnes en efficacité énergétique sont imputées aux interventions en efficacité énergétique. Ces impacts sont validés dans le cadre des évaluations de programmes réalisées au fil des ans.

1.7 Veuillez mettre en relation et commenter la diminution rapide de la demande de quelque 2 TWh au tarif D et DM en 2015 et les économies cumulatives de 3,5 TWh réalisées au marché résidentiel de 2003 à 2014 avec un budget cumulatif d'un demi-milliard de dollars sur la même période.

Réponse :

L'envergure des investissements réalisés en efficacité énergétique par le Distributeur depuis 2003, conjugués à une couverture de marché très large, ont permis au Distributeur de contribuer à la transformation de marché de certains produits, notamment les thermostats et l'éclairage efficace. Les actions du Distributeur ont aussi permis d'encourager certains comportements, comme l'abaissement du point de consigne en période de grand froid, lesquels sont désormais intégrés par un grand nombre de clients. Les plus récents sondages, réalisés après deux hivers rigoureux, ont démontré que les clients étaient plus attentifs à cette mesure.

Cependant, le Distributeur doit maintenir ses efforts en sensibilisation intégrée et poursuivre certaines initiatives afin que ces comportements soient maintenus et ainsi continuer à soutenir la transformation du marché.

1.8 Veuillez justifier pourquoi la consommation des cas types utilisés en références est demeurée stable de 2016 à 2017 en dépit de changements de consommation unitaire observés en 2015 et de la diminution du point de consigne du chauffage.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.5 de la demande de renseignements n^{o} 1 de UC à la pièce HQD-16, document 9 (B-0085) du dossier R-3933-2015.

1.9 Veuillez traduire l'impact de la baisse de consommation de quelque 2 TWh sur la demande en puissance, les coûts de transport du Distributeur et les coûts de transport alloués à la clientèle domestique.

Réponse :

L'impact de la baisse de la consommation résidentielle de 2 TWh se traduit par une réduction d'environ 500 MW de la demande en puissance à la pointe d'hiver.

L'impact de cette réduction de la demande en puissance sur les coûts de transport du Distributeur est marginal, en posant l'hypothèse que les revenus requis des services de transport demeurent les mêmes. L'incidence est en effet minimale sur la part de ces revenus requis allouée à la charge locale.

En ce qui a trait aux coûts alloués à la clientèle domestique, voir la réponse à la question 1.10.

1.10 Veuillez indiquer l'impact de la baisse de consommation de quelque 2 TWh de la clientèle domestique sur l'indice d'interfinancement.

Réponse :

Évaluer l'impact de la baisse de 2 TWh sur les indices d'interfinancement nécessiterait de refaire l'ensemble des calculs de répartition des coûts. Or, pour ce faire, on doit connaître l'impact de cette baisse sur les coûts du Distributeur (coûts de fourniture et coûts de transport). Le Distributeur n'est donc pas en mesure de fournir l'information demandée.

Toutefois, puisque le poids d'une diminution de 2 TWh sur l'ensemble des ventes de la clientèle domestique est relativement faible, l'impact sur l'indice d'interfinancement de cette catégorie ne devrait pas être significatif.

2 Compte pour capter les écarts entre les revenus réels et les revenus reconnus

Références

(i) HQD-4, document 3.2, page 6.
(ii) D-2014-034, R-3842-2013, page 18
(iii) R-3492-2002, HQD-8, Document 2, En liasse, page 14.

Préambule

(i) Pour le taux de rendement des capitaux propres, le Distributeur demande de reconduire pour l'année 2017 le taux de rendement des capitaux propres de 8,2 % fixé par la Régie dans les décisions D-2014-034 pour l'année 2014, D-2015-018 pour l'année 2015 et D-2016-033 pour l'année 2016. Le Distributeur rappelle que compte tenu du fait que les taux d'intérêt sans risque étaient inférieurs au seuil minimum requis pour son application, la Régie a décidé, dans sa décision D-2014-034, de ne pas adopter de formule d'ajustement automatique du taux de rendement des capitaux propres.

(ii) [56] Du côté du Distributeur, l'évolution de son risque d'affaires depuis la décision D-2003-93 a été marquée par l'ajout d'un grand nombre de comptes de frais reportés et autres comptes de nivellement au fil des années, notamment le compte de nivellement pour aléas climatiques, ainsi que le compte de pass-on des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux, avec pour résultat une réduction notable de la fluctuation de ses revenus. Tout comme pour le Transporteur, le risque réglementaire du Distributeur a été réduit de façon importante. Le levier financier étant demeuré inchangé depuis 2003, il en résulte donc une réduction nette du risque global du Distributeur.

(iii) Le risque d'affaires comprend tous les facteurs du fonctionnement d'une entreprise qui, ensemble, contribuent à augmenter la probabilité que l'avènement des bénéfices futurs qui reviendraient aux investisseurs ne se réalise pas parce que la nature fondamentale de la compagnie y a mis un frein. Le risque d'affaires est donc causé par la volatilité des ventes et par la marge de manœuvre de fonctionnement de l'entreprise. La notion de volatilité des ventes fait référence à tous ces facteurs externes à l'entreprise, sur lesquels elle n'a aucun contrôle, et qui font en sorte que la demande pour ses produits sera incertaine.

2.1 Compte tenu des extraits en références, veuillez indiquer si la mise en place d'un compte pour capter les écarts entre les revenus réels et les revenus reconnus affecterait le risque d'affaires du Distributeur.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.3 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

2.2 Dans l'éventualité où un compte pour capter les écarts entre les revenus réels et les revenus diminuait le risque d'affaires du Distributeur, veuillez indiquer dans quelle mesure le taux de rendement des capitaux propres devrait être diminué.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.3 de la demande de renseignements n^{o} 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

3 Impact de la hausse sur des consommations types

Référence

(i) HQD-14, document 2, Tableau 4, page 12.

Préambule

(i) Le Distributeur présente les impacts de la hausse proposée sur la facture de la clientèle domestique.

	Consommation annuelle (kWh)	Facture mensuelle ($) Tarif actuel	Tarif proposé	Écart ($)	%
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%
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité					
Client à la 1re tranche seulement	10 950	64,47	65,48	1,02	1,6%
Logement 5 ½	11 590	73,00	73,43	0,43	0,6%
Résidence unifamiliale					
111 m^2 (1 195 pi^2)	20 494	134,61	136,97	2,36	1,8%
158 m^2 (1 701 pi^2)	26 484	176,93	180,76	3,84	2,2%
207 m^2 (2 228 pi^2)	32 054	217,12	222,23	5,11	2,4%
390 m^2 (4 198 pi^2)	48 062	332,91	342,55	9,65	2,9%
Immeuble collectif d'habitation DM (6 logements)	124 160	814,22	828,16	13,94	1,7%
Segments de la clientèle au tarif D					
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101	161,76	164,47	2,71	1,7%
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102	72,17	72,83	0,66	0,9%
Propriétaires non-TAE	14 982	97,64	98,87	1,23	1,3%
Locataires	11 315	75,15	75,89	0,75	1,0%
Clients MFR	14 153	94,23	95,52	1,29	1,4%
Clients agricoles	30 741	213,97	219,72	5,75	2,7%
Segments de la clientèle au tarif DP					
Clients résidentiels	226 901	1 757,85	1 788,90	31,05	1,8%
Clients agricoles	178 893	1 367,14	1 390,71	23,58	1,7%
Consommations types mensuelles					
625 kWh	7 500	47,88	48,30	0,42	0,9%
750 kWh	9 000	55,02	55,70	0,68	1,2%
1 000 kWh	12 000	72,26	71,74	-0,52	-0,7%
2 000 kWh	24 000	159,06	161,94	2,88	1,8%
3 000 kWh	36 000	245,86	252,14	6,28	2,6%
4 000 kWh	48 000	332,66	342,34	9,68	2,9%
5 000 kWh	60 000	419,46	432,54	13,08	3,1%

3.1 Veuillez expliquer et justifier la baisse de facture de 0,7 % pour la consommation type mensuelle de 1 000 kW.

Réponse :

La baisse de 0,7 % pour la consommation type mensuelle de 1 000 kWh s'explique du fait qu'à ce niveau précis de la consommation mensuelle, l'effet combiné de la hausse du seuil de la 1re tranche et de la baisse de la redevance excède l'effet de la hausse des prix d'énergie. Il est à noter que sur une base annuelle, selon son profil de consommation, un client dont la consommation annuelle s'élève à 12 000 kWh pourrait connaître une baisse ou une hausse de facture.

4 Impacts de la hausse proposée

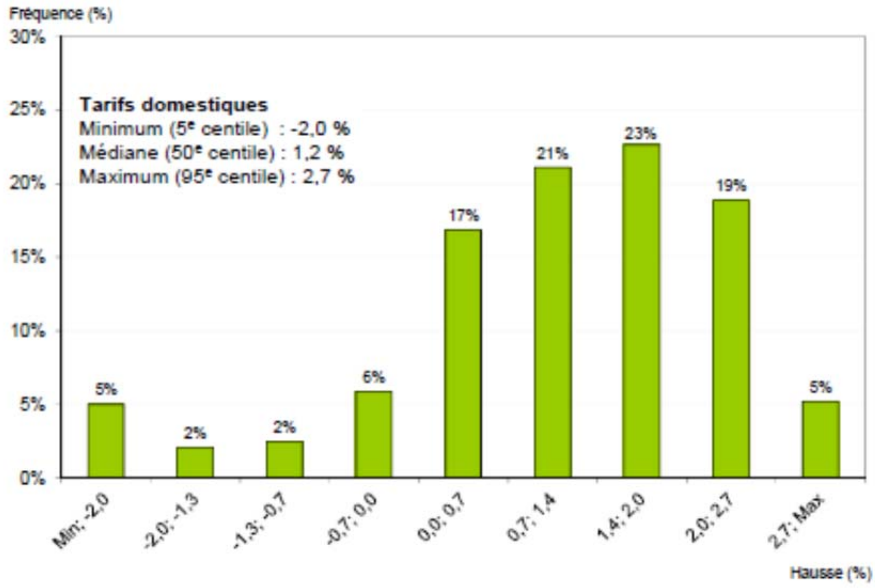
Référence

(i) HQD-14, document 2, page 11.

Préambule

(i) Le Distributeur présente la dispersion des impacts de la hausse proposée au tarif D entre le 5e et le 95e percentile

.



4.1 Veuillez fournir l'impact tarifaire maximal.

Réponse :

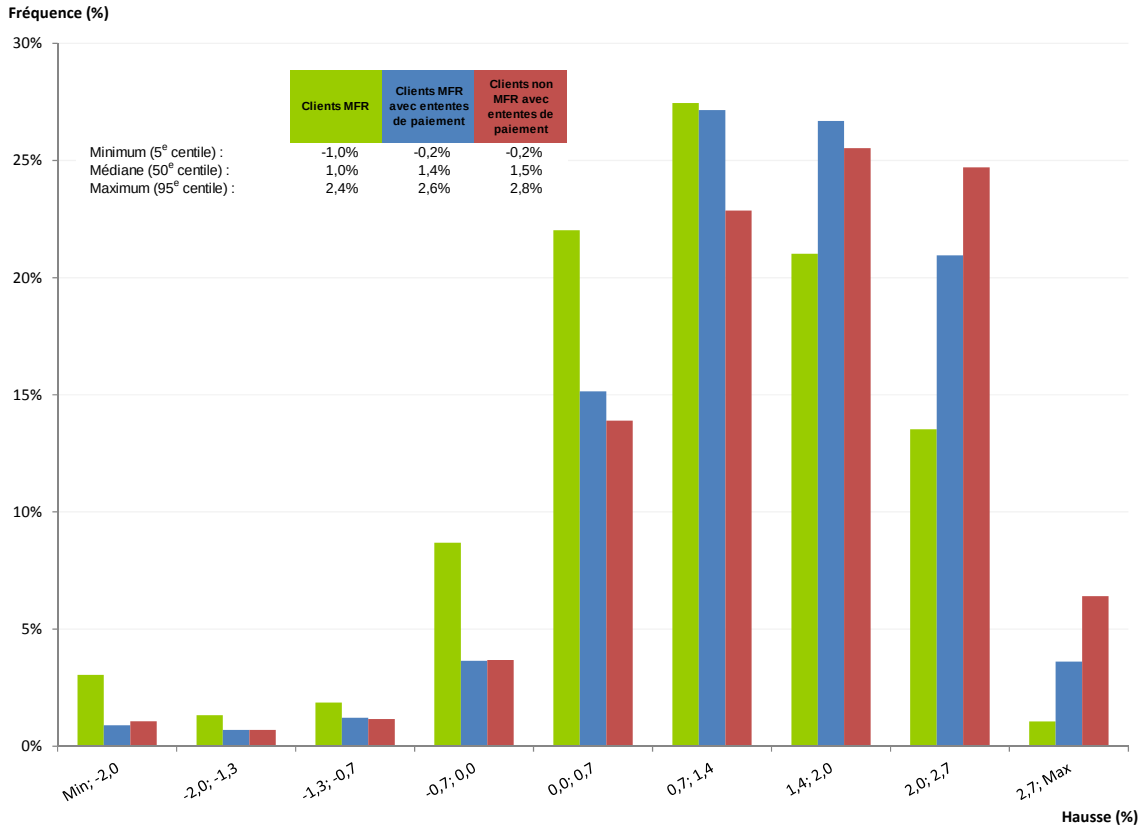
L'impact tarifaire maximal s'élève à 47,7 % et correspond à l'impact du tarif proposé pour un client alimenté en triphasé n'ayant pas consommé durant l'année, mais dont l'abonnement est actif. Au tarif D, en vigueur au 1er avril 2016, la facture d'un tel client est de 148 $ alors qu'elle s'élèverait à 219 $ au tarif proposé, ce qui représente une hausse annuelle de 71 $. Ce cas illustre l'importance de considérer avec précaution un impact relatif important. C'est d'ailleurs pour exclure ce type de cas extrême que les impacts minima et maxima présentés sont respectivement les 5e et 95e centiles.

4.2 Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D, telle que présentée en référence, pour les MFR (entre le 5e et le 100e percentile).

Réponse :

La figure R-4.2 présente la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D pour le segment de la clientèle au tarif D des clients MFR, de même que celles pour les clients MFR et non MFR avec ententes de paiement. Pour la raison énoncée en réponse à la question 4.1, les impacts minima et maxima présentés sont ceux associés aux 5e et 95e centiles.

FIGURE R-4.2 :
DISTRIBUTION DES IMPACTS DE LA HAUSSE PROPOSÉE POUR CERTAINS CLIENTS AU TARIF D



4.3 Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D, telle que présentée en référence, pour les ménages en recouvrement (entre le 5e et le 100e percentile).

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.2.

4.4 Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D, telle que présentée en référence, à partir des données de consommation réelles de l'année froide de 2014 (tarif de 2016 et tarif proposé pour 2017).

Réponse :

Le Distributeur n'a pas effectué d'analyse à partir de données de consommation réelles.

L'ensemble du dossier tarifaire du Distributeur est basé sur une année prévisionnelle à conditions climatiques normales. Par souci de cohérence avec le reste du dossier, le Distributeur effectue ses simulations tarifaires en utilisant des données de consommation normalisées. Par ailleurs, les impacts résultant de simulations tarifaires sur la base de données de consommation normalisées constituent un scénario centré puisque la normalisation des données de consommation permet d'éviter de surestimer les impacts, comme le feraient des données pour une année froide, ou à l'inverse, de les sous-estimer, comme le feraient des données pour une année chaude. Finalement, le Distributeur rappelle que l'objectif visé par les simulations tarifaires est d'illustrer l'impact de la structure et des prix proposés, toutes choses égales par ailleurs, c'est-à-dire d'isoler l'effet-prix.

4.4.1 *Veuillez fournir l'impact tarifaire maximal de ce scénario.*

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

4.4.2 *Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D de ce scénario, pour les MFR (entre le 5e et le 100e percentile).*

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

4.4.3 *Veuillez fournir la distribution des impacts de la hausse proposée au tarif D de ce scénario, pour les ménages en recouvrement (entre le 5e et le 100e percentile).*

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

5 Stratégie au tarif DT

Référence

(i) HQD-14, document 2, page 34

Préambule

(i) D'abord, plutôt que de l'éliminer sur une période de 9 ans comme au tarif D, le Distributeur propose d'accélérer l'élimination de la redevance au tarif DT. Ainsi, en la remplaçant sur une période de 4 ans par une facture minimale au tarif DT, les clients bénéficieront, dès le 1er avril 2017, d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 $ pour les 4 prochaines années.

Cette approche présente plusieurs avantages. Tout d'abord, une réduction fixe et uniforme du montant de la facture bénéficie à tous les clients sans égard à leur profil de consommation. Ensuite, la réduction de la redevance avantage les plus petits consommateurs pour qui elle représente une part plus importante de la facture. Enfin, l'annonce d'une baisse de facture pour un montant fixe et garanti représente un attrait indéniable sur le plan de la communication commerciale.

De plus, le Distributeur propose de geler les prix d'énergie au tarif DT au 1er avril 2017, ce qui contribuera également à une augmentation des économies pour les clients. Pour le cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2017, l'économie totale après effacement passerait ainsi de 303 $ à 379 $.

5.1 Veuillez déposer les études commerciales réalisées pour appuyer la stratégie proposée. Par exemple, UC cherche à savoir si une économie annuelle additionnelle de quelque 76 $ pour le cas type serait suffisante pour inciter un client qui envisageait de quitter le tarif DT plutôt que d'investir dans un nouveau système à demeurer au tarif DT.

Réponse :

Dans le cadre du dossier R-3933-2015, le Distributeur avait évoqué la possibilité d'accroître les économies des clients DT afin de tenter de ralentir l'érosion du parc biénergie, mais également, la nécessité de faire preuve de grande prudence quant au choix des modifications au tarif DT.

Les mesures proposées, soit l'élimination plus rapide de la redevance et le gel des prix d'énergie, permettront, toutes choses égales par ailleurs, d'accroître l'économie des clients au tarif DT. Bien qu'aucune étude commerciale n'ait été réalisée pour en évaluer la portée, le Distributeur est d'avis que ces mesures tarifaires constituent une approche efficace, prudente et simple d'application pour tenter de ralentir l'érosion observée.

5.2 Veuillez préciser combien de kW d'effacement le Distributeur prévoit maintenir pour l'hiver 2017-2018 grâce à l'ensemble de sa stratégie pour le tarif DT.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas procédé à une telle évaluation. L'objectif des mesures proposées est de tenter de ralentir l'érosion du parc biénergie en augmentant l'économie des clients au tarif DT.

5.3 Veuillez indiquer, pour les cas types avec usages estivaux (climatisation ou chauffage de piscine) ajustés à la normale climatique appliquée à l'année 2017, l'économie totale après effacement avant et après la stratégie proposée pour le tarif DT.

Réponse :

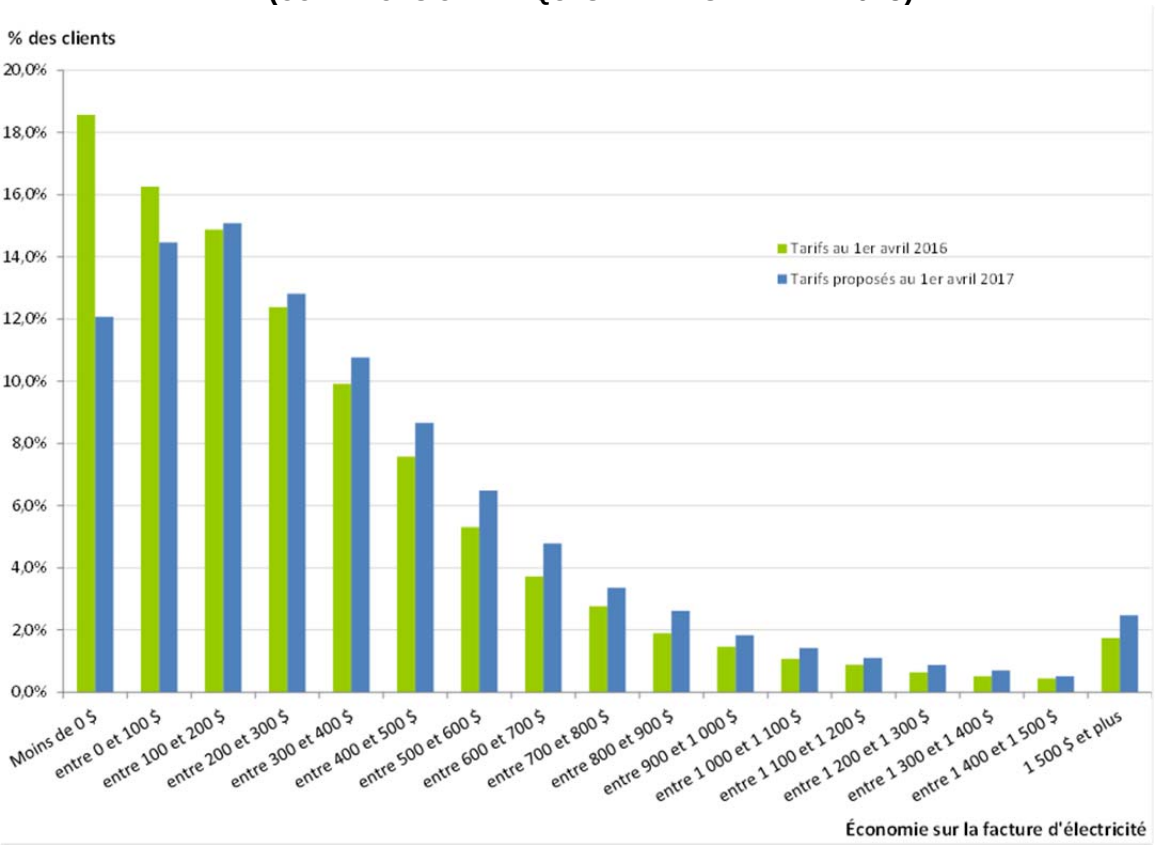
Voir la réponse à la question 1.4 de la demande de renseignements du ROEÉ à la pièce HQD-16, document 9.

5.4 Veuillez fournir la distribution des gains réalisés en 2015 par les clients au tarif DT par rapport au tarif D (ensemble des clients).

Réponse :

La figure R-5.4-A présente la distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT pour l'année 2015 compte tenu des tarifs au 1er avril 2016 de même que des tarifs proposés au 1er avril 2017.

FIGURE R-5.4-A :
DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ DES CLIENTS AU TARIF DT (CONDITIONS CLIMATIQUES RÉELLES – ANNÉE 2015)

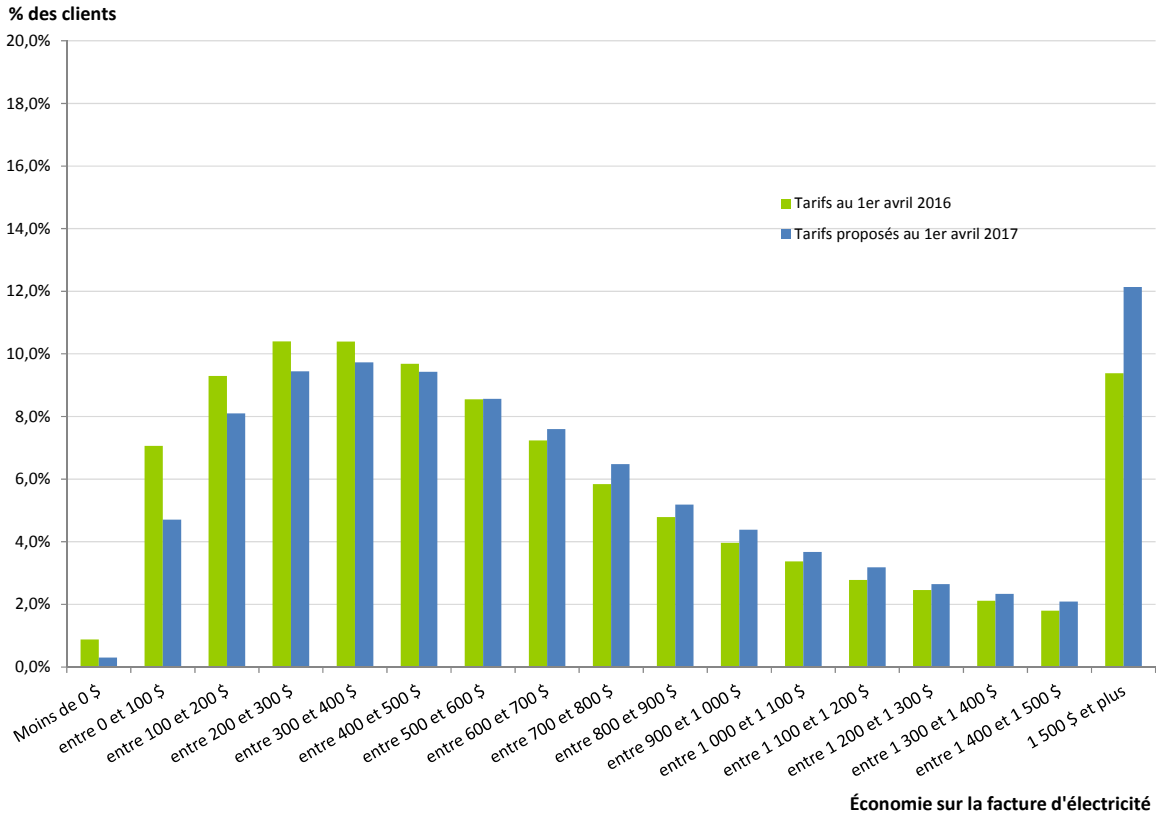


Comme mentionné en réponse à la question 9.3 de la demande de renseignements n° 1 de UC à la pièce HQD-16, document 9 (B-0085) du dossier R-3933-2015, la révision du calibrage du tarif DT pour tenir compte d'une normale climatique ajustée pour le réchauffement climatique et de la hausse portée davantage sur le prix de pointe au cours des dernières années a substantiellement accru les risques associés aux aléas climatiques.

L'année 2015 a été caractérisée par un hiver très rigoureux. À titre indicatif, le nombre d'heures sous -12°C a été de 900 alors que la normale climatique prévoit environ 500 heures. Le constat de cet hiver rigoureux est l'accroissement du nombre de clients au tarif DT n'ayant pas réalisé d'économies en 2015. Les mesures proposées pour le tarif DT au 1er avril 2017 constituent une piste de solution pour remédier à cette situation. Aux conditions climatiques anormalement froides de l'année 2015, l'application des tarifs proposés au 1er avril 2017 aurait permis de réduire le nombre de clients n'ayant pas réalisé d'économies.

La figure R-5.4-B présente la distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT pour la période allant de septembre 2015 à août 2016, laquelle a été particulièrement chaude par rapport à la normale (283 heures inférieures à -12°C). Il appert que les mesures proposées au 1er avril 2017 auraient pratiquement permis de réduire complètement le nombre de clients n'ayant pas réalisé d'économies.

FIGURE R-5.4-B :
DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ DES CLIENTS AU TARIF DT (CONDITIONS CLIMATIQUES RÉELLES – SEPTEMBRE 2015 À AOÛT 2016)



Le Distributeur est d'avis que les mesures proposées pour le tarif DT constituent un pas dans la bonne direction pour accroître l'économie des clients au tarif DT, réduire le nombre de clients qui ne réalisent pas d'économies et, ainsi, tenter de ralentir l'érosion du parc biénergie résidentielle. Le Distributeur tient à rappeler qu'outre un hiver rigoureux, plusieurs causes peuvent être à l'origine d'une absence d'économies (voir la réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 1 de UC à la pièce HQD-16, document 9 [B-0085] du dossier R-3933-2015). Malgré les

mesures proposées pour le tarif DT, certains clients pourraient continuer à ne pas réaliser d'économies, d'où l'importance de les sensibiliser aux moyens auxquels ils peuvent recourir pour les maximiser.

5.5 Veuillez fournir la distribution des gains qui auraient été réalisés en 2015 par les clients au tarif DT par rapport au tarif D (ensemble des clients) si les prix proposés pour les tarifs D et DT au 1er avril 2017 avaient été appliqués.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.4.

6 Effacement tarif DT

6.1 Veuillez indiquer quel est l'effacement prévu en pointe grâce à la biénergie au tarif DT pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018 si la Régie refuse la stratégie proposée par le Distributeur pour le tarif DT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.5 de la demande de renseignements du ROEÉ à la pièce HQD-16, document 9.

6.2 Veuillez indiquer quel est l'effacement prévu en pointe grâce à la biénergie au tarif DT pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018 en tenant compte de la stratégie proposée par le Distributeur pour le tarif DT.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.2.

7 Allocation des coûts de l'option d'électricité interruptible

Référence
(i) HQD-6, document 1, pages 17-18

Préambule
(i) Tableau A-1, Volumes et coût des approvisionnements postpatrimoniaux :

	2015 Année historique			2016 Année de base			2017 Année témoin		
	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh	TWh	M$	$/MWh
COURT TERME	**3,0**	**287,5**	**s.o.**	**0,1**	**41,6**	**s.o.**	**0,0**	**32,0**	**s.o.**
Achats d'énergie[2]	3,0	257,8	85,4	0,1	5,4	90,4	0,0	0,7	73,9
dont entente cadre	0,0	0,0	28,4	0,0	0,0	-			
Achats de puissance	s.o.	29,7	s.o.	s.o.	36,2	s.o.	s.o.	31,2	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	13,3	s.o.	s.o.	14,8	s.o.	s.o.	11,5	s.o.
dont nouvelles interventions en GDP				s.o.	3,1	s.o.	s.o.	7,5	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	**17,5**	**1 702,7**	**97,4**	**14,8**	**1 539,4**	**104,0**	**15,4**	**1 615,1**	**105,2**

(1) Incluant 75% de la subvention du programme ÉcoÉnergie de 10 $/MWh pour les éoliennes en service au 31 mars 2011

7.1 Veuillez indiquer comment sont alloués par catégorie de clients les coûts de 11,5 M$ de l'option d'électricité interruptible.

Réponse :

L'ensemble des coûts postpatrimoniaux, dont les nouvelles interventions en GDP et l'option d'électricité interruptible, sont répartis par catégories de consommateurs selon la méthode du coût horaire, telle qu'approuvée par la Régie. Voir à cet effet la pièce HQD-12, document 1 (B-0045), aux pages 5 et 6 (Coûts de l'électricité postpatrimoniale).

7.2 Veuillez indiquer comment sont alloués par catégorie de clients les coûts de 7,5 M$ des nouvelles interventions en GDP.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.1.

7.3 Veuillez indiquer, le cas échéant, quel coût d'achat précis de l'option d'électricité interruptible se retrouve dans les revenus requis de 2017 la clientèle domestique.

Réponse :

La méthode du coût horaire attribue à chaque catégorie de consommateurs un coût moyen pondéré des contrats d'approvisionnement sur une base horaire en fonction de leur présence à chaque heure. Il n'est donc pas possible de faire une distinction pour un contrat spécifique.

7.4 Veuillez indiquer, le cas échéant, quel coût d'achat précis des nouvelles interventions en GDP se retrouve dans les revenus requis de 2017 de la clientèle domestique.

Réponse :

Voir la réponse à la question 7.3.

8 Coûts évités en énergie et en puissance

Références

(i) HQD-4, document 4
(ii) R-3953-2015-C-HQD-0014

Préambule

(i) Le Distributeur présente les coûts évités en énergie et en puissance, horizon 2017-2026

(ii)

OBJET : Suivi des décisions D-2015-179 (R-3925-2015) et D-2016-105 (R-3953-2015)

Chère consœur,

Par la présente, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), désire faire suite aux décisions D-2015-179 et D-2016-105 de la Régie de l'énergie.

À la lecture de la décision D-2016-105, le Distributeur constate que certaines conclusions de la décision D-2015-179 n'ont pas été révoquées, dont celle relative à la dispense de faire approuver annuellement la suspension des livraisons en base de la centrale de Bécancour.

En les circonstances, en application de cette conclusion de la décision D-2015-179, le Distributeur avise la Régie qu'il ne déposera pas de demande visant à faire approuver la suspension des livraisons en base de la centrale pour les années 2019 et suivantes.

Veuillez recevoir, chère consœur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

8.1 Veuillez confirmer que la reprise des livraisons à partir de 2019 de la centrale de Bécancour n'a aucun impact sur les coûts évités en énergie et en puissance.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser qu'il n'a pas prévu reprendre les livraisons en base de la centrale de TCE à Bécancour à partir de 2019. Toutefois, une telle reprise n'aurait aucun impact sur les coûts évités en énergie et en puissance.

9 Balisage sur les tarifs et programmes de contrôle direct de la charge

Références
(i) HQD-10, document 1, pages 48-59

9.1 Veuillez indiquer les critères utilisés pour retenir un tarif ou programme de contrôle direct de la charge dans le balisage.

Réponse :

Le Distributeur a réalisé un balisage le plus exhaustif possible de tous les tarifs et programmes existants.

9.2 Veuillez établir un lien entre les crédits offerts et tarifs recensés et les coûts évités en puissance de chaque juridiction.

Réponse :

Le Distributeur ne possède pas d'information suffisante concernant les autres distributeurs pour lui permettre de répondre à la question.

9.3 Veuillez fournir un ordre de grandeur du nombre de participants et de l'effacement en pointe de chacun des programmes ou tarifs utilisés dans le balisage.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose que d'un nombre très restreint de données concernant la participation aux programmes des autres distributeurs. Il présente l'information dont il dispose au tableau R-9.3.

TABLEAU R-9.3 :
NOMBRE DE PARTICIPANTS AUX PROGRAMMES DE CONTRÔLE DIRECT DE LA CHARGE

Distributeur	Nombre de participants	% de la clientèle
Florida Power and Light	800 000	20 %
Xcel Energy (MN)	361 000	33 %
Baltimore Gas and Electric	300 000	30 %

Source : ESource, 2015

10 Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel

Références

(i) R-3933-2015, HQD-16, Document 9, question 6.4.
(ii) R-3933-2015, NS 10 décembre 2015, page 30.

Préambule

(i) Question : Dans le cadre du sondage « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel », le Distributeur questionne-t-il les répondants sur leur type d'habitation? Si oui, veuillez fournir une distribution de la consommation annuelle d'électricité de tous les répondants qui habitent
- un logement de 5 1/2
- une résidence unifamiliale d'environ 111 m^2
- une résidence unifamiliale d'environ 158 m^2

Réponse : Les informations recueillies par le Distributeur dans le cadre du sondage Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel ne permettent pas de répondre avec précision à cette demande.

(ii) Quand on fait le sondage, on prend un échantillon, on appelle le client puis lorsqu'il nous fait la description de sa maison, ça ne « fit » pas nécessairement avec ces affaires-là ici là.

10.1 Veuillez produire les questions du sondage Utilisation de l'électricité utilisées pour « décrire » la maison des clients et qui traitent de la superficie de l'habitation des répondants (dimensions, nombre de pièces, etc.).

Réponse :

Dans le sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel – édition 2014*, une première question relative à la superficie totale habitable et chauffée de la résidence est posée aux répondants. Advenant le cas où les répondants sont incapables d'y répondre, deux questions permettent d'estimer cette superficie. Il s'agit des questions au sujet du nombre d'étages et des dimensions en largeur et en longueur de la résidence, toutes deux faisant référence aux zones habitables et chauffées de la résidence (incluant le sous-sol et le garage, s'ils sont chauffés).Ces trois questions ne sont posées qu'aux propriétaires. Le pourcentage de non-réponses est très élevé, soit 25 %.

Le questionnaire comporte également une question sur le nombre de pièces chauffées dans la résidence (incluant le sous-sol et le garage, s'ils sont chauffés, excluant les salles de bain et les couloirs), laquelle s'adresse tant aux propriétaires qu'aux locataires. Le Distributeur ne procède pas à une estimation de la grandeur de la résidence à l'aide du nombre de pièces indiqué en réponse à cette question puisqu'une telle estimation serait très approximative.

10.2 Veuillez fournir une distribution des répondants en fonction d'un critère traduisant le mieux possible la superficie de l'habitation (m^2, nombre de pièces…).

Réponse :

La distribution des répondants en fonction de la superficie totale habitable chauffée[1] et du nombre de pièces chauffées[2] de la résidence est présentée aux tableaux R-10.2-A et R-10.2-B respectivement. Pour la superficie totale habitable chauffée[1], comme mentionné à la réponse 10.1, la question n'est posée qu'aux propriétaires et le pourcentage de non-réponses est très élevé, soit 25 %. Il faut donc utiliser ces résultats avec prudence.

TABLEAU R-10.2-A :
SUPERFICIE TOTALE HABITABLE CHAUFFÉE DE LA RÉSIDENCE[1]
(PROPRIÉTAIRES SEULEMENT)

Superficie	Fréquence relative
0 à 600 pi^2	2%
601 pi^2 à 1000 pi^2	10%
1001 pi^2 à 1500 pi^2	15%
1501 pi^2 à 2000 pi^2	17%
2001 pi^2 à 2500 pi^2	15%
2501 pi^2 et plus	17%
NSP/NRP	25%

[1] Incluant le sous-sol et le garage, s'ils sont chauffés.
[2] Incluant le sous-sol et le garage, s'ils sont chauffés, excluant les salles de bain et les couloirs.

TABLEAU R-10.2-B :
NOMBRE DE PIÈCES CHAUFFÉES DANS LA RÉSIDENCE[3]
(PROPRIÉTAIRES ET LOCATAIRES)

Nombre de pièces	Fréquence relative
Une à quatre	36%
Cinq à six	27%
Sept à huit	21%
Neuf et plus	15%
NSP/NRP	1%

Note : La somme des fréquences peut varier entre 99 % et 101 % en raison des arrondis.

10.3 En supposant que la question apparaisse au questionnaire du sondage Utilisation de l'électricité, veuillez fournir une distribution des répondants en fonction de l'année de construction de leur habitation.

Réponse :

La distribution des répondants en fonction de l'année de construction est présentée au tableau R-10.3.

TABLEAU R-10.3 :
DISTRIBUTION DES RÉPONDANTS
EN FONCTION DE L'ANNÉE DE CONSTRUCTION DE LA RÉSIDENCE
(PROPRIÉTAIRES ET LOCATAIRES)

Année de construction	Fréquence relative
Avant 1946	8%
1946 - 1960	9%
1961 - 1970	9%
1971 - 1980	13%
1981 - 1990	12%
1991 - 1994	5%
1995 - 1999	4%
2000 - 2002	3%
2003 - 2004	3%
2005 - 2006	2%
2007 - 2010	5%
2011 - 2014	4%
NSP/NRP	24%

Note : La somme des fréquences peut varier entre 99 % et 101 % en raison des arrondis.

[3] **Incluant le sous-sol et le garage, s'ils sont chauffés, excluant les salles de bain et les couloirs.**

10.4 Veuillez fournir pour les trois grandeurs de maison suivantes (ou leur équivalent au meilleur des estimations possibles du Distributeur), une distribution de la consommation annuelle d'électricité des répondants qui les habitent :

- d'un logement de 5 1/2
- d'une résidence unifamiliale d'environ 111 m^2
- d'une résidence unifamiliale d'environ 158 m^2

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information.

Voir les réponses aux questions 10.1 et 10.2.

11 Inspection des installations du tarif DT

Référence

(i) R-3933-2015, NS du 9 décembre 2015, pages 242-247

Préambule

(i) Le Distributeur indique qu'il a réalisé en 2015 environ 1 000 inspections auprès des clients au tarif DT ayant une consommation de pointe particulièrement élevée. Le Distributeur précise :

R. En fait, ici, c'est s'assurer... parce que l'intention qu'on a ici, c'est de s'assurer que le client est au bon tarif. Donc qu'il puisse fonctionner au tarif DT, comme tel. Ça fait que le principal but c'est d'aviser le client, c'est ça, donc on ne fera pas de rapport pour dire qu'on...qu'on va... qu'on va déposer soit à la Régie pour dire : voici le rapport, qu'est-ce qui a été fait dans ce sens-là. C'est plutôt s'assurer que le client, est-ce qu'il fonctionne? Est-ce qu'il a bien compris le tarif? Est-ce que c'était parce qu'il n'avait pas de mazout? Ou est-ce que l'équipement est défectueux ou quelque chose comme ça? Qui fait en sorte qu'il consomme en période de pointe, alors qu'il devrait s'effacer normalement, comme un autre client. Et évidemment, on va lui suggérer que s'il n'a pas l'intention de fonctionner en mode biénergie, il serait préférable pour lui d'être au tarif D. Ça fait qu'on va lui... c'est le but surtout de ça.

Q. Alors, si je comprends bien vos réponses, une de mes questions ici était : est-ce que vous allez recommander à certains clients de quitter le tarif DT?

R. Bien oui, si l'équipement est défectueux, si l'équipement ne fonctionne pas, si le client n'a pas l'intention de fonctionner en mode biénergie, on va lui dire : bien il serait préférable d'être au tarif régulier.

11.1 Sur les 1 000 clients rencontrés en 2015, combien ont reçu d'abord la recommandation de passer au tarif régulier et combien ont suivi la recommandation du Distributeur?

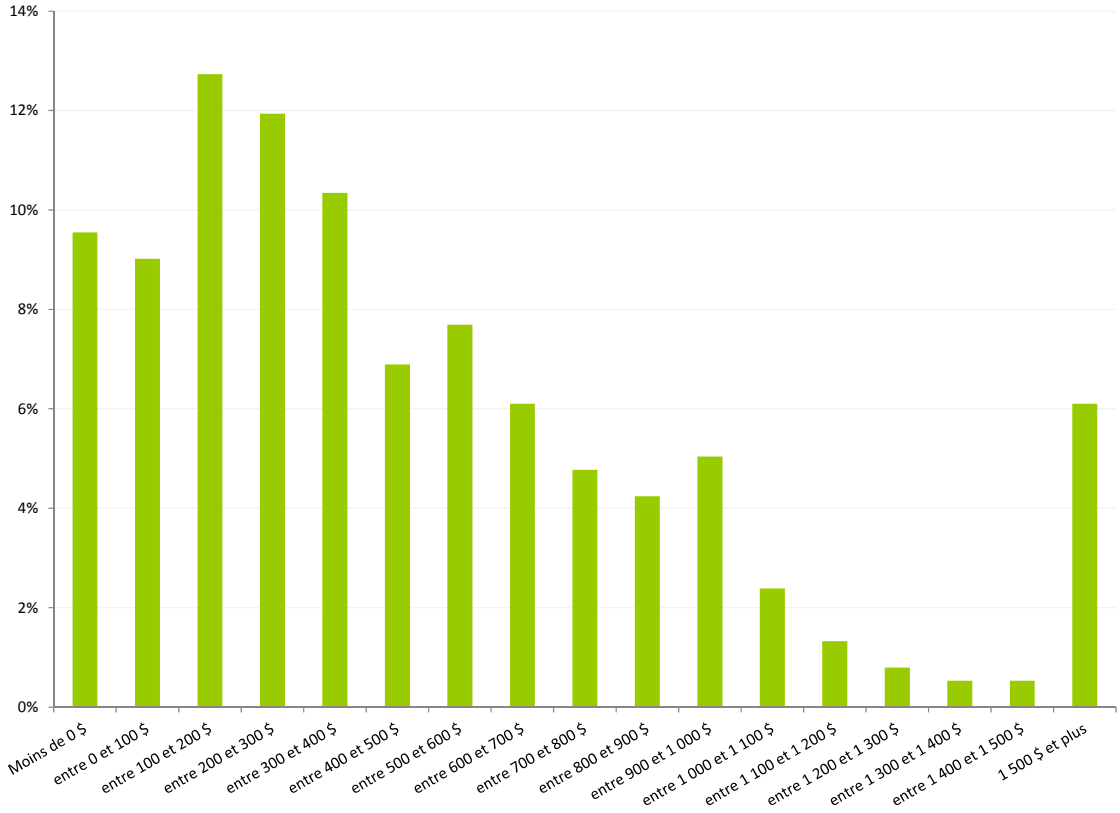
Réponse :

Sur les 895 inspections réalisées, 37 % d'entre elles ont révélé que l'installation du client ne respectait plus les conditions d'admissibilité du tarif DT. Dans ces cas, il ne s'agissait donc pas de recommander au client de passer au tarif régulier approprié à la suite de l'inspection, mais plutôt de l'informer de son passage obligatoire à celui-ci.

Aucun changement de tarif n'a été recommandé à la suite des autres inspections puisque ces dernières ont révélé que les clients disposaient toujours d'un système biénergie leur permettant de réaliser des économies au tarif DT et, conséquemment, que l'absence d'économies était plutôt le fruit d'une situation conjoncturelle. Le Distributeur sensibilise toutefois ses clients aux mesures correctives à prendre pour réaliser de nouveau des économies. Comme il demeure responsable du choix de son tarif, c'est ultimement le client qui décidera d'appliquer ces mesures ou de quitter le tarif DT.

La figure R-11.1 présente la distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients chez qui une inspection a été effectuée en 2015 et qui avaient toujours un abonnement au tarif DT en août 2016. Tous les clients ayant fait l'objet d'une inspection n'avaient pas réalisé d'économies en 2014. Or, à la suite des inspections, il est possible de constater que moins de 10 % d'entre eux ne réalisent toujours pas d'économies. Des analyses plus poussées sont toujours en cours pour en déterminer les causes.

FIGURE R-11.1 :
DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ DES CLIENTS CHEZ QUI UNE INSPECTION A ÉTÉ EFFECTUÉE EN 2015 ET QUI AVAIENT TOUJOURS UN ABONNEMENT AU TARIF DT EN AOÛT 2016



11.2 Veuillez fournir, pour la période août 2015 - août 2016 (données réelles), la distribution des gains qu'ont réalisés l'ensemble des clients au tarif DT par rapport à une facture au tarif D.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.4.

11.3 Veuillez fournir, pour la période août 2015 - août 2016 (données réelles), la distribution des gains qu'ont réalisés ceux parmi les 1 000 clients au tarif DT qui ont été rencontrés par le Distributeur qui sont restés au tarif régulier par rapport à une facture au tarif D.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

11.4 Le cas échéant, veuillez fournir, pour la période août 2015 - août 2016 (données réelles), la distribution des gains qu'ont réalisés ceux parmi les 1 000 clients au tarif DT qui ont été rencontrés par le Distributeur et qui sont restés au tarif régulier malgré la recommandation de passer au tarif D, par rapport à une facture au tarif D.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

12 Seuil de rentabilité du tarif DT

Référence

(i) R-3933-2015, HQD-19, document 15, Réponse à l'engagement no 17
(ii) HQD-4, document 2 page 11
(iii) HQD-14, document 2, page 34

Préambule

(i) Comme présenté au tableau R-30.1-A de la pièce HQD-16, document 2 (B-0077), le cas type biénergie air chaud qui s'efface complètement à la pointe (6,7 kW et 2 287 kWh) et dont 21 869 kWh consommés annuellement après effacement sont facturés au prix hors pointe, génère une rentabilité pour le Distributeur de 8 301 $ (flux des coûts évités nets des pertes de revenus sur un horizon de 20 ans). Toutefois, ce client ne serait plus rentable pour le Distributeur si sa consommation hors pointe augmentait de 62 %. (note de bas de page omise)

(ii) Aux tarifs D et DM, l'écart de -2 179 GWh découle essentiellement de la diminution de la consommation unitaire des clients résidentiels observée en 2015. Les principaux éléments de changement de comportement de la clientèle sont un déploiement accéléré des ampoules DEL, une baisse de la température de consigne des thermostats pour le chauffage des locaux électriques et une consommation unitaire plus faible qu'anticipée pour les nouveaux abonnements. Ces éléments technico-économiques ont été intégrés au modèle de prévision.

(iii) D'abord, plutôt que de l'éliminer sur une période de 9 ans comme au tarif D, le Distributeur propose d'accélérer l'élimination de la redevance au tarif DT. Ainsi, en la remplaçant sur une période de 4 ans par une facture minimale au tarif DT, les clients bénéficieront, dès le 1er avril 2017, d'une économie additionnelle annuelle avant effacement de 37 $ pour les 4 prochaines années.

Cette approche présente plusieurs avantages. Tout d'abord, une réduction fixe et uniforme du montant de la facture bénéficie à tous les clients sans égard à leur profil de consommation. Ensuite, la réduction de la redevance avantage les plus petits consommateurs pour qui elle représente une part plus importante de la facture. Enfin, l'annonce d'une baisse de facture pour un montant fixe et garanti représente un attrait indéniable sur le plan de la communication commerciale.

De plus, le Distributeur propose de geler les prix d'énergie au tarif DT au 1er avril 2017, ce qui contribuera également à une augmentation des économies pour les clients. Pour le cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2017, l'économie totale après effacement passerait ainsi de 303 $ à 379 $.

12.1 Doit-on comprendre que dans le cadre de la cause tarifaire 2016, le cas type biénergie air chaud qui s'efface complètement à la pointe (6,7 kW et 2 287 kWh) n'était plus rentable pour le Distributeur s'il consommait plus de 35 428 kWh (1,62 * 21 869 kWh) hors pointe? Veuillez corriger le calcul d'UC au besoin.

Réponse :

Le Distributeur confirme que le cas type biénergie ne serait plus rentable pour le Distributeur s'il consommait plus de 35 428 kWh hors pointe, mais réitère qu'il en est ainsi uniquement parce que l'effacement de ce client est évalué à 6,7 kW et 2 287 kWh. En effet, le seuil de consommation à partir duquel le client biénergie n'est plus rentable dépend de son niveau d'effacement en puissance et en énergie.

Comme mentionné en réponse à l'engagement n° 17 à la pièce HQD-19, document 15 (B-0156) du dossier R-3933-2015, ce n'est ni le niveau d'économie réalisée sur la facture d'électricité, ni le niveau de la consommation annuelle du client DT, ni même le niveau et la proportion de la consommation facturée hors pointe qui détermine si le client biénergie est rentable pour le Distributeur. Un client biénergie demeure rentable si le coût évité associé à son effacement est supérieur à la perte de revenus liée à sa facturation au tarif DT plutôt qu'au tarif D. Ainsi, un client biénergie dont l'effacement est dix fois supérieur à celui du cas type pourrait consommer jusqu'à 354 000 kWh hors pointe et réaliser une économie importante sur sa facture d'électricité tout en étant toujours rentable pour le Distributeur.

12.2 À titre indicatif, combien de clients au tarif DT ont consommé plus de 35 428 kWh hors pointe (ou donnée corrigée de la question précédente) en 2015?

Réponse :

Compte tenu que le nombre de kWh consommé en période hors pointe n'est pas un indicateur de la rentabilité du client pour le Distributeur, cette analyse n'est pas pertinente.

12.3 Le Distributeur entend-il mettre à jour les paramètres de consommation pointe/hors pointe de son cas type biénergie pour tenir compte de la diminution de la consommation constatée chez es autres clients du domestique telle que précisée à la référence ii.?

Réponse :

Non. La proportion de la consommation pointe/hors pointe du cas type biénergie est déjà mise à jour lors de la révision annuelle du cas type pour tenir compte de la normale climatique ajustée pour le réchauffement climatique.

12.4 Veuillez indiquer à partir de quel seuil de consommation hors pointe le cas type biénergie air chaud qui s'efface complètement à la pointe (6,7 kW et 2 287 kWh) ne serait plus rentable pour le Distributeur si la Régie accepte la stratégie qu'il propose pour le tarif DT et indiquer combien de clients au tarif DT ont consommé plus que ce seuil en 2015.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1.

13 Promotion de la facture Internet

Référence

(i) http://nouvelles.hydroquebec.com/communiques-de-presse/1103/hydro-quebec-versera-3-a-centraide-pour-chaque-nouvelle-inscription-a-la-facture-internet/

Préambule

(i) Montréal, 6 septembre 2016

Communiqué de presse

Hydro-Québec versera 3 $ à Centraide pour chaque nouvelle inscription à la Facture Internet

Hydro-Québec lance une campagne de promotion pour encourager ses clients à s'inscrire à la Facture Internet et, par le fait même, soutenir une bonne cause. Du 6 septembre au 6 décembre 2016, Hydro-Québec remettra 3 $ au Centraide de la région des clients qui opteront pour la Facture Internet. De plus, une Chevrolet Volt sera tirée parmi ces clients et ceux qui sont déjà inscrits à ce service.

13.1 Veuillez préciser comment seront récupérés les coûts associés à la promotion dont il est question au préambule.

Réponse :

Les coûts associés à la promotion, non intégrés dans les tarifs 2016, seront assumés par le Distributeur à même ses charges d'exploitation de l'année. Par ailleurs, cette promotion permettra de générer des économies liées aux frais de courrier à la suite du passage des clients à la facture Internet.

14 Électrification du transport collectif

Références

(i) HQD-8, document 1 (B-0027), page 16

(ii) http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiques-de-presse/956/le-circuit-electrique-ajoute-un-nouveau-tarif-horaire-pour-mieux-repondre-aux-besoins-de-ses-utilisateurs/

Préambule

(i) Électrification du transport collectif
Le Distributeur maintient sa participation active à titre de partenaire aux études de faisabilité et aux différents projets pilotes dans le domaine de l'électrification du transport collectif.

(ii) Le Circuit électrique est le plus important réseau de recharge public du Québec. Il demeure une initiative majeure dans le déploiement de l'infrastructure nécessaire pour soutenir l'arrivée des véhicules électriques rechargeables au Québec. Le réseau compte près de 600 bornes de recharge publiques, dont 29 bornes rapides, déployées dans 16 régions du Québec.

14.1 Au regard des références citées, veuillez indiquer si le « Circuit électrique » fait partie des initiatives dont les coûts sont inclus sous le vocable « Électrification du transport collectif ».

Réponse :

Non. Le Circuit électrique ne fait pas partie des initiatives incluses dans l'élément spécifique Électrification du transport collectif.

14.2 Est-ce que le Distributeur contribue à des investissements destinés au transport collectif électrique? Si oui veuillez indiquer les montants associés pour l'année historique, de base et l'année témoin, et indiquer sous quel poste comptable le

Distributeur se retrouvent ces montants. Si non, qui défraie les coûts des infrastructures du « Circuit électrique »?

Réponse :

La politique énergétique actuelle du gouvernement du Québec fait état d'une participation technique et financière d'Hydro-Québec dans la mise en place des infrastructures et équipements nécessaires à l'électrification du transport collectif. Toutefois, les changements législatifs nécessaires à la mise en œuvre de cette politique n'ont pas été effectués à ce jour. Conséquemment, le Distributeur n'a prévu aucun investissement destiné au transport collectif dans le présent dossier.

Les coûts liés aux infrastructures du Circuit électrique ne font pas partie des activités du Distributeur.

14.3 Qu'elle est la méthode de répartition de coût utilisée pour répartir les coûts liés à l'« Électrification du transport collectif » mentionnée à la référence (i) ?

Réponse :

Les coûts associés aux études de faisabilité et aux différents projets pilotes dans le domaine de l'électrification du transport collectif sont imputés à la sous-fonction Activités corporatives de la fonction Autres. Les charges de la sous-fonction Activités corporatives sont par la suite réattribuées à l'ensemble des autres fonctions, au prorata des Imputations et déversements. Par la suite, la répartition par catégories de consommateurs se fait selon le facteur propre à chacune des fonctions.

14.4 Le cas échéant, quelle est la méthode de répartition de coût utilisée pour les investissements destinés à satisfaire l'Électrification du transport collectif?

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.

15 Frais de gestion et d'ouverture du dossier

Référence
(i) HQD 11, document 1 (B-0044), page 4.

Préambule

(i) Frais de gestion et d'ouverture de dossier
Les frais de gestion et d'ouverture de dossier s'élèvent à 9,8 M$ pour l'année témoin 2017, en baisse de 5,4 M$ par rapport au montant reconnu pour 2016. Cette baisse découle des modifications proposées par le Distributeur aux frais liés au service d'électricité dans le cadre de sa demande relative à la modification des Conditions de service d'électricité et aux frais afférents d'Hydro-Québec. En effet, le Distributeur propose dans cette demande de ne plus facturer aux clients les demandes d'abonnement faites par l'entremise du Web ou au moyen de la réponse vocale interactive et de facturer des frais de 25 $ aux clients qui effectueront leurs demandes par tout autre moyen qui implique l'intervention d'un représentant. Actuellement, le Distributeur applique des frais d'ouverture de dossier de 50 $ ou, dans le cas d'un changement au dossier, des frais de gestion de 20 $.

15.1 La diminution des frais de gestion et d'ouverture de dossier fait-elle présentement l'objet d'un projet-pilote? Si oui, veuillez donner des références au dit projet.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Il en a d'ailleurs informé la Régie dans sa correspondance du 8 avril 2016 (pièce B-0021 du dossier R-3964-2016) dans le cadre du dossier de la révision des conditions de service et de ses frais afférents, cette demande impliquant des modifications aux frais applicables. Dans sa correspondance, le Distributeur mentionnait, entre autres, à la Régie qu'il allait déposer les résultats de ce projet-pilote dans le cadre du dossier R-3964-2016 plutôt que dans son rapport annuel déposé à la Régie.

15.2 Veuillez conformer le fait que le manque à gagner de 5,4 M$ découlant de la tarification proposée est récupéré dans les tranches d'énergie (ou la redevance d'abonnement) dans la présente demande.

Réponse :

Le Distributeur confirme que la baisse de 5,4 M$ des Autres revenus est récupérée via la hausse de tarifs applicable à l'ensemble de la clientèle.

15.3 Si la Régie devait refuser les modifications proposées dans le dossier R-3964, veuillez confirmer alors que le Distributeur réaliserait un trop-perçu de 5,4 M$, car ce montant serait maintenant récupéré dans les tranches d'énergie et par la tarification spécifique à l'usager (50 $ pour les frais d'ouverture, et 25 $ pour les frais de gestion) en cas de refus de la Régie.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. Par ailleurs, le mécanisme de partage des écarts de rendement sera applicable à compter de l'année 2017.

16 Frais d'administration

Références
(i) HQD 11, document 1 (B-0044), page 4.
(ii) R-3933-2015, N.S., Audience du 7 décembre 2015, page 59.

Préambule
(i) TABLEAU 1 : REVENUS AUTRES QUE VENTES D'ÉLECTRICITÉ (M$)
(ii) Pour deux mille quatorze (2014), les frais « d'admin » qui étaient... les frais d'administration inclus dans la dépense de mauvaises créances étaient de l'ordre de treize virgule cinq millions (13,5 M$) sur cent deux millions (102 M$).

16.1 En regard de la référence (i), le montant de 48,4 M$ indiqué en frais d'administration pour l'année témoin 2017, représente-t-il le montant que le Distributeur prévoit percevoir ou le montant qu'il prévoit facturer en frais d'administration en 2017? Autrement, que représente ce montant?

Réponse :

Le montant de 48,4 M$ représente ce que le Distributeur prévoit facturer à titre de revenus de frais d'administration en 2017.

Le montant qui sera perçu par le Distributeur à ce titre pour l'année témoin 2017 suivra le processus habituel de perception des comptes à recevoir. Le Distributeur tient à souligner qu'il n'effectue pas de prévision des montants à percevoir à titre de revenus de frais d'administration pour l'année témoin.

Le Distributeur tient également à préciser que les coûts associés aux services à la clientèle et à la gestion des comptes en souffrance sont quant à eux compris dans les revenus requis du Distributeur.

16.2 Veuillez donner les montants des frais d'administration pour l'année témoin 2017 que le Distributeur prévoit facturer, et le montant que le Distributeur prévoit percevoir.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1.

16.3 Est-ce que des frais d'administrations facturés en 2016 (ou une année antérieure) peuvent faire partie de la prévision de 48,4 M$ pour l'année témoin de 2017? Le cas échéant, veuillez indiquer les montants des frais d'administration que le Distributeur prévoir percevoir en 2017, mais qui ont ou auront été facturés en 2016 ou une année antérieure.

Réponse :

Les revenus de frais d'administration facturés en 2016 (ou lors d'une année antérieure) ne font pas partie de la prévision de 48,4 M$ de l'année témoin 2017.

La prévision des revenus de frais d'administration de 48,4 M$ pour l'année témoin 2017 a été établie par le Distributeur selon la prévision de l'année de base 2016, laquelle est basée sur l'évolution des comptes à recevoir de l'année historique. Cette prévision a été par la suite ajustée de la variation de la prévision des ventes de 2017 par rapport à 2016.

Le Distributeur a également tenu compte de la modification au 1er avril 2017 de la date d'application des revenus de frais d'administration sur les factures en retard de paiement. En effet, à compter de cette date, ces frais seront calculés à partir de la date d'échéance de la facture plutôt qu'à partir de la date de facturation, conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2016-033[4]. Cette modification a pour effet d'abaisser la prévision des revenus de frais d'administration de 7,3 M$ pour l'année témoin 2017.

16.4 Veuillez décrire le processus de prévision par lequel le Distributeur en arrive à sa prévision de 48,4 M$ ou donnez une référence à cet effet.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.3.

16.5 En regard de la référence (ii), veuillez indiquer le montant des frais d'administration inclus dans la dépense de mauvaises créances pour l'année 2015.

Réponse :

Les revenus de frais d'administration facturés par le Distributeur en 2015 ou avant n'ayant pu être récupérés auprès des clients représentent un montant de l'ordre de 14 M$ en 2015. Ce montant est compris dans la dépense de mauvaises créances de l'année 2015 de 93,1 M$ (après reclassement du rabais sur ventes pour la clientèle à faible revenu).

16.6 Veuillez donner une estimation des frais d'administration qui seront récupérés sous le poste de la dépense de mauvaises créances pour l'année témoin 2017.

[4] Décision D-2016-033, paragraphe 783.

Réponse :

Le Distributeur ne prévoit pas récupérer les montants inclus sous le poste de la dépense de mauvaises créances. Les revenus de frais d'administration facturés, au même titre que les ventes d'électricité n'ayant pu être recouvrées auprès des clients, vont se retrouver dans la dépense de mauvaises créances.

16.7 Au réel, lorsque le Distributeur présente les données historiques relatives aux frais d'administration dans le document « Revenus autres que les ventes d'électricité », est-ce que ceux-ci incorporent les montants récupérés sous le poste de la dépense de mauvaises créances?

Réponse :

Les revenus de frais d'administration inclus dans les Revenus autres que les ventes d'électricité représentent les montants facturés par le Distributeur. Ces revenus autres ainsi que les ventes d'électricité permettent au Distributeur de récupérer son coût de service, soit ses revenus requis.

Voir également la réponse à la question 16.6.

16.8 De manière générale les montants de la dépense de mauvaises créances peuvent être associés à une charge réelle de la part du Distributeur. Par exemple, dans le cas où l'électricité consommée n'a pas été payée, parmi les charges réelles qui peuvent être associées se retrouvent les achats d'électricité, les achats de service de transport, le service à la clientèle, etc. À quelle charge réelle peut-on associer les frais d'administration inclus dans les mauvaises créances?

Réponse :

Les revenus de frais d'administration perçus permettent au Distributeur d'absorber une partie des coûts associés à ses activités de recouvrement et de couvrir les frais de financement des sommes impayées. Ces frais ne servent pas à offrir un moyen de financement mais constituent plutôt un incitatif au paiement des factures d'électricité à échéance.

16.9 En regard de la référence (ii), veuillez confirmer que le fait que si les frais d'administration des années 2014 et antérieures avaient été de 28,8 % (au lieu de 14,4 %, soit exactement le double), le montant des frais d'administration inclus au réel dans la dépense de mauvaises créances pour l'année 2014 auraient été de 27,0 M$ (soit exactement le double des 13,5 M$ mentionnés dans la partie (ii) du préambule), sous l'hypothèse que l'augmentation du taux des frais d'administration n'ait pas provoqué de difficultés additionnelles au paiement de la facture des clients. Veuillez commenter.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas développé un tel scénario hypothétique qui en outre dépasse le cadre du présent dossier.

17 Interruptions de service

Référence
(i) Conditions de service d'électricité, page 29.

Préambule
(i) Hydro-Québec peut également refuser de fournir ou de livrer de l'électricité ou en interrompre le service ou la livraison dans les cas suivants : 1º le client ne paie pas sa facture à échéance ou ne se conforme pas aux conditions d'une entente de paiement;

17.1 Combien d'interruptions de service ont été réalisées auprès de la clientèle résidentielle lors de l'année historique 2015 et depuis le 1er avril 2016 (au 30 septembre 2016)? Veuillez distinguer les cas où l'interruption s'est faite à distance de ceux pour lesquels l'interruption s'est faite suite au déplacement d'un employé du Distributeur.

Réponse :

Les tableaux R-17.1-A et R-17.1-B présentent respectivement le nombre de clients résidentiels dont le service a été interrompu et le nombre d'interruptions de service pour la clientèle résidentielle pour les années 2015 et 2016 (au 30 septembre) selon que l'interruption s'est effectuée à distance (avec compteur communicant) ou à la suite du déplacement d'un employé du Distributeur (sans compteur communicant).

TABLEAU R-17.1-A :
NOMBRE DE CLIENTS RÉSIDENTIELS DONT LE SERVICE A ÉTÉ INTERROMPU

	Année historique 2015 au 31 déc.	Année de base 2016 au 30 sept.
Avec compteur communicant	**49 980**	**42 484**
Sans compteur communicant	**6 217**	**2 136**

TABLEAU R-17.1-B :
NOMBRE D'INTERRUPTIONS DE SERVICE (CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE)

	Année historique 2015 au 31 déc.	Année de base 2016 au 30 sept.
Avec compteur communicant	**54 273**	**47 224**
Sans compteur communicant	**6 457**	**2 239**

18 Comptes à recevoir

Référence
(i) R-3854-2013, B-0156, Engagement 6.

Préambule
(i) R-3854-2013, B-0156, Engagement 6.

18.1 Veuillez fournir les données au trente (30) avril et au trente (30) septembre deux mille quinze (2015) ainsi qu'au (30) avril et au trente (30) septembre deux mille seize (2016) selon le même niveau de détail que les tableaux E-6-A, E-6-B, E-6-C mentionnés à la référence (ii). Veuillez également expliquer les écarts importants entre l'année historique deux mille quinze (2015) et l'année 2016.

Réponse :

Les tableaux R-18.1-A, R-18.1-B et R-18.1-C présentent respectivement, par groupes d'âge, les comptes à recevoir totaux, les comptes à recevoir de la clientèle résidentielle et les comptes à recevoir de la clientèle commerciale et affaires, aux dates demandées par l'intervenant.

TABLEAU R-18.1-A :
ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR TOTAUX (M$)

	Année 2015 au 30 avril	Année 2015 au 30 septembre	Année 2016 au 30 avril	Année 2016 au 30 septembre
0-30 jours	682	536	637	466
31-120 jours	238	107	185	98
121 jours et +	453	470	384	385
Total	**1 373**	**1 113**	**1 206**	**949**

TABLEAU R-18.1-B :
ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR DE LA CLIENTÈLE RÉSIDENTIELLE (M$)

	Année 2015 au 30 avril	Année 2015 au 30 septembre	Année 2016 au 30 avril	Année 2016 au 30 septembre
0-30 jours	494	384	445	287
31-120 jours	216	93	165	83
121 jours et +	432	448	364	363
Total	**1 142**	**925**	**974**	**732**

TABLEAU R-18.1-C :
ÉVOLUTION PAR GROUPES D'ÂGE DES COMPTES À RECEVOIR DE LA CLIENTÈLE COMMERCIALE ET AFFAIRES (M$)

	Année 2015 au 30 avril	Année 2015 au 30 septembre	Année 2016 au 30 avril	Année 2016 au 30 septembre
0-30 jours	188	152	192	180
31-120 jours	22	14	20	15
121 jours et +	21	22	20	22
Total	**231**	**188**	**232**	**217**

L'écart entre le 30 avril 2016 et le 30 avril 2015 des comptes à recevoir totaux est expliqué majoritairement par les comptes à recevoir de la clientèle résidentielle.

- **L'écart pour le groupe d'âge 0-30 jours s'explique par :**
  - **La baisse de la révision annuelle des clients inscrits au mode de versements égaux (MVE) en 2015. L'étalement du solde relié à la révision annuelle des MVE demeure dans le groupe d'âge 0-30 jours pendant 12 mois. Comme mentionné en réponse à la question 5.1 de la demande de renseignements n^{o} 2 de UC à la pièce HQD-16, document 9.1 (B-0086) du dossier R-3933-2015, les ajustements aux mensualités MVE calculés lors de l'exercice de révision 2015 se sont avérés moins importants qu'en 2014.**
  - **La baisse des ventes de la clientèle résidentielle en raison principalement des températures plus chaudes de l'hiver 2015-2016.**

- **L'écart pour le groupe d'âge 31-120 jours s'explique également en majeure partie par la baisse des ventes de la clientèle résidentielle en raison des températures plus chaudes de l'hiver 2015-2016.**
- **L'écart pour le groupe d'âge 121 jours et plus s'explique par une radiation de 72 M$ de certains comptes à recevoir de 300 jours et plus, entièrement provisionnés et n'ayant pas d'impact sur la DMC.**

L'écart entre le 30 septembre 2016 et le 30 septembre 2015 des comptes à recevoir totaux est également expliqué majoritairement par les comptes à recevoir de la clientèle résidentielle.

- **L'écart pour le groupe d'âge 0-30 jours s'explique par la baisse de la révision annuelle des clients inscrits au mode de versements égaux (MVE) en 2016. Les ajustements aux mensualités MVE calculés lors de l'exercice de révision 2016 se sont avérés moins importants qu'en 2015.**
- **L'écart pour le groupe d'âge 121 jours et plus s'explique par une radiation de 73,4 M$ de certains comptes à recevoir de 300 jours et plus entièrement provisionnés.**

19 Suivi des mesures visant à soutenir les ménages à faible revenu

Référence
(i) HQD-15, document 1 (B-0056), page 7.

Préambule
(i) Ainsi en 2016, le Distributeur a jeté les bases lui permettant de réaliser un projet pilote afin de tester le modèle d'affaires en collaboration avec le BEIÉ et en consultation auprès des organismes communautaires. Pour ce faire, il a lancé en 2016 un appel de propositions afin de trouver un coordonnateur et un appel de candidatures pour des agents d'accompagnement budgétaire pour la réalisation de ce projet pilote.

19.1 Le Distributeur compte-t-il toujours aller de l'avant avec le projet-pilote?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 55.1 et 55.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

19.2 Veuillez indiquer quel est le budget prévu pour le centre d'accompagnement pour l'année témoin 2017.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 55.1 et 55.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-16, document 1.2.

20 Interfinancement et aléas climatiques

Référence
(i) HQD-12, document 3, (B-0047), page 15.
(ii) HQD-3, document 3, (B-0016), page 6.

Préambule
(i) Tableau 8B
(ii) Profitant des impacts climatiques plus favorables, le Distributeur propose de récupérer exceptionnellement, dans les revenus requis de 2017, la totalité des soldes du compte de nivellement pour aléas climatiques, de manière à réduire la pression tarifaire pour les prochaines années.

20.1 Veuillez refaire le tableau 8B de la partie (i) du préambule, en prenant pour hypothèse que le compte pour aléas climatiques soit disposé selon les modalités de disposition en vigueur, plutôt que selon la proposition exceptionnelle du Distributeur mentionné en partir (ii) du préambule.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-16, document 2.