

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ RELATIVE À LA DEMANDE D'APPROBATION
D'UN PROGRAMME POUR LA CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES ÉQUIPEMENTS FONCTIONNANT AU
MAZOUT OU AU PROPANE DANS LES MARCHÉS COMMERCIAL, INSTITUTIONNEL ET INDUSTRIEL**

Modalités de participation

1. **Références :** (i) Pièce [B-0018](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 10;
(iii) Pièce [B-0013](#), Guide du participant, p. 13.

Préambule :

(i) « Le coût d'investissement associé à des équipements électriques de chauffage plus performants (par exemple, des thermopompes air-air ou des systèmes géothermiques) est souvent plus important que pour des équipements conventionnels. Or, la consommation électrique admissible (CEA) de projets comprenant de tels équipements performants sera forcément inférieure à celle d'équipements conventionnels, ce qui réduira l'appui financier auquel auront droit les clients. Toutefois, ces équipements performants sont admissibles à un appui financier dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur, ce qui permet de supporter une partie des coûts additionnels associés à ces équipements.

De même, l'OMA n'est pas un frein à la mise en place d'équipements performants, puisqu'elle est basée sur la consommation additionnelle due à leur présence.

La complémentarité du Programme et des mesures de soutien à l'efficacité énergétique du Distributeur, conjuguée à la réduction des coûts d'énergie pour le client découlant de l'usage d'équipements performants, favorise donc l'installation de tels équipements. Le Distributeur apportera tout son support aux clients souhaitant installer des équipements électriques plus efficaces afin de faciliter leur participation aux différents programmes. »

(ii)

**TABLEAU 1 :
CAS TYPES UTILISÉS POUR CALIBRER L'APPUI FINANCIER**

Vocation	Cons. de mazout (litres/an)	kWh éq./an	Économies annuelles ¹	Invest. moyen ²	Appui financier ³	PRI (ans)	Appui effectif ¢/kWh
École primaire	34 378	259 660	3 890 \$	65 000 \$	38 949 \$	6,7	15
Édifice à bureaux (4 000 m ²)	41 477	313 278	4 930 \$	65 000 \$	46 992 \$	3,7	15
Édifice à bureaux (9 400 m ²)	82 956	626 563	11 055 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,2	12
Bâtiment industriel	105 066	793 560	12 230 \$	97 500 \$	73 125 \$	2,0	9

¹ Basé sur un prix du mazout de 75 ¢/litre et sur les tarifs d'électricité applicables.

² Coût d'investissement moyen (dépenses admissibles), basé sur la puissance des équipements. Ce coût peut varier d'un projet à l'autre.

³ Établi selon le moindre entre 15 ¢/kWh de consommation électrique admissible et 75 % des dépenses admissibles.

(iii) Le Distributeur précise les appuis financiers complémentaires d'Hydro-Québec qui sont aussi disponibles pour le participant, soit : les programmes Bâtiments et Systèmes industriels et le programme Gestion de la demande de puissance (GDP).

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer qu'il est possible de cumuler l'appui financier prévu par le présent programme de conversion, qui s'établit à 15 ¢/kWh ou à 75 % des dépenses admissibles, et l'aide prévue par les programmes cités à la référence (iii).

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme qu'il est possible de cumuler les appuis financiers**
2 **des programmes, sous réserve des limites imposées par les modalités de ces**
3 **programmes.**

4 **Le Distributeur souligne toutefois que les sommes reçues en vertu du**
5 **programme *GDP Affaires* ne sont pas visées par ces limites puisqu'elles ne**
6 **visent pas à couvrir le coût d'un équipement.**

1.2 Veuillez démontrer la complémentarité du programme de conversion et des mesures à l'efficacité énergétique du Distributeur pour inciter la conversion vers des équipements plus efficaces, notamment en donnant un exemple détaillé des appuis financiers disponibles d'un cas de conversion vers des équipements :

a) tout à l'électricité par résistance électrique;

Réponse :

7 **Dans le cas d'un équipement standard, le projet est seulement admissible à**
8 **l'appui financier du programme *Conversion à l'électricité* (le Programme).**

9 **Dans le cas de la conversion vers un équipement électrique efficace (par**
10 **exemple, un système géothermique), le projet est admissible à l'appui**
11 **financier du Programme mais aussi à celui des programmes *Bâtiments* ou**
12 ***Systèmes industriels*. Ce dernier est basé sur la réduction de la**
13 **consommation entre l'équipement standard et l'équipement efficace.**

14 **Prenons pour exemple un projet de conversion où la consommation d'une**
15 **chaudière électrique atteindrait 500 000 kWh alors que celle d'un système**
16 **géothermique serait de 200 000 kWh. Si le client optait pour une chaudière**
17 **électrique, il recevrait un appui financier du Programme sur la base de la**
18 **consommation additionnelle de 500 000 kWh. Par contre, un système**
19 **géothermique serait admissible à un appui financier du Programme basé sur**
20 **une consommation de 200 000 kWh mais également à un appui financier dans**
21 **le cadre du programme *Bâtiments*, basé sur une économie d'énergie de**
22 **300 000 kWh (soit la différence de consommation entre la chaudière électrique**
23 **et le système géothermique). De plus, dans un tel cas, le client profiterait**

1 également d'une réduction importante de sa facture énergétique, et ce, sur
2 toute la durée de vie de l'équipement efficace, ce qui accroît encore davantage
3 l'intérêt d'opter pour cette solution.

4 Par ailleurs, quel que soit le choix de système retenu par le client, ce dernier
5 serait également loisible de participer au programme *GDP Affaires* et recevoir
6 l'appui financier prévu.

b) performants pour lesquels il y aurait une application complémentaire de tous les programmes disponibles (ex. : ceux de la référence (iii)).

Réponse :

7 Voir la réponse à la question 1.2-a.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), tableau 1, p. 10;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 15;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0018](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0018](#), p. 8.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente des cas types utilisés pour calibrer l'appui financier.
- (ii) Le Distributeur mentionne que tous les cas types utilisés pour estimer les revenus additionnels sont assujettis au tarif M.
- (iii) Le Distributeur précise que les clients assujettis aux contrats spéciaux sont admissibles au programme et que ces projets seront analysés individuellement afin de s'assurer qu'ils satisfont au critère de rentabilité.
- (iv) « [...] *l'admissibilité des clients d'un réseau municipal est conditionnelle à la conclusion d'une entente à cet effet entre ce réseau et le Distributeur. De telles ententes n'existent pas pour le moment.* »
- (v) « *Puisque la participation des clients assujettis à d'autres tarifs que le tarif M devrait être marginale, l'impact de ces clients sur la rentabilité globale du Programme ne serait pas significatif.*

Il est plus difficile d'établir des cas types pour des clients au tarif L, compte tenu de la grande diversité des procédés industriels. Toutefois, le ratio entre la consommation et le montant de l'investissement est généralement plus important pour les équipements industriels que pour les équipements de chauffage des bâtiments, compte tenu de leur plus grand nombre d'heures d'utilisation. En conséquence, pour les procédés industriels, l'appui financier atteint généralement le plafond de 75 % des dépenses admissibles. Ceci a pour effet de réduire l'appui financier unitaire, exprimé en €/kWh. Quelques simulations ont été réalisées et ont

permis de confirmer cette hypothèse. On peut donc en conclure que la participation de clients au tarif L aurait un effet positif sur la rentabilité globale du Programme, et ce, même si le revenu unitaire de ces clients est généralement inférieur à celui au tarif M. »

La Régie comprend que le calibrage de l'appui financier et les analyses économique et financière se sont faites considérant uniquement des clients au tarif M.

La Régie constate que des clients assujettis à un autre tarif que le tarif M seraient admissibles au Programme, mais que le Distributeur ne dépose pas d'analyses économique et financière pour ces derniers.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie faite en conclusion du préambule.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

2.2 Veuillez démontrer la rentabilité du Programme pour les clients des réseaux municipaux, considérant que les réseaux municipaux paient le tarif L.

Réponse :

2 **Le Distributeur rappelle que les réseaux municipaux sont assujettis au**
3 **tarif LG.**

4 **L'analyse économique n'a pas été effectuée pour les clients des réseaux**
5 **municipaux. Toutefois, lors de l'élaboration des ententes avec ces réseaux, le**
6 **Distributeur s'assurera d'y inclure les dispositions requises, lesquelles**
7 **devront être déterminées entre les parties, afin de garantir la rentabilité du**
8 **Programme pour le Distributeur en cas de participation de ces clients.**

2.3 Veuillez décrire les conditions entourant l'analyse individualisée des projets des clients aux contrats spéciaux qui apparaîtront au guide du participant.

Réponse :

9 **L'offre du Distributeur pour les clients avec contrats spéciaux sera faite après**
10 **analyse du projet au moyen du test de neutralité tarifaire, réalisé sur la base**
11 **du tarif réglementé auquel seraient assujetties les ventes additionnelles pour**
12 **ce client. Si le projet est rentable pour le Distributeur, l'ensemble des**
13 **modalités du Programme s'appliqueront.**

14 **Le calcul de la consommation d'électricité admissible pour les projets soumis**
15 **par ces clients sera faite selon l'approche détaillée (section 3.2 du Guide du**
16 **participant).**

2.4 Veuillez préciser si les projets des clients assujettis au tarif L seront analysés individuellement, considérant la difficulté d'établir des cas-types pour ces clients.

Réponse :

1 **Les analyses pour les clients au tarif L ont servi à démontrer que l'appui**
2 **financier est toujours limité à 75 % du coût de l'équipement et permet de**
3 **respecter les critères de rentabilité. Ceci justifie le choix du Distributeur de ne**
4 **pas réaliser d'analyse individuelle des projets des clients assujettis à ce tarif,**
5 **tout comme pour les autres clients qui souscriront au Programme. Cette**
6 **façon de procéder est usuelle et permet de maintenir une gestion et un**
7 **traitement simples et moins coûteux des dossiers.**

2.5 Dans l'affirmative, veuillez commenter la possibilité de préciser, à même le guide du participant, les conditions entourant cette analyse individualisée et déposer une proposition de texte en ce sens.

Réponse :

8 **Sans objet.**

Analyses économique et financière

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0018](#), tableaux 4 et 6, p. 17 et 18;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 16;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 8;
 - (iv) Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), tableau A-3, p. 14;
 - (v) Grille des tarifs d'électricité en vigueur au 1^{er} avril 2017 :
http://www.regie-energie.qc.ca/consommateur/Tarifs_CondServices/HQD_GrilleTarifs2017.pdf

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente, aux tableaux 4 et 6 :
 - a. les revenus additionnels prévus, en précisant les prix unitaires associés sur la période de 10 ans.
 - b. Les coûts d'approvisionnement additionnels, en précisant les coûts unitaires associés sur la période considérée.

(milliers de \$)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle (GWh/an)	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels prévus	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
en ¢/kWh	8,84	9,02	9,20	9,39	9,57	9,76	9,96	10,16	10,36	10,57	10,78
Coûts d'approvisionnement additionnels	4 093	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002
en ¢/kWh	6,02	6,13	6,25	6,38	6,50	6,63	6,76	8,88	9,05	9,23	9,41
Amortissement de l'appui financier (10 ans)	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604
Coûts d'exploitation programme	220	508	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111
Dépenses totales	4 925	25 055	27 462	27 759	28 063	28 376	28 698	35 764	36 238	36 725	36 717
Rémunération de l'avoir de l'actionnaire	140	822	1 292	1 145	998	852	705	558	411	264	125
Impact sur revenus requis	(953)	(4 797)	(2 533)	(3 010)	(3 490)	(3 975)	(4 464)	1 778	1 415	1 049	183

(ii) « Les coûts d'approvisionnement additionnels en électricité sont basés sur les coûts évités. Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités sont ceux présentés au dossier R-3980-2016. Ces coûts sont reproduits au tableau 3.

TABLEAU 3 : COÛTS ÉVITÉS (\$ 2016)

Coûts évités en puissance	2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver À partir de 2024 : 108 \$ kW-hiver
Coûts évités en énergie	Été : 2,8 ¢/kWh Hiver : 6,3 ¢/kWh

(iii) « Puisque la participation des clients assujettis à d'autres tarifs que le tarif M devrait être marginale, l'impact de ces clients sur la rentabilité globale du Programme ne serait pas significatif.

(iv) Le Distributeur fournit les coûts évités applicables aux clients du tarif M :

**TABLEAU A-3 :
COÛT ÉVITÉ PAR USAGES – CLIENTS AU TARIF M
EN ¢/KWH DE 2017**

	Annuité constante ¹ (10 ans)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<i>Chauffage des locaux</i>	10,90	8,23	8,39	10,99	11,21	11,43	11,66	11,89	12,13	12,37	12,62
<i>Fourniture - Transport</i>	8,62	6,13	6,25	8,81	8,98	9,16	9,34	9,53	9,72	9,91	10,11
<i>Transport - Charge locale</i>	1,67	1,54	1,57	1,60	1,64	1,67	1,70	1,74	1,77	1,81	1,84
<i>Distribution</i>	0,61	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,62	0,63	0,64	0,65	0,67
<i>Tous les usages (sans chauffe)</i>	7,16	5,71	5,82	7,14	7,28	7,42	7,57	7,71	7,86	8,02	8,17
<i>Fourniture - Transport</i>	6,07	4,70	4,79	6,09	6,21	6,33	6,46	6,58	6,71	6,84	6,97
<i>Transport - Charge locale</i>	0,80	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
<i>Distribution</i>	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32
<i>Tous les usages</i>	7,16	5,71	5,82	7,14	7,28	7,42	7,57	7,71	7,86	8,02	8,17
<i>Fourniture - Transport</i>	6,07	4,70	4,79	6,10	6,21	6,33	6,46	6,58	6,71	6,84	6,97
<i>Transport - Charge locale</i>	0,80	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87	0,88
<i>Distribution</i>	0,29	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29	0,30	0,30	0,31	0,31	0,32
<i>Hors pointe</i>	3,57	3,28	3,33	3,44	3,50	3,57	3,63	3,70	3,76	3,83	3,90
<i>Fourniture - Transport</i>	3,57	3,28	3,33	3,44	3,50	3,57	3,63	3,70	3,76	3,83	3,90
<i>Transport - Charge locale</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>Distribution</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

¹ Note : Le taux d'actualisation nominal utilisé est de 5,248 %.

(v) La grille des tarifs présente le tarif M ainsi :

Article 1 ^{er} avril 2016	Article 1 ^{er} avril 2017	Tarif	Description	Prix 1 ^{er} avril 2016	Prix 1 ^{er} avril 2017	Variation 1 ^{er} avril 2017
4.2	4.2	M	Prime de puissance	14,37 \$	14,43 \$	0,4%
			210 000 premiers kWh par mois	4,93 ¢	4,97 ¢	0,8%
			Reste de l'énergie	3,66 ¢	3,69 ¢	0,8%
			Minimum par mois - monophasée	12,33 \$	12,33 \$	0,0%
			Minimum par mois - triphasée	36,99 \$	36,99 \$	0,0%

Demandes :

3.1 Veuillez présenter le détail et les sources des données de la référence (i) menant :
3.1.1. Au coût unitaire considéré pour évaluer les coûts d'approvisionnement additionnels.

Réponse :

1 **Les coûts d'approvisionnement additionnels sont des coûts évités et ont été**
2 **calculés en appliquant la méthodologie approuvée¹ et utilisée dans les**
3 **précédents dossiers tarifaires.**

4 **Pour les fins des analyses du Programme, le Distributeur a calculé des coûts**
5 **évités spécifiques à chacun des cas types, pour tenir compte du profil de la**
6 **consommation additionnelle découlant de la conversion des équipements du**
7 **mazout à l'électricité.**

¹ Pour la méthodologie de calcul des coûts évités, voir l'annexe A de la pièce HQD-15, document 2 du dossier R-3610-2006, notamment aux pages 16 à 18.

1 À titre illustratif, le Distributeur présente les hypothèses pour le cas type 3
2 (édifice à bureaux de 9 400 m²).

3 Le tableau R-3.1.1-A présente la consommation additionnelle (en kWh) pour ce
4 cas type selon deux scénarios. Dans le premier scénario, le client procède à la
5 conversion complète de son équipement à l'électricité (TAÉ) et dans le
6 second, il procède à l'écrêtement de sa pointe à des fins de gestion de sa
7 facture d'électricité.

TABLEAU R-3.1.1-A :
CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ADDITIONNELLE DU CAS TYPE 3

Consommation électrique (kWh)	Situation actuelle:		Écrêtement de la pointe
	chauffage au mazout	TAÉ	
Consommation totale annuelle	1 446 173	2 072 736	2 068 706
Consommation additionnelle totale	0	626 563	622 533
Consommation totale en hiver	456 206	916 317	912 376
Consommation additionnelle en hiver	0	460 111	456 170
% de consommation additionnelle en hiver	0,0%	73,4%	73,3%

8 La répartition de la consommation additionnelle entre les mois d'hiver et les
9 autres mois de l'année permet de calculer le coût évité spécifique. De plus,
10 dans le cas d'un écrêtement, seul le coût évité en énergie a été pris en
11 compte, comme mentionné à la page 16 de la pièce HQD-1, document 2
12 (B-0018).

13 Ainsi, pour le cas type 3, les coûts évités pour 2017 sont de 6,16 ¢/kWh avec
14 une conversion complète de l'équipement à l'électricité et de 5,63 ¢/kWh avec
15 un écrêtement de la pointe à des fins de gestion de la facture.

16 Le tableau R-3.1.1-B présente les coûts d'approvisionnement additionnels
17 (coûts évités), calculés en appliquant les coûts évités en ¢/kWh du cas type 3
18 au volume de consommation représentatif de ce cas type.

**TABLEAU R-3.1.1-B :
COÛTS D'APPROVISIONNEMENT ADDITIONNELS DU CAS TYPE 3**

Coûts d'approvisionnement	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Consommation additionnelle totale clients TAÉ											
Cas type 3 (GWh/an)	7,7	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3	38,3
Coûts évités (¢/kWh)	6,16	6,28	6,40	6,53	6,66	6,79	6,92	9,71	9,90	10,10	10,30
Coûts d'approvisionnement (milliers de \$)	471	2402	2449	2498	2547	2597	2648	3714	3787	3862	3938
Consommation additionnelle totale clients avec écrêtement de la pointe											
Cas type 3 (GWh/an)	2,6	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
Coûts évités (¢/kWh)	5,63	5,74	5,85	5,97	6,09	6,20	6,33	6,45	6,58	6,71	6,84
Coûts d'approvisionnement (milliers de \$)	144	732	746	761	776	791	807	823	839	855	872

1 Ces mêmes étapes ont été appliquées aux autres cas types selon les
2 scénarios de conversion complète à l'électricité et d'écrêtement aux fins de
3 gestion de la facture, et selon les volumes indiqués au tableau R-3.1.1-C. Ce
4 dernier présente la répartition de la consommation additionnelle totale pour
5 2018 de 340 GWh selon chaque cas type.

**TABLEAU R-3.1.1-C :
CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ADDITIONNELLE EN 2018**

(GWh/an)	Cas type 1 École primaire	Cas type 2 Édifice à bureaux (4 000 m ²)	Cas type 3 Édifice à bureaux (9 400 m ²)	Cas type 4 Bâtiment industriel	Total
Clients TAÉ	89,3	89,3	38,3	38,3	255,0
Clients avec écrêtement de la pointe	29,8	29,8	12,8	12,8	85,0
Total	119,0	119,0	51,0	51,0	340,0
% de la consommation additionnelle	35%	35%	15%	15%	100%

6 La somme des coûts évités selon les cas types et le volume associé sont ceux
7 présentés dans le tableau du préambule (i), et le coût évité exprimé en ¢/kWh
8 est le rapport entre le coût évité total et le volume total en énergie.

3.1.2. Préciser les hypothèses d'évolution des données de ces coûts unitaires sur l'horizon de 10 ans considéré.

Réponse :

9 Voir la réponse à la question 3.1.1.

3.2 Veuillez concilier les coûts de la référence (i), concernant le coût unitaire d'approvisionnements additionnels, avec ceux de la référence (ii).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 3.1.1.

3.3 Veuillez présenter le détail et les sources des données de la référence (i) menant :
3.3.1. Au prix unitaire considéré aux fins de l'évaluation des revenus additionnels prévus, compte tenu notamment des tarifs prévus à la référence (v).

Réponse :

2 Le Distributeur a appliqué les prix du tarif M, comme présenté à la grille
3 des tarifs de la référence (v) du préambule. Sur l'horizon d'analyse, ces
4 prix ont été indexés au taux d'inflation de 2 %.

5 Pour chacun des cas types, les prix en énergie et en puissance ont été
6 appliqués à la consommation afin de déterminer les revenus additionnels.
7 Le tableau R-3.3.1-A présente l'exemple du calcul pour le cas type 3, pour
8 l'année 2017.

TABLEAU R-3.3.1-A :
REVENUS DE CHARGES ADDITIONNELLES DU CAS TYPE 3

Revenus (\$ et c/kWh)	Situation actuelle: chauffage au mazout		TAÉ				Écrêtement de la pointe			
	kWh	Facture totale	kWh	Facture totale	kWh additionnels	Facture additionnelle	kWh	Facture totale	kWh additionnels	Facture additionnelle
Consommation (kWh)	1 446 173		2 072 736		626 563		2 068 706		622 533	
Revenus (\$)		136 056 \$		191 544 \$		55 488 \$		182 492 \$		46 436 \$
Revenus (#/kWh)		9,41		9,24		8,86		8,82		7,46

9 Finalement, pour déterminer les revenus additionnels totaux, le
10 Distributeur a utilisé la consommation additionnelle (en GWh) associée à
11 chacun des cas types.

12 Le tableau R-3.3.1-B compare, sur une base unitaire, le revenu additionnel
13 avec le coût évité pour le cas type 3. La différence entre le revenu
14 additionnel et le coût évité permet de constater un écart positif pour le
15 Distributeur. Sur la base de cette analyse, le projet d'un client avec une
16 conversion complète de l'équipement à l'électricité est plus rentable pour
17 le Distributeur que celui d'un client avec un écrêtement de la pointe.

TABLEAU R-3.3.1-B :
ÉCART ENTRE LES REVENUS ADDITIONNELS ET LES COÛTS ÉVITÉS DU CAS TYPE 3

Contribution nette au tarif M (c/kWh)	TAÉ	Écrêtement de la pointe
Cas type 3		
Revenus additionnels	8,86	7,46
Coûts évités	6,16	5,63
Écart	2,70	1,83

3.3.2. Préciser les hypothèses d'évolution des données de ces prix unitaires sur l'horizon de 10 ans considéré.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.3.1.**

3.4 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'a pas utilisé les données de la référence (iv), usage chauffage, pour calculer les coûts d'approvisionnement, considérant qu'il est prévu que la participation des clients autres que ceux au tarif M soit marginale (référence (iii)).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.1.1.**

4. **Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 20;
 - (ii) Pièce [A-0010](#), tableau 7, note de bas de tableau # 2;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p. 16;
 - (iv) Dossier R-3981-2016, pièce [B-0178](#), tableau 5, p. 8.

Préambule :

(i) **« 8.2. Bilan en puissance**
Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur. Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance.»

(ii) La Régie demandait, en note de bas de tableau # 2:

« Détailler les coûts d'approvisionnement en fonction des coûts associés à l'énergie et ceux associés à la puissance, en précisant les prix de référence et leur sources, en le justifiant. Élaborer sur la variation observée en 2024. La Régie comprend que les coûts en puissance devraient être basés sur un impact de 110 MW (section 8.2, p. 20); dans le cas contraire, préciser l'écart. » [Nous soulignons]

(iii) « Les coûts d’approvisionnement additionnels en électricité sont basés sur les coûts évités. Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités sont ceux présentés au dossier R-3980-2016. Ces coûts sont reproduits au tableau 3.

TABLEAU 3 : COÛTS ÉVITÉS (\$ 2016)

Coûts évités en puissance	2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver À partir de 2024 : 108 \$ kW-hiver
Coûts évités en énergie	Été : 2,8 ¢/kWh Hiver : 6,3 ¢/kWh

[...]

Pour les raisons invoquées à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités en transport et distribution ne sont pas considérés dans les analyses économique et financière. »

(iv)

Tableau 5 Revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale

Revenus du service de transport pour l'alimentation de la charge locale

Tarif annuel x besoins de transport / 1000 = 76,13 \$/kW/an x 37 555 MW / 1 000 = 2 859,1 M\$

Revenus requis annuels (en \$) à inscrire à l'appendice H des Tarifs et conditions

Tarif annuel x besoins de transport = 76,13 \$/kW/an x 37 555 MW x 1 000 = 2 859 062 150 \$

Demandes :

4.1 Veuillez élaborer sur la manière dont le Distributeur a pris en compte les coûts d’approvisionnement lié à l’impact de 110 MW dans son analyse économique et dans son analyse financière. Veuillez notamment préciser les coûts associés et les hypothèses de calculs.

Réponse :

1 **La prise de décision de tout projet d’investissement ou programme**
2 **commercial se fait en comparant à la marge une situation de statu quo (sans**
3 **projet) avec une situation intégrant le projet.**

4 **Dans son analyse économique, le Distributeur utilise, comme habituellement,**
5 **les coûts évités. Les coûts évités de transport de la charge locale et de**
6 **distribution n’ont pas été considérés pour les raisons déjà invoquées par le**
7 **Distributeur à la section 8.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).**

8 **Ainsi, dans le cas précis du Programme, l’analyse économique ne prend en**
9 **compte que les coûts évités de puissance et d’énergie appropriés, exprimés**
10 **¢/kWh et appliqués aux volumes d’énergie concernés. C’est de cette manière**

1 que l'impact en puissance du programme est intégré dans l'analyse
2 économique (voir le tableau R-3.1.1-B pour le cas type 3).

3 L'impact en énergie et en puissance du Programme sera intégré dans le
4 prochain bilan énergétique du Distributeur lors du premier état d'avancement
5 du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, lequel sera déposé au plus tard le
6 1^{er} novembre 2017. Son impact sur le cadre financier du Distributeur sera
7 également intégré dans les prochains dossiers tarifaires.

4.2 Veuillez préciser si les coûts du service de transport (référence (iii)), liés à l'impact de 110 MW sont pris en compte dans les analyses économique et financière (sachant que 110 MW * tarif de transport 2017 = 8,4 M\$/an).

4.2.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser comment ils ont été pris en compte.

4.2.2. Dans la négative, veuillez justifier cette exclusion.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 4.1.

5. **Références :** (i) Dossier R-3986-2016, Pièce [B-0063](#), p.5 et 6;
(ii) Pièce [B-0013](#), p. 20;
(iii) Pièce [B-0018](#), tableaux 4 à 6, p. 17 à 18.

Préambule :

(i) « Le programme vise principalement la conversion d'équipements de chauffage des espaces. L'impact estimé à la pointe repose sur deux éléments relatifs à la réduction des besoins de pointe des clients participants.

D'une part, le Distributeur pose l'hypothèse que le tiers de ces clients n'auront pas recours à leurs équipements de chauffage durant la pointe en participant au programme GDP Affaires. Cette hypothèse est basée sur le succès commercial de ce programme, ainsi que sur le fait que la clientèle visée par les deux programmes est la même.

D'autre part, le Distributeur estime que le quart des clients qui ne participeront pas au programme GDP Affaires effectueront tout de même un écrêtement de leurs appels de puissance, à des fins d'optimisation de leur facture d'électricité. Cette estimation découle de la connaissance qu'a le Distributeur du comportement des clients en matière de gestion de leur consommation. Notamment, dans ce marché, la majorité des bâtiments sont équipés de systèmes de contrôle permettant de gérer le fonctionnement des équipements électromécaniques. Enfin, le Distributeur souligne que, si les projets soumis dans le cadre du programme devaient comprendre des équipements reliés à des procédés industriels, l'impact sur la puissance en pointe sera inférieur à celui estimé, toutes choses étant égales par ailleurs, car le facteur d'utilisation de ce type d'équipements est supérieur à celui d'équipements de chauffage des espaces. » [nous soulignons]

(ii) **« 8.2. Bilan en puissance**

Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur. Toutefois, le Distributeur encouragera fortement les clients à adhérer aux options de gestion de la pointe, permettant de limiter l'impact sur son bilan en puissance.»

(iii) Le Distributeur fournit les analyses économique et financière du Programme.

Demandes :

La Régie constate que l'impact du programme GDP Affaires est déjà inclus dans l'impact du programme de conversion qui est présenté avec un impact moindre à cause des mesures de GDP qui seront adoptées par le tiers des clients convertis à l'électricité.

5.1 Veuillez préciser si l'impact de 110 MW (référence ii) prend en compte les hypothèses mentionnées à la référence (i). Veuillez élaborer sur la façon dont ces hypothèses affectent l'impact de 110 MW.

Réponse :

1 **L'impact du Programme sur les besoins en puissance du Distributeur tient**
2 **compte des hypothèses mentionnées à la référence (i).**

3 **Le Distributeur pose l'hypothèse que les clients participant au programme**
4 **GDP Affaires utiliseront leurs chaudières au combustible ou d'autres moyens**
5 **de gestion lors des pointes et qu'une demande équivalente à la puissance des**
6 **nouveaux équipements s'effacera complètement durant cette période.**

5.2 Veuillez indiquer si les analyses financière et économique du programme de conversion tiennent compte des investissements et aides financières du programme GDP Affaires mentionné en référence (i). Veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

7 **L'ensemble des analyses n'a porté que sur le Programme, en vue de son**
8 **approbation, et elles ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation**
9 **des clients au programme GDP Affaires. Cette approche a permis de**
10 **démontrer la rentabilité du Programme et sa robustesse puisque la totalité**
11 **des coûts d'approvisionnement additionnels ont été considérés. Voir**
12 **également la réponse à la question 4.1.**

5.3 Veuillez présenter les analyses économique et financière (référence (iii)) en :

5.3.1. Y intégrant les investissements et aides financières du programme GDP Affaires mentionné à la référence (i); ou en

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.2.**

5.3.2. Y évaluant les coûts d'approvisionnement sans les mesures d'atténuation de la référence (i).

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 5.2.**

5.4 Veuillez indiquer si, dans sa stratégie de mise en place du Programme, le Distributeur privilégie la conversion d'équipement autre que le chauffage.

Réponse :

3 **Comme mentionné à la section 3.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013),**
4 **les projets doivent viser le remplacement de systèmes fonctionnels de**
5 **production, de transformation ou de chauffage utilisant un combustible**
6 **fossile autre que le gaz naturel. Le Distributeur considère comme**
7 **vraisemblable une plus forte proportion de conversion d'équipements de**
8 **chauffage mais n'exclut aucunement la conversion d'équipements liés aux**
9 **procédés industriels. Dans le cadre de ses activités de promotion et de**
10 **commercialisation du Programme auprès des intervenants de marché et des**
11 **clients, le Distributeur fait d'ailleurs la promotion de la conversion de tous les**
12 **types d'équipements.**

6. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 12 et 13;
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 14.

Préambule :

(i) « *Le taux de renouvellement du parc d'équipements du marché industriel a été établi en considérant qu'après une période de 20 ans, les équipements doivent subir un entretien majeur, à un coût important. Le client fait alors face au choix de rénover ses vieux équipements ou de les remplacer.* »

(ii) « *La période d'analyse a été choisie en tenant compte à la fois de la durée de vie physique des équipements et des considérations commerciales du Programme. Cette période est suffisamment longue pour couvrir les deux premières années où l'appui financier sera versé ainsi que les cinq années subséquentes qui équivalent à la durée minimale de participation des clients, comme prévu dans les modalités du Programme. Le Distributeur considère qu'un horizon d'analyse supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes quant aux différents paramètres d'analyse. Le Distributeur rappelle également qu'à chaque mise à jour du Programme, il procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce qui permet de capter l'évolution du contexte.* » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez fournir la durée de vie physique moyenne anticipée des équipements qui seront installés avec le Programme ou la durée après laquelle ils doivent subir un entretien majeur.

Réponse :

1 **La durée de vie des équipements électriques de type résistif est pratiquement**
2 **illimitée et ceux-ci nécessitent très peu d'entretien.**

3 **En ce qui concerne les thermopompes, ces équipements peuvent avoir une**
4 **durée de vie de plus de 20 ans mais requièrent, passé cette période, un**
5 **entretien majeur.**

6.2 Veuillez décrire comment cette durée de vie et les considérations commerciales (référence (ii)) ont été prises en compte dans l'établissement de l'horizon de 10 ans.

Réponse :

6 **Comme mentionné en réponse à la question 6.1, la durée de vie physique des**
7 **équipements devrait atteindre au moins 20 ans. Toutefois, toutes sortes de**
8 **considérations commerciales peuvent faire en sorte que l'usage que fera un**
9 **client de ses équipements à long terme sera appelé à varier. Justifier un**
10 **programme sur la base de l'hypothèse que la consommation des clients sera**
11 **stable sur une très longue période serait donc peu prudent.**

12 **Par ailleurs, au regard du bilan en énergie présenté dans le *Plan***
13 ***d'approvisionnement 2017-2026*, qui montre des surplus substantiels sur**
14 **l'horizon de 10 ans, le Distributeur a identifié une opportunité d'affaires en**
15 **développant un programme de conversion à l'électricité, lequel permettra de**
16 **réduire tant les surplus énergétiques que l'empreinte environnementale des**
17 **marchés visés. Or, l'équilibre énergétique du Distributeur est inévitablement**
18 **appelé à évoluer et cette évolution peut être difficile à prévoir sur un horizon**
19 **lointain.**

20 **Toutes ces raisons justifient le choix du Distributeur d'un horizon d'analyse**
21 **de 10 ans pour le Programme.**

22 **Le Distributeur rappelle qu'il ajustera annuellement les modalités du**
23 **Programme en fonction du contexte et de sa rentabilité.**

6.3 Veuillez préciser quelles incertitudes liées aux paramètres d'analyse pourraient affecter la valeur d'une analyse sur un horizon supérieur à 10 ans.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.2.**

7. **Référence :** Pièce [B-0018](#), p. 16.

Préambule :

(i) « Les revenus additionnels requis présentés au tableau 7 de la pièce HQD-1, document 1 sont basés sur les revenus additionnels des différents cas types, répartis proportionnellement selon leur contribution aux volumes totaux. Le Distributeur souligne que, compte tenu de l'approche méthodologique adoptée, il lui serait difficile de présenter distinctement les revenus additionnels associés à la puissance et à l'énergie. »

Demande :

7.1 Veuillez préciser, pour chacun des cas types, les proportions auxquelles le Distributeur réfère à la référence (i) et fournir les données sources.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.1.1, notamment le tableau R-3.1.1-C.**

Budget

8. **Références :** (i) Pièce [B-0013](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0018](#), p. 12;
(iii) Pièce [A-0011](#), p. 32-33.

Préambule :

(i) Le Distributeur prévoit des coûts de 10,4 M\$ en 2017 et 41,3 M\$ en 2018.

(ii) « **5.2. Budget**

Comme indiqué à la section 1 de la pièce HQD-1, document 1, le Programme suscite un grand intérêt de la part des clients. Entre son lancement le 1er avril et le 5 juin 2017, une cinquantaine de projets ont été reçus par le Distributeur.

Malgré tout, le Distributeur estime qu'un plafond absolu d'appui financier n'est pas requis. En effet, les plus gros projets sont généralement réalisés par phases, lesquelles sont réparties sur plusieurs années. Les budgets d'appui financier prévus au Programme sont adaptés à cette réalité.

Si un projet majeur ayant un impact significatif sur le budget d'une année donnée était reçu, le Distributeur pourrait imposer une limite au budget d'appui financier disponible pour cette

année. Dans ce cas, le paiement des sommes dues pour certains projets pourrait devoir être reporté à l'année subséquente.

Toutefois, dans le cas où un dépassement du budget était anticipé, les règles internes d'Hydro-Québec exigent l'obtention d'une nouvelle autorisation si les dépenses prévues dépassent de 15 % le budget autorisé. Le cas échéant, le Distributeur en aviserait la Régie.
»

(iii) « Si on arrivait à une situation où l'intérêt dépassait les attentes du Distributeur, est-ce qu'il va y avoir une gestion dans la sélection des candidats? Et si c'est le cas, comment cette gestion-là va être faite? Est-ce que ça va être au cas le cas, le premier dossier rentré va être le premier qui va être autorisé s'il est conforme ou est-ce qu'il va y avoir des critères au niveau de la rentabilité de chaque projet?

Si ce n'est pas un plafonnement qui est envisagé, est-ce que vous envisagez la nécessité d'avoir soit la création d'un nouveau compte d'écart ou un amendement au compte d'écart, de façon à pouvoir capter les écarts entre les prévisions du programme et ce qui va être réalisé? »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser si le Distributeur réfère, à la référence (ii), à un plafond relatif à l'appui financier par projet ou à un plafond du total de l'appui financier prévu pour l'ensemble du Programme.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère, à la référence (ii), à un plafond budgétaire annuel pour**
2 **l'ensemble du Programme.**

8.2 Veuillez répondre au questionnement de la Régie cité à la référence (iii), à savoir :

8.2.1. Dans le cas où le budget prévu à la référence (i) devait être respecté et que la demande de la clientèle était élevée, comment le Distributeur prioriserait les projets.

Réponse :

3 **Dans le cas où les demandes des clients aurait pour conséquence le**
4 **dépassement du budget annuel prévu, les appuis financiers seraient versés**
5 **selon l'ordre de réception du formulaire de confirmation de fin de travaux**
6 **signé par les clients. Le Distributeur se réserve le droit de refuser de**
7 **nouveaux projets si le budget est atteint.**

8.2.2. Dans le cas où le Distributeur acceptait plus de projets et que le budget de la référence (i) était dépassé, comment le Distributeur prévoit capter les écarts entre les prévisions du Programme et le budget réellement dépensé.

Réponse :

1 Le compte d'écarts demandé par le Distributeur n'a pas pour objectif de
2 comptabiliser d'éventuels dépassements de budget. Il vise plutôt à
3 comptabiliser l'impact de l'ensemble des coûts nets du Programme qui n'ont
4 pas été prévus aux revenus requis 2017 du Distributeur. Également, compte
5 tenu de l'incertitude relative au moment de l'autorisation du programme par la
6 Régie, le Distributeur évalue la possibilité de comptabiliser le compte d'écarts
7 en fonction des données réelles, puisque celles-ci pourraient s'avérer
8 différentes de celles présentées en preuve, tant pour les ventes
9 supplémentaires prévues que pour les coûts à engager, en raison du décalage
10 des investissements requis par les participants.

11 Le Distributeur rappelle que les données de l'année témoin 2018, présentées
12 dans sa demande relative à l'établissement des tarifs 2018-2019, seront
13 entièrement projetées à partir des données réelles et prévisionnelles du
14 Distributeur. Ces données tiendront compte des orientations et des faits
15 nouveaux connus au moment d'établir les projections. Par conséquent, tout
16 écart constaté entre le coût réel du Programme et celui autorisé sera capté à
17 même le bénéfice réglementé du Distributeur et sera sujet au mécanisme de
18 traitement des écarts de rendement.

8.3 Veuillez présenter un exemple d'un « gros projet » réalisé par phases en détaillant
l'étalement des investissements et des appuis financiers correspondants.

Réponse :

19 Le Distributeur n'a pas actuellement d'exemple précis de projet de grande
20 envergure qui pourrait être réalisé par phases.

21 La réalisation par phases survient habituellement dans les projets d'efficacité
22 énergétique des clients industriels. Plusieurs facteurs limitent la capacité de
23 réalisation de ces clients, dont principalement l'étalement dans le temps des
24 projets de grande envergure dans l'usine afin de ne pas les entreprendre
25 simultanément, les limites du budget d'immobilisation annuel et la volonté de
26 réaliser des projets pilotes sur une partie des équipements à des fins de
27 gestion du risque.

Traitement comptable

9. **Références :**
- (i) Pièce [B-0013](#), p. 21;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p. 21;
 - (iii) Décision [D-2015-189](#), dossier R-3927-2015, p. 12 à 16.

Préambule :

(i) « En vertu des PCGR des États-Unis, l'appui financier versé dans le cadre du Programme doit être comptabilisé au bilan dans les Autres actifs et amorti sur cinq ans, soit la durée pour laquelle le client s'engage dans le Programme. Cet amortissement doit être présenté en réduction des revenus dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec. Ce traitement comptable s'appuie sur les dispositions de l'ASC 605 50, Customer Payments and Incentives de la norme ASC 605, Revenue Recognition.

En ce qui a trait aux coûts de développement et de suivi du Programme, ils devront être constatés aux résultats dans l'année où ils sont encourus.

Dans ce contexte, le Distributeur demande à la Régie d'approuver une pratique réglementaire pour permettre de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du Programme ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci afin que l'ensemble de ces coûts soient amortis sur une même période. Lors de son prochain dossier tarifaire, le Distributeur proposera des modalités d'amortissement de cet actif sur une période de dix ans de façon à ce que l'ensemble du traitement proposé soit cohérent avec le traitement réglementaire des interventions en place visant l'efficacité énergétique.

Suivant la décision de la Régie, Hydro-Québec reflétera le traitement réglementaire autorisé dans ses états financiers consolidés, conformément à l'ASC 980, Regulated Operations.

[...]

Dans sa décision D-2017-037, la Régie a autorisé la création d'un compte d'écarts, hors base de tarification et portant intérêts, afin d'y comptabiliser l'impact de l'ensemble des coûts nets du Programme qui n'ont pas été prévus aux revenus requis 2017 du Distributeur. Le Distributeur proposera les modalités de disposition de ce compte lors de son prochain dossier tarifaire. »

[nous soulignons]

(ii) « Les appuis financiers versés dans le cadre du Programme sont, en substance, un paiement en espèces versé à un client dans le but de recevoir ultérieurement, en contrepartie, des ventes additionnelles de ce client. L'ASC 605-50, Consideration given by a vendor to a customer, vise, entre autres, ces considérations.

Concernant les interventions en efficacité énergétique, les appuis financiers versés à un client n'ont pas pour objectif d'augmenter les ventes à ce client, mais plutôt de réaliser des économies d'énergie ou de puissance. Par conséquent, l'ASC 605-50 ne pourrait pas s'appliquer à ces interventions. » [nous soulignons]

(iii) Un extrait de la décision D-2015-189 relative, notamment, sur le traitement comptable des actifs incorporels (ASC 350) :

« [35] En vertu de la norme ASC 350 « Intangibles-Goodwill and Other » des US GAAP, les coûts de développement relatifs au PGEÉ, ainsi que ceux relatifs aux programmes et activités du BEIÉ, ne se qualifient pas à titre d'actifs incorporels. En outre, tout comme pour la norme IAS 38, les coûts des activités de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale du PGEÉ, ainsi que ceux relatifs aux programmes et activités du BEIÉ, doivent être comptabilisés aux charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

[36] Ainsi, selon la norme ASC 350, l'ensemble des coûts relatifs au PGEÉ et au BEIÉ ne se qualifient pas à titre d'actifs incorporels. En conséquence, leurs soldes existants à la base de tarification du Distributeur devraient être radiés et les coûts futurs engagés, à cet égard, devraient être comptabilisés aux charges.

[...]

[38] Selon le Distributeur, étant donné qu'il s'agit d'un actif prudemment acquis et afin d'éviter l'impact tarifaire important qu'aurait une telle radiation, il demande à la Régie de reconnaître ces coûts, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que les coûts futurs de même nature comme actif réglementaire à compter du 1er janvier 2015 et de continuer de les amortir sur 10 ans, durée d'amortissement toujours appropriée pour ce type d'actifs.

[39] De plus, le Distributeur propose de maintenir la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ, à savoir les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du BEIÉ, puisque cette pratique est conforme à l'ASC 350

[...]

[50] Pour ces motifs, la Régie reconnaît les coûts du PGEÉ et ceux des programmes et activités du BEIÉ, jusqu'à présent capitalisables, ainsi que leurs coûts futurs, à titre d'actifs réglementaires à compter de la date de mise en application précisée à la section 9 de la présente décision [10 juillet 2015] et maintient la période d'amortissement de ces actifs sur 10 ans.

[51] La Régie approuve la demande du Distributeur de maintenir la comptabilisation aux charges d'exploitation des coûts non capitalisables du PGEÉ, à savoir les coûts des activités et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et d'administration générale, ainsi que ceux des programmes et activités du BEIÉ. »

Demandes :

9.1 Veuillez déposer le texte des paragraphes de la norme ASC 605 50, *Customer Payments and Incentives* de la norme ASC 605, qui confirme que l'appui financier versé dans le cadre du Programme doit être comptabilisé au bilan dans les « Autres actifs » et amorti sur cinq ans, soit la durée pour laquelle le client s'engage dans le Programme et que l'amortissement doit être présenté en réduction des revenus dans les états financiers consolidés d'Hydro-Québec (référence (i)).

Réponse :

1 **Les auditeurs ont signifié au Distributeur leur impossibilité à répondre à la**
2 **demande dans les délais impartis par la Régie. Les réponses aux**
3 **questions 9.1 à 9.7 devraient être transmises le 17 juillet 2017.**

9.2 Veuillez déposer le texte des paragraphes de la norme ASC 605 50, *Customer Payments and Incentives* de la norme ASC 605, qui confirme que les coûts de développement et de suivi du Programme doivent être constatés aux résultats dans l'année où ils sont encourus (référence (i)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.3 Veuillez indiquer si les auditeurs indépendants d'Hydro-Québec souscrivent à la position du Distributeur quant à l'interprétation du traitement comptable de la norme ASC 605 50, tel qu'énoncé aux questions 9.2 et 9.3.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.4 Veuillez indiquer si les auditeurs indépendants d'Hydro-Québec souscrivent à la position du Distributeur qui est d'avis que la norme ASC 605 50 vise les appuis financiers versés dans le cadre du Programme qui sont, en substance, un paiement en espèces versé à un client dans le but de recevoir ultérieurement, en contrepartie, des ventes additionnelles de ce client (référence (ii)).

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.5 Veuillez indiquer si les auditeurs indépendants d'Hydro-Québec souscrivent à la position du Distributeur qui est d'avis que la norme ASC 350 vise les appuis financiers versés à un client qui n'ont pas pour objectif d'augmenter les ventes à ce client, mais plutôt de réaliser des économies d'énergie ou de puissance dans le cadre des interventions en efficacité énergétique (référence (ii)). Selon le Distributeur, les appuis versés dans le cadre du Programme ne pourraient pas s'appliquer à la norme ASC 350.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.6 Veuillez déposer le texte des paragraphes de la norme ASC 980 *Regulated Operations*, qui permet de traiter, dans un même actif réglementaire, l'appui financier versé dans le cadre du Programme ainsi que les coûts de développement et de suivi de celui-ci afin que l'ensemble de ces coûts soient amortis sur une même période (référence (i)).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 9.1.**

9.7 Veuillez indiquer si les auditeurs indépendants d'Hydro-Québec souscrivent à la position du Distributeur quant à l'interprétation de la norme ASC 980, tel qu'énoncé à la question 9.6.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 9.1.**

Autres considérations

10. Référence : Pièce [B-0013](#), Guide du participant, p. 10.

Préambule :**3.1.2 Calcul de la consommation d'électricité admissible**

La consommation d'électricité admissible est calculée de la façon suivante :

$$\frac{\text{consommation annuelle de combustible fossile}^{(1)} \text{ (l/an)} \times \text{pouvoir calorifique}^{(2)} \text{ (kWh/l)} \times \text{efficacité de combustion saisonnière}^{(3)} \text{ (\%)} \times \text{facteur de gestion de la demande}^{(4)}}{\text{facteur de gestion de la demande}^{(4)}}$$

(4) Facteur de gestion de la demande :

- égal à 1 si le Participant n'utilise aucun combustible fossile pour gérer sa demande de puissance d'électricité en pointe ;
- égal à 0,90 si le Participant utilise un combustible fossile pour gérer sa demande de puissance d'électricité en pointe.

La Régie constate que le facteur de gestion de la demande lors du calcul de la consommation d'électricité admissible (CÉA), pour les fins de fixation de l'OMA et de l'un des paramètres de l'appui financier, ne s'applique qu'aux participants choisissant de gérer leur demande en puissance d'électricité en pointe par l'utilisation de combustible fossile.

Selon sa compréhension, ce facteur de gestion de la demande ne vise pas les participants gérant leur consommation en puissance autrement, notamment par l'adhésion au programme de GDP Affaires du Distributeur.

Demandes :

10.1 Veuillez justifier l'application d'un facteur de gestion de la demande dans la formule de calcul de la CÉA. Notamment, veuillez préciser les raisons qui justifient son application uniquement pour les participants qui déclareront vouloir utiliser un combustible fossile dans la gestion de leur puissance en pointe.

1 **combustible, il n'y aura aucun impact sur la CÉA et, par conséquent, sur**
2 **l'OMA et l'appui financier.**

10.4 Veuillez justifier la valeur retenue de 90 % comme facteur de gestion de la demande.

Réponse :

3 **Le facteur de gestion de la demande peut varier d'un bâtiment à l'autre. Le**
4 **Distributeur est cependant d'avis que la valeur retenue de 90 %, basée sur sa**
5 **connaissance du marché, constitue une valeur raisonnable pour la gestion de**
6 **la demande lorsque l'objectif du client est l'optimisation de sa facture**
7 **d'électricité.**

10.5 Veuillez préciser si l'application d'un facteur de gestion de la demande dans le calcul de la CÉA est fondée sur les critères de rentabilité.

Réponse :

8 **L'application d'un facteur de gestion de la demande ne vise pas à accroître la**
9 **rentabilité du Programme pour le Distributeur ou le client mais bien à établir**
10 **une CÉA qui tienne compte de la présence ou non d'équipements au**
11 **combustible qui permettront au client de réduire sa consommation en pointe.**

10.6 Veuillez indiquer si un client ayant la capacité de s'effacer à la pointe offre une meilleure rentabilité qu'un client qui consomme lors des heures de pointe critiques.

Réponse :

12 **L'analyse de sensibilité présentée au tableau 8 de la pièce HQD-1, document 2**
13 **(B-0018) montre que, toutes choses étant égales par ailleurs, le TNT du**
14 **Programme s'accroît lorsque la part de clients qui procèdent à l'écrêtement de**
15 **leurs pointes diminue.**

- 11. Références :**
- (i) Dossier R-3986-2016, Pièce [B-0063](#) , p.5;
 - (ii) Pièce [B-0018](#), p.6 ;
 - (iii) Pièce [B-0018](#), p.20;
 - (iv) Pièces [B-0013](#), tableau 8, p. 17 et [B-0018](#), tableau 6, p. 18;
 - (v) [Tarifs d'électricité au 1^{er} avril 2017, section 7.](#)

Préambule :

(i) « *Par ailleurs, il est probable que certains clients décideront de conserver leurs équipements de chauffage au mazout pour participer au programme GDP Affaires ou pour effectuer l'écrêtement de leur puissance en période de pointe [...]* ».

(ii) « Le choix de conserver les équipements au combustible revient aux clients. Toutefois, le Distributeur souligne que, puisque les clients participants ont une OMA sur une période de cinq ans, ces équipements au combustible ne devraient être utilisés qu'à des fins de gestion de pointe. Dans le cas contraire, les clients pourraient ne pas être en mesure de respecter leurs obligations.

L'appui financier n'est pas directement influencé par le fait que les clients choisissent ou non de conserver leurs équipements au combustible. Toutefois, l'absence de coûts de démantèlement vient évidemment réduire le plafond de l'appui financier, puisque celui-ci est établi sur 75 % des dépenses admissibles.

Par ailleurs, une utilisation des équipements en mode biénergie est possible pour les clients participant au Programme. Toutefois, puisque les clients reçoivent un appui financier basé sur la nouvelle consommation électrique prévue, ceux qui choisissent d'utiliser une autre source durant certaines périodes obtiendront un appui financier inférieur à ceux qui 1 convertissent leurs équipements en totalité.

Par contre, les clients qui utilisent leurs équipements au combustible afin de participer au programme GDP Affaires pourront également recevoir un appui financier dans le cadre de ce programme. Dans ce cas, le projet de conversion devrait être plus rentable pour ces clients qu'un projet où il y aurait une conversion totale à l'électricité, sans participation au programme GDP Affaires. » [nous soulignons]

(iii) « Le tableau 8 présente l'impact sur le TNT qu'aurait une variation de la part de clients avec une conversion complète de la charge à l'électricité (75 % des volumes totaux) et de ceux avec une conversion incluant un écrêtement de leur point (25 % des volumes totaux).

**TABLEAU 8 :
SENSIBILITÉ DU TNT À L'ÉCRÈTEMENT DES CLIENTS**

(milliers de \$)					
Part de clients avec conversion complète	0%	25%	50%	75%	100%
Part de clients avec écrêtement	100%	75%	50%	25%	0%
Valeur du TNT	748	5 752	10 757	15 696	20 766

L'analyse démontre que plus la proportion des clients avec une conversion complète de la charge à l'électricité est importante, plus le Programme est profitable pour le Distributeur. En effet, dans le cas de ce type de clients, la puissance maximale appelée est plus élevée, ce qui amène une hausse de leur facture. Le Distributeur souligne que cette puissance maximale appelée plus élevée ne concorde pas nécessairement avec la pointe du Distributeur et, par conséquent, ne se traduit pas toujours par des coûts d'approvisionnement plus importants. »

(iv) Le Distributeur présente, respectivement, l'impact sur le TNT d'un resserrement du bilan en puissance et l'analyse financière du Programme.

**« SECTION 7
OPTIONS D'ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE POUR LA CLIENTÈLE DE MOYENNE
PUISSANCE**

Sous-section 7.1 – Dispositions générales

Domaine d'application 4.40

Les options d'électricité interruptible décrites dans la présente section s'appliquent à un abonnement à un tarif général de moyenne puissance détenu par un client qui peut offrir à Hydro-Québec d'interrompre sa consommation en période d'hiver et dont la puissance maximale appelée a été d'au moins 1 000 kilowatts au cours d'une période de consommation comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives précédant la date de la demande d'adhésion.

Ces options ne s'appliquent pas lorsque le client bénéficie des modalités relatives au rodage décrites à la section 5 ou aux essais d'équipements décrites à la section 6, ou de l'option d'électricité additionnelle décrite à la section 8.»

La Régie constate des références (i) et (ii) qu'il y a deux modes d'utilisation des équipements de chauffe au combustible après conversion à l'électricité :

- a) D'une part, en écrêtement de la pointe, pour optimiser l'utilisation de la puissance souscrite et éviter des pénalités pour de la puissance additionnelle lors de la pointe en chauffage.
- b) D'autre part, en effacement de la pointe, pour s'effacer totalement et fonctionner sur le modèle de la bi-énergie avec le tarif interruptible.

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que le Tableau 8 en référence (iii) et l'affirmation « *L'analyse démontre que plus la proportion des clients avec une conversion complète de la charge à l'électricité est importante, plus le Programme est profitable pour le Distributeur* » ne s'appliquent qu'en écrêtement de la pointe et non en effacement de la pointe.

Réponse :

1 **Comme mentionné à la page 16 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018) et**
2 **comme explicité en réponse à la question 3.1.1, le Distributeur a utilisé dans**
3 **ses analyses un coût évité sans puissance pour 25 % des GWh (écrêtement**
4 **de la pointe), ce qui suppose un effacement du client coïncidant avec la pointe**
5 **du Distributeur. Comme démontré au tableau R-3.3.1-B, les revenus**
6 **additionnels de ces clients sont moindres, compte tenu de la diminution de**
7 **leur puissance à facturer.**

11.1.1. Veuillez fournir les résultats du Tableau 8 dans l'hypothèse de l'effacement de la pointe.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.2.**

11.2 La Régie fait les constats suivants pour les clients qui envisagent conserver leurs équipements de chauffe au combustible pour s'effacer à la pointe :

- Selon la clause 3.1.2 du Guide de participant et sa note 4; seuls ceux qui utilisent du combustible voient le calcul de la CÉA diminuer ;
- le risque d'avoir à rembourser une partie de l'appui financier reçu pour la conversion si la consommation d'électricité ne rencontre pas l'OMA.

Considérant le resserrement du bilan en puissance en référence (iv), veuillez expliquer que le Distributeur fournisse un incitatif au client, au moyen d'un appui financier, à procéder au démantèlement de ses équipements au combustible.

Réponse :

2 **Comme mentionné à la section 4.3 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018),**
3 **les clients peuvent vouloir se départir de leurs équipements fonctionnant au**
4 **combustible pour des raisons techniques ou environnementales. En d'autres**
5 **termes, pour plusieurs clients, le maintien des équipements au combustible**
6 **n'est pas une option envisageable. Sans un appui financier au démantèlement**
7 **de ces équipements, il est probable que plusieurs projets de conversion**
8 **n'auraient tout simplement pas lieu.**

9 **À nouveau, l'absence d'équipements au combustible n'est pas un frein à la**
10 **participation des clients au programme *GDP Affaires*.**

11.3 Veuillez élaborer sur la possibilité et l'intérêt pour le Distributeur d'encourager l'utilisation des équipements de chauffe au combustible dans le cadre du tarif interruptible prévu à la section 7 des Tarifs d'électricité, et dont le seuil de 1000 kW pourrait être ultérieurement réévalué, le cas échéant.

Réponse :

11 **La finalité des options d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne**
12 **puissance est la même que celle du programme *GDP Affaires*, soit de procurer**
13 **au Distributeur un outil de gestion de ses besoins de pointe. Ce programme**
14 **se veut une offre plus simple et plus flexible que les options d'électricité**
15 **interruptible pour cette clientèle.**

16 **Voir également la réponse à la question 11.2.**