

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

Demande de renseignements numéro 1 de l'AQCIE et du CIFQ 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

1. Référence : B-0018, page 8

Préambule :

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 ϕ/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.

Demande :

1.1 Veuillez fournir les simulations qui ont été réalisées en précisant les hypothèses qui ont été utilisées concernant les coûts d'approvisionnements et les revenus. Veuillez présenter séparément les valeurs pour l'énergie et pour la puissance.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3 **Également, à titre illustratif, le Distributeur fournit un exemple de simulation**
4 **effectuée pour un client industriel au tarif L. Le tableau R-1.1-A présente les**
5 **intrants utilisés pour les analyses.**

TABLEAU R-1.1-A :
SIMULATION D'UN CLIENT INDUSTRIEL AU TARIF L

Client industriel	Situation actuelle	Conversion électrique
Consommation totale annuelle (kWh)	43 804 781	45 994 781
Consommation additionnelle (kWh)		2 190 000
Dépenses admissibles (\$)		132 500
Appui financier à 15 ¢/kWh		328 500
Appui effectif à 75 % des dépenses admissibles		99 375

1 Cette analyse confirme l'hypothèse selon laquelle, pour les procédés
2 industriels, l'appui financier atteint généralement le plafond de 75 % des
3 dépenses admissibles pour les raisons invoquées dans l'extrait cité en
4 préambule.

5 Comme explicité en réponse aux questions 3.1.1 et 3.3.1 de la demande de
6 renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, le Distributeur
7 a calculé un coût évité et un revenu marginal spécifiques au client. Le
8 tableau R-1.1-B présente le TNT pour ce client au tarif L.

TABLEAU R-1.1-B :
TNT D'UN CLIENT INDUSTRIEL AU TARIF L

Client industriel	(¢/kWh actualisé)
Revenus additionnels prévus	7,03
Coûts d'approvisionnement additionnels	4,16
Appui financier	0,41
Coûts d'exploitation du programme	0,03
Coûts additionnels totaux	4,60
Valeur du TNT	2,43

9 Les résultats de l'analyse démontrent la rentabilité du Programme pour un
10 client industriel au tarif L. Malgré la diversité des procédés industriels,
11 mentionnée dans l'extrait au préambule, le Distributeur soutient que les
12 conclusions seraient similaires pour la plupart des clients de cette catégorie.

2. Référence : B- 0018, page 17

Préambule :

Au tableau 4 de la référence, on peut constater que la valeur actualisée de l'appui financier du Distributeur s'élève à 49,1 M\$.

La référence présente également le tableau suivant :

**TABLEAU 5 :
 CALCUL DU TP**

(milliers de \$)	Valeur actuelle nette (VAN)	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
Coûts de mazout évités	436 249	6 776	36 685	45 126	50 423	54 406	57 919	60 775	63 364	66 476	70 078	73 474
Dépenses des clients (nettes de l'appui financier)	16 372	3 412	13 640	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Facture d'électricité additionnelle en \$/kWh	260 147	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658
Flux monétaire net	159 730	(2 653)	(7 629)	13 839	18 510	21 854	24 717	26 908	28 820	31 241	34 139	36 816

On peut constater que la valeur actualisée des dépenses des clients nettes de l'appui financier est de 16,4 M\$. La valeur actualisées totale des dépenses des clients est donc de 65,5 M\$

À partir des valeurs du tableau 5, on peut calculer qu'en dollars actualisés, la différence entre les coûts de mazout évités et la consommation additionnelle d'électricité est de 176,4 M\$.

L'AQCIE et le CIFQ ont évalué qu'en dollars réels, les valeurs sont les suivantes :

- Dépenses totales : 68,2 M\$
- Écarts coûts évités du mazout – coût électricité additionnelle : 244 M\$

Il apparaît que l'option électrique est nettement plus économique que l'option mazout sans appui financier du Distributeur.

Demande :

2.1 Veuillez justifier la proposition d'un appui financier pour que les clients choisissent l'option électrique.

Réponse :

- 1 **Sur la base des cas types analysés, l'appui financier du Programme est requis**
 2 **afin d'offrir une période de retour sur l'investissement financièrement et**

1 **commerciallement acceptable pour les clients, comme mentionné à la**
2 **section 4.2 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).**

- 3. Références :** (i) B-0018, page 16
(ii) B-0018, page 17 tableau 4 et page 18 tableau 6
(iii) R-3980-2016, B-0207 : Tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril
2017, pages 40 et 41

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que les montants facturés ont été simulés selon la structure du tarif M.

La référence (ii) indique que la valeur unitaire des revenus additionnels prévus est de 8,84 cents/kWh pour l'année 2017.

La référence (iii) présente les tarifs d'électricité en vigueur le 1^{er} avril 2017. L'AQCIE et le CIFQ reproduisent ci-dessous la structure du tarif M :

Structure du tarif M 4.2

*La structure du tarif mensuel M pour un abonnement annuel est la suivante :
14,43 \$ le kilowatt de puissance à facturer, plus 4,97 ¢ le kilowattheure pour
les 210 000 premiers kilowattheures, et 3,69 ¢ le kilowattheure pour le reste
de l'énergie consommée. Le montant mensuel minimal de la facture est de
12,33 \$ lorsque l'électricité livrée est monophasée ou de 36,99 \$ lorsqu'elle
est triphasée. S'il y a lieu, le crédit d'alimentation en moyenne ou en haute
tension et le rajustement pour pertes de transformation décrits aux articles
10.2 et 10.4 s'appliquent.*

Puissance à facturer 4.3

*La puissance à facturer au tarif M correspond à la puissance maximale
appelée au cours de la période de consommation visée, mais elle n'est
jamais inférieure à la puissance à facturer minimale telle qu'elle est définie à
l'article 4.4*

Puissance à facturer minimale 4.4

*La puissance à facturer minimale de chaque période de consommation
correspond à 65 % de la puissance maximale appelée au cours d'une
période de consommation qui se situe en totalité dans la période d'hiver
comprise dans les 12 périodes mensuelles consécutives prenant fin au
terme de la période de consommation visée.4.*

Demandes :

3.1 À partir des valeurs du tarif M, veuillez fournir les hypothèses et le détail du calcul qui justifient la valeur unitaire de 8,84 cents/kWh mentionnée à la référence (ii).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.3.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.2 Veuillez préciser si l'énergie additionnelle est facturée au tarif « pour le reste de l'énergie consommée ». Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 3.3.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.3 Pour chacune des années de la référence (ii), veuillez présenter séparément les revenus additionnels prévus en énergie et en puissance.

Réponse :

5 **En réponse aux questions 3.1.1 et 3.3.1 de la demande de renseignements n° 1**
6 **de la Régie à la pièce HQD-2, document 1, le Distributeur a exposé de façon**
7 **détaillée les méthodologies utilisées pour estimer les coûts**
8 **d'approvisionnement et les revenus additionnels découlant du Programme.**
9 **Avec égards, le Distributeur juge que l'information fournie suffit à une bonne**
10 **compréhension de ces méthodologies aux fins de l'analyse du dossier.**

3.4 Veuillez fournir la puissance facturée que vous avez utilisée.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 3.3.**

4. Référence : B-0018, pages 15 et 16

Préambule :

À la référence il est mentionné :

Dans un premier temps, le Distributeur a estimé la consommation et la facture d'électricité de ces cas types pour chacun des mois de l'année, en

prenant pour hypothèse que la totalité de leur charge de chauffage est supportée par des équipements au mazout.

Dans un second temps, le Distributeur a simulé les consommations et les factures d'électricité de ces mêmes cas types en supposant soit une conversion complète de la charge à l'électricité (75 % des volumes totaux), soit un écrêtement de la pointe (25 % des volumes totaux).

Les revenus additionnels du Distributeur ont été obtenus par différence entre ces deux scénarios. Ces revenus tiennent ainsi compte à la fois de l'énergie additionnelle consommée et de la prime de puissance associée.

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.

Demandes :

4.1 Veuillez fournir la consommation et la facture d'électricité des cas types séparément pour la puissance et l'énergie dans le cas où la totalité de la charge de chauffage est supportée par des équipements au mazout.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.3.**

4.2 Veuillez fournir la consommation et la facture d'électricité des cas types séparément pour la puissance et l'énergie en supposant une conversion complète de la charge à l'électricité.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 3.3.**

4.3 Veuillez fournir la consommation et la facture d'électricité des cas types séparément pour la puissance et l'énergie en supposant un écrêtement de la pointe.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 3.3.**

5. **Références :** (i) B-0018, page 17 tableau 4 et page 18 tableau 6
(ii) R-3980-2016, B-0021, page 14

Préambule :

À la référence (i) on peut constater que la valeur unitaire des coûts d'approvisionnement additionnels est :

2017 : 6,02 cents/kWh
2018 : 6,13 cents/kWh
2019 : 6,25 cents/kWh

La référence (ii) présente le tableau A-3 qui montre le coût évité par usages pour les clients au tarif M. Pour le chauffage des locaux le coût de fourniture-transport est :

2017 : 6,13 cents/kWh
2018 : 6,25 cents/kWh

Demandes :

- 5.1 Veuillez préciser si le coût unitaire utilisé pour les simulations de la référence (i) est le coût de fourniture-transport pour le chauffage des locaux des clients au tarif M.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
2 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

- 5.2 Si oui, veuillez expliquer le décalage d'un an entre les valeurs de la référence (i) et celles de la référence (ii).

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
4 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

6. **Références :** (i) B-0018, page 17 tableau 4 et page 18 tableau 6
(ii) B-0018, page 16

Préambule :

Aux tableaux de la référence (i), le Distributeur présente notamment la valeur unitaire des coûts d'approvisionnements additionnels. Pour les années 2017 et 2018, la valeur est respectivement de 6,02 cents/kWh et 6,13 cents/kWh.

À la référence (ii) le Distributeur présente les informations suivantes :

Coûts additionnels d'approvisionnement

- 13 Les coûts d'approvisionnement additionnels en électricité sont basés sur les coûts évités.
14 Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 1, les coûts évités sont ceux présentés au
15 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

- 16 Le Distributeur a appliqué les mêmes règles de répartition que celles utilisées dans ses
17 dossiers tarifaires. Ces règles ont été adaptées au facteur d'utilisation de la charge
18 additionnelle calculée pour chaque cas type. Dans le cas d'une charge avec écrêtement, un
19 coût évité sans puissance a été considéré. Pour les clients où toute la charge est à
20 l'électricité, les coûts additionnels incluent les coûts évités en puissance.

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que pour le calcul du TNT et l'analyse financière le Distributeur a considéré le cas d'une charge avec écrêtement de la puissance et le cas où toute la charge est à l'électricité.

Demandes :

- 6.1** Veuillez confirmer que pour le calcul du TNT et l'analyse financière le Distributeur a considéré le cas d'une charge avec écrêtement de la puissance et le cas où toute la charge est à l'électricité.

Réponse :

1 **Voir la section 6.1 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018), et plus**
2 **spécifiquement les paragraphes portant sur les revenus additionnels et sur**
3 **les coûts additionnels d'approvisionnement.**

4 **Voir également la réponse à la question 3.1.1 de la demande de**
5 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

- 6.2** Si vous confirmez, veuillez fournir la proportion des cas avec écrêtement et la proportion des cas où toute la charge est à l'électricité.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.2.1. Veuillez justifier cette proportion.

Réponse :

1 **Le Distributeur juge qu'il s'agit d'une hypothèse raisonnable, basée sur sa**
2 **connaissance de la clientèle visée par le Programme.**

3 **Le Distributeur souligne par ailleurs que le tableau 8 de la pièce HQD-1,**
4 **document 2 (B-0018) présente la sensibilité du TNT à une variation de la part**
5 **des clients avec écrêtement.**

6.2.2. Veuillez préciser si le coût unitaire des approvisionnements additionnels
montré aux tableaux de la référence (i) est une moyenne pondérée des deux
cas considérés.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
7 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

6.2.3. Veuillez fournir un tableau montrant le calcul du TNT et un tableau montrant le
calcul de l'analyse financière pour chacun des deux cas, en montrant
séparément les revenus et les coûts relatifs à l'énergie et à la puissance.

Réponse :

8 **Avec égards, le Distributeur juge que le niveau de détail demandé excède ce**
9 **qui est requis aux fins de l'analyse du présent dossier.**

6.3 À partir des coûts évités en puissance et en énergie montrés au tableau 3 de la
référence (ii), veuillez fournir les hypothèses et le détail des calculs qui justifient la
valeur unitaire de 6,02 cents/kWh pour l'année 2017 montrée à la référence (i).

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
11 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

6.4 Veuillez fournir la portion de l'énergie consommée durant les mois d'hiver.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 3.1.1 de la demande de renseignements n° 1 de**
13 **la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

6.5 Veuillez fournir le taux de pertes électrique qui a été utilisé.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur a utilisé les taux de pertes du dossier R-3980-2016 applicables**
2 **aux coûts évités par catégories de clients.**

- 7. Références :** (i) R-3980-2016, B-0021, page 6
(ii) B-0013, page 20

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que le coût évité de transport pour la charge locale est de 48,1 \$/kW-an et celui de la distribution est de 17,4 \$/kW-an (\$2017).

À la référence (ii), le Distributeur mentionne :

L'impact de la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable.

Les projets de conversion devraient toucher en bonne partie des clients des marchés commercial et institutionnel de petite et moyenne tailles. Or, le réseau du Distributeur a généralement une marge suffisante pour accueillir des charges additionnelles de cette envergure. Dans le cours normal des activités du Distributeur, les demandes d'intégration au réseau ou d'augmentation de puissance pour des charges comparables sont habituellement traitées sans étude de réseau préalable. Toutefois, le Distributeur procéderait à une telle étude, comme il est d'usage, si plusieurs demandes devaient se situer sur une même ligne ou dans une localisation géographique particulière.

Un bilan régulier des demandes reçues et de leurs caractéristiques énergétiques sera partagé avec les équipes de planification du Transporteur. Ces dernières seront en mesure d'identifier, le cas échéant, les impacts potentiels sur le réseau de transport.

Le Distributeur souligne que les projets soumis dans le cadre du Programme seront traités selon les mêmes conditions que toute autre demande d'ajout de charge. Le Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution, comme le prévoit la section 6.4 du Guide du participant, déposé à l'annexe A. Dans ce cadre, les projets retenus n'exerceront pas de pression à la hausse sur les tarifs du Transporteur ou du Distributeur à cause d'investissements requis sur les réseaux.

Selon notre compréhension, le réseau a une marge suffisante pour accueillir les charges additionnelles qui seraient issues du Programme et le *Distributeur se réserve le droit de*

refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution.

L'AQCIE et le CIFQ craignent que les charges additionnelles aient éventuellement un impact en nécessitant un devancement d'investissements en transport et en distribution.

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer si les coûts évités en transport et en distribution sont pris en compte dans les analyses de rentabilité des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la charge qui permettent de réduire les besoins en puissance.

Réponse :

1 **Les coûts évités de transport et de distribution sont pris en compte dans les**
2 **analyses de sensibilité de certains programmes d'efficacité énergétique. Les**
3 **hypothèses au soutien de ces analyses doivent être adaptées à la réalité de**
4 **chacun des programmes.**

5 **Voir la section 6.1 de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018), et plus**
6 **spécifiquement les paragraphes portant sur les coûts additionnels**
7 **d'approvisionnement. Voir également la réponse à la question 4.2 de la**
8 **demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

7.2 Si oui, veuillez expliquer et justifier un traitement différent dans le cas du Programme proposé au présent dossier.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 7.1.**

7.3 Si non, veuillez fournir des exemples où les coûts évités de transport et de distribution sont utilisés.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 7.1.**

- 8. Références :** (i) R-3981-2016, B-0178 page 6
(ii) B-0018, page 17, tableau 4 et page 18, tableau 6

Préambule :

La référence (i) présente le tableau suivant qui montre la méthodologie d'établissement du tarif annuel de transport :

**Tableau 3
Établissement du tarif annuel**

Revenus requis proposés = 3 248,2 M\$
Revenus des services de point à point à court terme = 31,3 M\$
Revenus requis résiduels = 3 248,2 - 31,3 M\$ = 3 216,9 M\$
Besoins de transport de la charge locale = 37 555 MW
Besoins de transport du service en réseau intégré = 0 MW
Besoins de transport du service de point à point annuel = 4 700 MW
Besoins de transport à long terme = 37 555 MW + 0 MW + 4 700 MW = 42 255 MW
Tarif annuel = 3 216,9 M\$ / 42 255 MW x 1 000 = 76,13 \$/kW/an

À partir des valeurs de ce tableau, il est possible d'évaluer la valeur de la facture que doit assumer la charge locale puisque celle-ci est au prorata des besoins de transport de la charge locale et des besoins de transport du service de point à point annuel. Pour l'année 2017, la facture est de 2 859, 06 M\$, soit (37 555 MW * 76,13 \$/kW)

En appliquant la même méthodologie, mais en augmentant la charge locale de 110 MW, soit les besoins en puissance reliés au Programme, la facture de la charge locale devient 2 859, 99 M\$, soit une augmentation de la facture du Distributeur de 0,96 M\$.

Les tableaux de la référence (ii) n'incluent pas cette augmentation de la facture du Distributeur.

Demande :

- 8.1** Veuillez justifier l'omission de l'augmentation de la facture de transport qui résulte de l'augmentation des besoins de transport de la charge locale, dans la détermination de l'impact du Programme sur les revenus requis du Distributeur et dans le calcul du TNT présentés à la référence (ii).

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

9. Référence : R-3986-2016, B-0006, page 17

Préambule :

La référence présente le tableau suivant qui montre le bilan en énergie sur la période 2017-2026 :

**TABLEAU 6 :
BILAN EN ÉNERGIE**

En TWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	15,4	17,2	17,6	17,9	17,8	18,1	18,4	18,8	18,9	19,2
• Cyclable - HQP	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
• Base - HQP	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
• Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,9
• Appel d'offres de long terme - HQP	-	-	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
• Éolien I	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Éolien II	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV	0,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
• Biomasse	1,7	2,3	2,5	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique	0,4	0,4	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Achats d'énergie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3
Surplus	(13,1)	(13,3)	(12,6)	(11,3)	(12,2)	(11,4)	(10,8)	(9,6)	(9,6)	(9,1)

Le bilan présente un surplus en énergie sur toute la période et ce surplus occasionne la non utilisation d'une partie de l'électricité patrimoniale.

Demandes :

9.1 Veuillez indiquer si l'énergie additionnelle requise par le Programme a un impact sur la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée.

Réponse :

1 **Le Programme devrait probablement réduire la quantité d'électricité**
2 **patrimoniale inutilisée.**

3 **L'augmentation des besoins d'électricité résultant du Programme sera**
4 **intégrée à la prévision de la demande. Son impact sur les surplus en énergie**
5 **du Distributeur sera présenté dans le cadre du premier état d'avancement du**
6 **Plan d'approvisionnement 2017-2026, lequel sera déposé au plus tard le**
7 **1^{er} novembre 2017.**

9.2 Si oui, veuillez quantifier cet impact pour chacune des années de la période analysée.

Réponse :

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

9.3 Veuillez préciser les mois où il y a une diminution de l'électricité patrimoniale inutilisée.

Réponse :

2 **Avec égards, le niveau de détail demandé par l'intervenant dépasse le cadre**
3 **d'analyse du présent dossier.**

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

10. Référence : B-0013, page 9

Préambule :

La référence mentionne :

L'appui financier versé au client correspond au moindre de 15 ¢ pour chaque nouveau kWh d'électricité admissible ou 75 % des dépenses admissibles, en tenant compte de l'appui financier reçu d'autres organismes pour le même projet, le cas échéant.

Demande :

10.1 Veuillez justifier la valeur de l'appui financier de 15 cents/kWh. Veuillez notamment préciser comment et sur quelles bases cette valeur a été déterminée.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 2.1.**

11. Références : (i) B-0018, page 20
(ii) B-0018, page 17

Préambule :

La référence (i) présente l'information suivante où on retrouve le résultat du test TNT selon différentes proportions de client avec écrêtement :

**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

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

La référence (ii) présente le tableau 4 : Calcul du TNT.

Demandes :

11.1 Pour les cas 100% et 0% de clients avec écrêtement, veuillez présenter le détail du calcul selon le modèle de la référence (ii).

Réponse :

1 **Avec égards, le Distributeur juge que le niveau de détail demandé excède ce**
2 **qui est requis aux fins de l'analyse du présent dossier.**

11.2 Pour ces deux cas veuillez également fournir l'électricité additionnelle facturée en puissance et en énergie pour chacune des années de l'analyse.

Réponse :

3 **Avec égards, le Distributeur juge que le niveau de détail demandé excède ce**
4 **qui est requis aux fins de l'analyse du présent dossier.**

12. Référence : B-0013, page 6

Préambule :

La référence mentionne :

Contrats spéciaux

Les projets de clients assujettis aux contrats spéciaux sont admissibles au Programme. Ces projets seront analysés individuellement afin de s'assurer qu'ils satisfont au critère de rentabilité (TNT positif).

Demande :

12.1 Veuillez indiquer les mesures que le Distributeur entend prendre pour s'assurer que les projets des clients assujettis aux contrats spéciaux n'auront aucun impact sur les coûts assumés par les autres clients.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**