

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

1 Coûts évités

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 16
- (ii) R-3980-2016, HQD-4, document 4, page 5
- (iii) D-2016-033, page 77.

Préambule

(i)

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

(ii)

1.1.2. Signal de coût évité de la puissance

- 9 Le bilan offre - demande du Distributeur présente des déficits en puissance. Pour les deux
10 premiers hivers, le signal de coût évité correspond au coût moyen d'approvisionnement sur
11 les marchés de court terme. À partir de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité reflète le
12 coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de
13 long terme A/O 2015-01.
- 14 • Pour les hivers 2016-2017 et 2017-2018, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver
15 (\$ 2016, indexé à l'inflation) ;
 - 16 • À compter de l'hiver 2018-2019, le signal de coût évité est de 108 \$/kW-an (\$ 2016,
17 indexé à l'inflation).

(iii)

[273] **La Régie conclut qu'il n'y a pas lieu de changer, à ce stade-ci, la méthode d'établissement des coûts évités en puissance de long terme. Pour l'année 2016, elle les fixe de la façon suivante :**

- **à compter de l'hiver 2018-2019, le signal de prix est de 53 \$/kW-hiver (en \$ 2015), indexé à l'inflation.**

1.1 Veuillez préciser la source exacte des données (document et page) dans le dossier R-3980-2016 qui ont été utilisées pour établir les coûts évités en puissance du tableau 3 qui apparaît au point i).

Réponse :

1 **En sus de la référence (ii) ci-dessus, voir également la réponse à la**
2 **question 9.1 de la demande de renseignements n° 5 de la Régie à la pièce**
3 **HQD-16, document 1.5 (B-0116) du dossier R-3980-2016.**

1.2 Veuillez concilier, particulièrement pour les coûts évités en puissance, les données qui apparaissent au tableau 3 de i) et celles présentées au point ii) qui reflétaient la position du Distributeur dans le dossier R-3980-2016.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 1.1.**

1.3 Veuillez concilier les données présentées au tableau 3 de i) et les derniers coûts évités reconnus par la Régie au moment où le Distributeur préparait sa preuve au présent dossier tels que présentés en iii).

Réponse :

5 **Voir la note 10 au bas de la page 16 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0013).**

1.4 Veuillez indiquer si le programme de conversion a été approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec. Le cas échéant, veuillez indiquer à quel moment cette approbation a eu lieu.

Réponse :

6 **Le Programme a été approuvé par le conseil d'administration d'Hydro-Québec**
7 **le 24 février 2017.**

2 TNT et programme commercial

Référence

- (i) HQD-1, document 2, page 13, note de bas de page.
- (ii) HQD-1, document 2, page 7.
- (iii) California Public Utilities Commission, Energy Efficiency Policy Manual, Version 5, page 24.

Préambule

- (i) Voir par exemple la section 9b de la pièce HQD-1, document 1 (révisée) du dossier R-3473-2001 et les documents relatifs à la rencontre technique du 12 mai 2006 en suivi de la décision D-2006-56 (dossier R-3584-2005). Les tests économiques ont également fait l'objet de discussions dans le cadre du dossier R-3671-2008.
- (ii) 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 (CÉA) 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.

- (iii) Fuel substitution program/measures/projects with a predominantly load building or load retention character are not eligible for funding, and the proponent of a fuel-substitution program carries the burden of proof to demonstrate that the program/measure/project focuses on energy efficiency and creates net resource value. (nos soulignés)

2.1 Veuillez confirmer que toutes les références en i) concernent essentiellement les tests de rentabilité des programmes ou mesures d'efficacité énergétique.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

2.2 Veuillez confirmer que l'installation d'un système de chauffage efficace ou performant n'est pas un critère d'admissibilité au programme de conversion.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

2.3 Veuillez justifier l'utilisation du TNT pour le programme de conversion proposé compte tenu de la réponse à la question 2.2 et la référence iii).

Réponse :

2 **Voir la section 6, notamment sous Principes généraux, et la sous-section 6.2,**
3 **de la pièce HQD-1, document 2 (B-0018).**

3 Horizon de l'analyse

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 14
- (ii) HQD-1, document 2, page 14

Préambule

- (i) Le Distributeur n'a pas fait de revue des tests économiques utilisés par les autres distributeurs aux fins de l'analyse de leurs programmes commerciaux.
- (ii) La pratique vise à prendre en compte une période suffisamment longue afin de capter l'impact des principaux paramètres. Dans le cas d'un programme commercial, une période de dix ans est généralement utilisée pour des mesures ou programmes touchant des équipements importants ou se traduisant par des changements structurants chez les clients. (no soulignés)

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.

3.1 Veuillez fournir les références précises permettant d'affirmer qu'une période de dix ans est généralement utilisée pour évaluer la rentabilité de mesures ou programmes touchant des équipements importants ou se traduisant par des changements structurants chez les clients, du point de vue d'un distributeur d'électricité.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.2 Tout en indiquant la source de l'information, veuillez préciser la durée de vie utile des équipements concernés par le programme de conversion.

Réponse :

3 **Il n'existe pas de source précise concernant la durée de vie utile des**
4 **équipements car celle-ci peut varier considérablement d'une installation à**
5 **l'autre selon le type d'équipement, l'usage qui en est fait ou encore l'entretien**
6 **réalisé.**

7 **Voir également la réponse à la question 6.1 de la demande de renseignements**
8 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.3 Veuillez préciser si l'affirmation selon laquelle « dans le cas d'un programme commercial, une période de dix ans est généralement utilisée pour des mesures ou programmes touchant des équipements importants ou se traduisant par des changements structurants chez les clients », concerne un programme commercial de vente d'électricité ou un programme d'efficacité énergétique.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
10 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.4 Veuillez concilier l'énoncé selon lequel le Distributeur n'a pas fait de revue des tests économiques utilisés par les autres distributeurs aux fins de l'analyse de leurs programmes commerciaux avec la référence i) qui évoque une « pratique » et affirme que « dans le cas d'un programme commercial, une période de dix ans est généralement utilisée ».

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
12 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

3.5 Veuillez préciser quel horizon de temps doit être utilisé pour capter l'impact des principaux paramètres qui affecteraient la rentabilité d'un programme commercial du point de vue du Distributeur.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

4 Analyse financière : coût de transport

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 12
- (ii) R-3905-2014, HQD-15, document 14.1
- (iii) D-2013-174, Décision sur les mesures visant les exploitations agricoles, Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2014-2015
- (iv) HQD-1, document 1, page 12

Préambule

- (i) Par ailleurs, l'impact de cette charge additionnelle sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable. Le Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur ces réseaux.
- (ii) La référence ii) présente l'analyse de rentabilité du tarif DT qui suppose un effacement en pointe de la charge de chauffage des participants en pointe.
- (iii) LA Régie accueille la demande du Distributeur visant l'extension du tarif DT aux exploitations agricoles et l'offre de l'option d'électricité additionnelle à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles dès l'hiver 2013-2014.
- (iv) Le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur.

4.1 Doit-on comprendre de la référence i) que le Distributeur acceptera des projets qui ont un impact sur les réseaux de transport et de distribution en autant que cet impact n'est pas important ?

Réponse :

3 **Comme indiqué à la pièce HQD-1, document 2 (B-0018), le cas échéant, les**
4 **modifications au réseau sont assujetties aux dispositions des *Conditions de***

1 **service d'électricité. Au-delà du montant alloué en vertu de ces dernières, le**
2 **client doit assumer le coût des modifications au réseau rendues nécessaires**
3 **par son projet de conversion.**

4.2 Veuillez donner des cas de figure de charges additionnelles selon une gradation de leur impact (sans impact, impact faible, impact moyen, impact important) sur les réseaux de transport et de distribution tout en expliquant ces impacts possibles.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 4.1.**

4.3 Veuillez confirmer que l'analyse de rentabilité du tarif DT présentée à la référence ii) implique des coûts évités de transport et de distribution.

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme.**

6 **Voir également la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements**
7 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

4.4 Doit-on comprendre de l'analyse de rentabilité du tarif DT présentée à la référence ii) que tous les clients résidentiels qui chauffent à l'électricité génèrent des coûts de transport et de distribution ? Si non, pourquoi inclure dans l'analyse de rentabilité des coûts évités de transport et de distribution pour une charge de chauffage qui s'efface en pointe?

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
9 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

4.5 Veuillez indiquer si le Distributeur, dans le cas de l'extension du tarif DT aux exploitations agricoles et de l'offre de l'option d'électricité additionnelle à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles, s'est réservé le droit de refuser tout client qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution.

Réponse :

10 **Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

4.6 Veuillez indiquer si dans le cadre de l'extension du tarif DT aux exploitations agricoles et de l'offre de l'option d'électricité additionnelle à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles, des clients ont eu un impact sur les réseaux de transport et de distribution.

Réponse :

1 **Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

4.7 Veuillez indiquer si des serriculteurs qui chauffent actuellement leurs serres au combustible seraient admissibles au programme de conversion.

Réponse :

2 **Comme spécifié dans le Guide du participant, les serres assujetties au tarif D**
3 **avec appel de puissance facturé sont admissibles au Programme.**

4.8 Veuillez fournir l'impact annuel en 2018 d'une augmentation de la demande du Distributeur de 110 MW sur sa facture de transport en supposant le maintien du tarif actuel du Transporteur.

Réponse :

4 **Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

5 Analyse financière

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 18
- (ii) R-3970-2016, Gaz Métro – 6, document 1, page 6, Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la base de tarification.

Préambule

(i)

**TABLEAU 6 :
ANALYSE FINANCIÈRE**

(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)

<u>COMPOSANTES</u>	<u>ORDONNANCES</u>	<u>MÉTHODES</u>
PROGRAMMES DE SUBVENTIONS (PSAV, PRC, PAIRE, PPRC)	G-483 D-89-03 D-89-28	La somme du solde non amorti projeté en début d'exercice et des 12 mois de la période témoin est divisée par 13. L'amortissement s'échelonne sur une période de 5 ans conformément aux directives de la Régie.
DÉBOURSÉS APRÈS LE 30 SEPTEMBRE 1988	D-92-26 D-97-25 D-2014-165 D-2015-088	Pour les clients ne détenant pas d'équipement pouvant utiliser d'autres formes d'énergie, l'amortissement des programmes PRC et PRRC s'échelonne sur une période de dix ans. Toute contribution gouvernementale obtenue dans le cadre du programme national d'infrastructure s'appliquant aux programmes de subventions est présentée en diminution des subventions versées aux clients. Tous les engagements de subventions en lien avec des installations d'appareils périphériques depuis le 1 ^{er} octobre 2012 ont été réintégrés dans la base de tarification.

5.1 Veuillez justifier l'utilisation d'une période d'amortissement de 10 ans de l'appui financier d'un programme commercial.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 6.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
- 2 **Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

5.2 Veuillez commenter la reconnaissance de la Régie d'une période d'amortissement de 5 ans des programmes de subvention de Gaz Métro dans la détermination de la base de tarification.

Réponse :

1 **Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

5.3 Veuillez ajuster le tableau 6 qui apparaît au point i) afin de tenir compte d'une période d'amortissement des coûts du programme sur 5 ans.

Réponse :

2 **Le Distributeur a fourni cette information au tableau 7 de la pièce HQD-1,**
3 **document 2 (B-0018).**

5.4 Veuillez fournir les détails du calcul des coûts d'approvisionnement additionnels en fournissant un exemple chiffré, par exemple, en expliquant le détail du calcul menant à un coût de 6.13 ¢/kWh en 2018 (coûts évités en énergie et en puissance, profil de consommation, F.U.,....)

Réponse :

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

6 Clients des réseaux municipaux

Référence

- (i) HQD-1, document 2, page 6
- (ii) HQD-1, document 2, page 17

Préambule

- (i) Comme indiqué à la section 2.1 du Guide du participant (le Guide), 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.
- (ii) Le Distributeur rappelle que les données utilisées aux fins des analyses reposent sur les 4 quatre cas types.

6.1 Veuillez indiquer comment seront répartis les coûts du programme (exploitation et appui financier) entre les réseaux municipaux et le Distributeur.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre à cette demande. Aucune**
2 **entente n'a pour le moment été conclue avec un réseau municipal.**

3 **Voir également la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements**
4 **de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.**

6.2 Veuillez préciser à quel(s) tarif(s) sont facturés les réseaux municipaux.

Réponse :

5 **Les réseaux municipaux sont facturés au tarif LG.**

6.3 Veuillez présenter une analyse de rentabilité du point de vue du Distributeur de la participation de clients d'un réseau municipal, compte tenu de la réponse à la question 6.1. Cette analyse prendra comme hypothèse que le client du réseau municipal participera à un programme de gestion de la demande. Cette analyse pourrait être réalisée pour chacun des 4 cas types au tarif M utilisés par le Distributeur pour ses propres analyses comme précisées en ii).

Réponse :

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

6.4 Veuillez présenter une analyse rentabilité du point de vue du Distributeur de la participation de clients d'un réseau municipal, compte tenu de la réponse à la question 6.1. Cette analyse prendra comme hypothèse que le client du réseau municipal ne participera pas à un programme de gestion de la demande. Cette analyse pourrait être réalisée pour chacun des 4 cas types au tarif M utilisés par le Distributeur pour ses propres analyses comme précisées en ii).

Réponse :

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

6.5 Veuillez indiquer comment a été prise en compte la participation des clients des réseaux municipaux dans l'analyse de rentabilité financière du programme de conversion soumise en preuve par le Distributeur

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 6.1.**

7 Rentabilité des conversions au tarif LG

Références

- (i) HQD-1, document 2, page 8
- (ii) HQD-1, document 2, page 8
- (iii) R-3980-2016, HQD-14, document 2, page 65
- (iv) R-3471-2001, HQD-1, document 1, page 9

Préambule

- (i) Autres catégories tarifaires

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.

- (ii) Quant aux clients au tarif G, une analyse de leur situation est peu pertinente puisqu'après la conversion des équipements de chauffage, la majorité de ces clients seront assujettis au tarif M.

(iii)

TABLEAU A-10 :
DESCRIPTION DE LA CLIENTÈLE AUX TARIFS GÉNÉRAUX ET INDUSTRIEL ⁵³

	Abonnements	Consommation annuelle (GWh)	Revenus (M\$)
Tarif G			
Agricole	1 514	42	4
Dont la puissance est facturée	61	6	1
Commercial	207 546	7 716	786
Dont la puissance est facturée	8 941	1 077	113
Industriel	11 146	487	50
Dont la puissance est facturée	1 081	118	13
Institutionnel	20 297	818	84
Dont la puissance est facturée	1 938	239	25
Résidentiel	1 972	61	6
Dont la puissance est facturée	56	7	1
Total	242 475	9 123	931
Dont la puissance est facturée	12 077	1 447	152
% avec puissance facturée	5%	16%	16%
Tarif M			
Agricole	257	170	14
Commercial	20 584	17 590	1 439
Industriel	3 810	7 973	633
Institutionnel	4 154	5 304	428
Résidentiel	386	363	30
Total	29 191	31 402	2 544
Tarif LG			
Commercial	59	2 696	156
Institutionnel	25	1 370	84
Réseaux municipaux	16	4 571	259
Total	100	8 637	500
Tarif L	144	28 397	1 401

(iv) Le tableau suivant présente la puissance contractuelle des abonnés au tarif BT (biénergie CII) avant son abrogation.

TABLEAU 3.

Répartition des abonnements bi-énergie et de la consommation par niveau de puissance contractuelle (en kW)

	Moins de 100	100 à 300	300 à 1000	1000 et plus	Total
Abonnements	17 %	57 %	21 %	5 %	100 %
Consommation (kWh)	4 %	28 %	31 %	37 %	100 %

7.1 Veuillez préciser quel est le potentiel de conversion du chauffage au combustible vers l'électricité des clients commerciaux et institutionnels qui sont facturés au tarif LG.

Réponse :

1 **Le Distributeur a évalué le potentiel global de conversion du mazout ou**
2 **propane vers l'électricité. Le Distributeur a posé comme hypothèse que**
3 **l'essentiel de celui-ci proviendrait de clients au tarif M.**

7.2 Veuillez présenter, à partir d'un cas type, une analyse de rentabilité du point de vue du Distributeur (analyse financière) de la participation au programme d'un client actuellement facturé au tarif LG dont le chauffage est au combustible et qui passerait au chauffage électrique.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 1.2-c de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-2,**
5 **document 7.**

7.3 Étant donné qu'un système de chauffage au CII peut appeler une puissance dépassant les 1 000 kW comme le démontre le tableau à la référence iv), veuillez présenter, à partir d'un cas type, une analyse de rentabilité du point de vue du Distributeur (analyse financière) de la participation au programme de conversion d'un client présentement facturé au tarif M dont le chauffage est au combustible et qui passerait au tarif LG après avoir installé des équipements de chauffage électrique.

Réponse :

6 **L'analyse de rentabilité a été réalisée à partir des cas types les plus**
7 **représentatifs du Programme. Il est donc probable que la rentabilité pour le**
8 **Distributeur variera entre les projets. Le nombre de projets de conversion qui**
9 **auraient comme conséquence un passage du tarif M au tarif LG sera**
10 **vraisemblablement marginal. Ces projets n'auront pas d'impact significatif sur**
11 **la rentabilité globale du Programme. Pour cette raison, le Distributeur estime**
12 **qu'une telle analyse est superflue.**