

Régie de l'énergie

Dossier R-4000-2017

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

Témoignage de M. Jean-François Blain

analyste externe

pour l'**Association québécoise des indépendants du pétrole (AQUIP)**

Le 19 juillet 2017

TABLE DES MATIÈRES

Introduction	3
La rentabilité du Programme	6
Pour le Distributeur		
Pour les participants		
Les modalités du Programme	11
Rôle et statut des partenaires externes		
Processus de soumission, confirmation de fin de travaux et versement de l'aide financière		
Le calibrage de l'aide financière	12
L'obligation minimale annuelle (OMA)		
Le facteur de gestion de la demande		
Récupération de l'aide financière en cas de défaut		
Les objectifs du Programme	13
Ventes additionnelles		
Hypothèses soutenant les prévisions de conversion		
Les impacts du Programme	14
Sur les besoins en puissance à la pointe		
Sur la desserte des utilisateurs de mazout et de propane et sur la biénergie dans le secteur résidentiel		
ANNEXE A	16
ANNEXE B	17

Introduction

Le 1^{er} et le 6 mars 2017, Hydro-Québec dans ses activités de Distribution (le Distributeur ou HQD) a déposé à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande, puis une demande amendée, visant l'approbation d'un Programme de conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout et au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel. Cette demande visait également l'approbation prioritaire de la création d'un compte d'écart et de report (CÉR) pour y comptabiliser les coûts du Programme encourus en 2017.

Le 6 mars 2017, la Régie a publié un Avis aux personnes intéressées (A-0003) dans lequel elle indiquait notamment son intention de traiter cette demande par voie de consultation et établissait un échéancier pour le dépôt des demandes d'intervention.

Le 13 mars 2017, l'AQUIP déposait sa demande d'intervention dans laquelle elle faisait notamment valoir que rien n'atteste du caractère urgent ou prioritaire de la demande introduite outre l'échéancier souhaité par la demanderesse elle-même. L'AQUIP soumettait également qu'il ne serait ni justifié ni conséquent d'autoriser la création d'un compte d'écart et de report (CÉR) sans avoir même examiné la justification du Programme proposé et conclu cet examen favorablement.

Le 24 mars 2017, la Régie rendait sa décision D-2017-037 par laquelle elle autorisait la création du CÉR et disposait des demandes d'intervention, accordant notamment à l'AQUIP le statut d'intervenante au dossier.

Le 30 mars 2017, le Distributeur déposait une demande ré-amendée.

Le 6 avril 2017, les intervenants, dont l'AQUIP, déposaient des précisions concernant le cadre de leur intervention ainsi que leurs budgets de participation.

Le 10 avril 2017, l'intervenante SÉ-AQLPA adressait à la Régie une demande pour la tenue d'une audience de vive voix, demande appuyée par quatre autres intervenants les 10 et 11 avril.

Le 11 mai 2017, le Distributeur déposait une version révisée de la principale pièce au soutien de sa demande (B-0013, HQD-1 doc 1 révisée).

Le 18 mai 2017, la Régie tenait une rencontre préparatoire pour recevoir les représentations des parties concernant notamment les éléments de preuve à compléter, les modalités de traitement du dossier et son échéancier.

Le 30 mai 2017, la Régie rendait sa décision D-2017-058 par laquelle elle précisait le cadre d'examen du dossier ainsi que son échéancier, disposait de la demande visant la tenue d'une audience de vive voix et demandait le dépôt d'un complément de preuve.

Le 7 juin 2017, le Distributeur déposait son complément de preuve (B-0018, HQD-1 doc 2).

Le 19 juin 2017, l'AQUIP et les autres intervenants déposaient leurs demandes de renseignements (DDR). Les réponses du Distributeur ont été déposées le 7 juillet 2017.

Lors du dépôt du 6 avril concernant les précisions relatives aux enjeux que l'AQUIP prévoyait aborder, elle avait identifié les sujets suivants:

- La rentabilité du programme
 - pour les clients participants, y inclus celle de la conversion au-delà de la période de rabais tarifaire ainsi que pour le Distributeur et ses clients existants (neutralité tarifaire)
- Les modalités du programme, dont
 - le rôle et le statut des partenaires externes (démarcheurs)
 - les risques d'opportunisme
 - le processus de soumission, la confirmation de fin de travaux et le versement de l'aide financière et l'échéancier
- Le calibrage de l'aide financière
 - l'obligation de consommation
 - la récupération de l'aide financière en cas de défaut
- Les objectifs du programme
 - en terme de ventes additionnelles (énergie) annuellement et cumulativement
 - les calculs soutenant les prévisions de conversions
- La ventilation du budget
- Les impacts du programme
 - sur la desserte des clients
 - sur le maintien de la biénergie résidentielle
 - sur les besoins en puissance à la pointe
- Le traitement comptable proposé, dont
 - l'identification des dépenses selon leur traitement à titre de charges d'exploitation ou de dépenses capitalisables et la conformité aux pratiques comptables reconnues

Pour la conseiller dans l'examen des enjeux du présent dossier, l'AQUIP a retenu les services de M. Jean-François Blain, à titre d'analyste externe.

Témoignage de M. Jean-François Blain, analyste externe pour l'AQUIP

AQUIP :

Monsieur Blain, en quoi a consisté votre travail dans le cadre du présent dossier.

Jean-François Blain (JFB) :

J'ai d'abord examiné la requête initiale et la preuve à son soutien, puis fourni à l'AQUIP une évaluation préliminaire des enjeux et l'ai assistée dans la préparation de sa demande d'intervention. Par la suite, j'ai pris connaissance de la preuve amendée et ré-amendée, des demandes adressées par le Distributeur (approbation prioritaire d'un CÉR) et par des intervenants (demande pour la tenue d'une audience de vive voix) afin de conseiller l'AQUIP sur ces questions.

Tenant compte des décisions D-2017-037 et D-2017-058 de la Régie, j'ai participé à la préparation des représentations faites par l'AQUIP lors de la rencontre préparatoire du 18 mai et pris connaissance des représentations faites par les autres parties. J'ai aussi examiné le complément de preuve déposé par HQD le 7 juin, préparé les demandes de renseignements (DDR) déposées par l'AQUIP le 19 juin et pris connaissance des réponses déposées par HQD le 7 juillet aux DDR de l'AQUIP, de la Régie et de la plupart des autres intervenants.

AQUIP :

Le 6 avril 2017, l'AQUIP avait déposé des précisions concernant le cadre de son intervention, mentionnant plusieurs sujets qu'elle prévoyait aborder. Suite au dépôt du complément de preuve de HQD du 6 juin et de ses réponses aux demandes de renseignements du 7 juillet, lesquels de ces sujets allez-vous aborder dans le cadre de votre témoignage ?

JFB :

Mon témoignage portera sur des éléments reliés à cinq des enjeux que l'AQUIP avait mentionnés dans ses précisions du 6 avril, à savoir :

- la rentabilité du Programme
- les modalités du Programme
- le calibrage de l'aide financière
- les objectifs du Programme et
- ses impacts éventuels sur les besoins en puissance et sur la desserte des utilisateurs de mazout et de propane.

La rentabilité du Programme

AQUIP :

Sur quoi repose la rentabilité du Programme de conversion soumis par HQD pour approbation par la Régie et cette rentabilité est-elle démontrée de façon concluante à votre avis ?

JFB :

HQD soumet une évaluation de la rentabilité du Programme de conversion proposé en se basant sur deux tests généralement utilisés pour apprécier les programmes en efficacité énergétique. Il s'agit du test du participant (TP) et du test de neutralité tarifaire (TNT).

Le test du participant sert à évaluer **la rentabilité du Programme** de conversion **pour les clients participants**. Quant au test de neutralité tarifaire, il sert à évaluer la rentabilité du Programme pour le Distributeur et, selon son incidence sur les tarifs, pour l'ensemble des clients.

HQD souligne le fait que le Programme « vise des ventes additionnelles et le principal, voire le seul critère décisionnel est celui de sa rentabilité pour le Distributeur. Cette rentabilité permet d'assurer une pression à la baisse sur les revenus requis, au bénéfice de la clientèle. »¹

En soi, le test de neutralité tarifaire (TNT) pourrait fournir une démonstration suffisante de la rentabilité du Programme proposé en autant que les intrants utilisés dans l'analyse économique soient calibrés adéquatement.

Ce n'est cependant pas le cas à mon avis.

D'une part, la preuve déposée ne fournit pas le détail des calculs utilisés pour établir la valeur moyenne des revenus procurés par les ventes additionnelles, que HQD établit à 8,84 ¢ /kWh en 2017. Dans le scénario économique de HQD, cette valeur unitaire est ensuite indexée à un taux de 2% par année jusqu'en 2027.

Cette valeur de départ ne reflète pas adéquatement les revenus qui seraient générés par les ventes additionnelles reliées à ce Programme parce qu'elle ne tient pas compte de la répartition des volumes entre les clientèles participantes (et des tarifs qui y correspondent). Conséquemment, les revenus additionnels sont surestimés.

La preuve du Distributeur est à l'effet que 67,65 % des volumes de ventes additionnels proviendraient de clients au tarif M (ou qui passeraient du tarif G au tarif M avec l'augmentation de leur consommation) et que 32,35 % des ventes additionnelles proviendraient de clients industriels, au tarif L ou détenteurs de contrats spéciaux. Cette répartition des volumes de ventes additionnelles prévus se présente selon les proportions suivantes.

¹ B-0018, HQD-1 doc 2, page 13, lignes 7 à 9.

Répartition des ventes additionnelles²

	Année 2017		Année 2018	
	Volumes GWh	% des volumes	Volumes GWh	% des volumes
Clients M	46	67,65	184	67,65
Industriels	22	32,35	88	32,35
Totaux	68	100	272	100

Ces volumes sont ceux utilisés par HQD pour dériver la valeur des revenus additionnels ainsi que la valeur des appuis financiers.

Le Distributeur suggère également quatre cas types de clients au tarif entre lesquels il répartit les ventes de ce groupe. Il affirme notamment que les clients correspondant aux cas types 1 et 2 (écoles primaires et édifices à bureaux de 4 000 m²) devraient représenter environ 70 % des projets soumis, le reste (30 %) étant réparti entre les cas types 3 et 4³.

Le Tableau 1 de la pièce B-0013 (HQD-1 doc 1 révisé) fournit des informations qui permettent de répartir les ventes additionnelles entre les différents cas types au tarif M (à partir des volumes de consommation de chaque cas type), les coûts unitaires (¢/KWh) des projets de chaque cas type ainsi que la répartition de ces coûts, en valeur et en proportion, entre le distributeur (appui financier) et le client (investissement net de l'appui financier).

En se basant sur le seul exemple d'évaluation de projet industriel fourni en preuve par HQD⁴, on peut également établir ces valeurs pour un participant autre qu'au tarif M.

Répartition des volumes et coûts unitaires des projets

	Nbre projets	Répartition des volumes		Coûts unitaires des projets		
	% projets M	% des volumes M	% des volumes tot.	Coût total en ¢/kWh	Part client en ¢/kWh	Part HQD en ¢/kWh
Cas type 1	35	21,98	14,87	25,00	10,00	15,00
Cas type 2	35	26,51	17,93	20,75	5,75	15,00
Cas type 3	15	22,72	15,37	15,56	3,89	11,67
Cas type 4	15	28,78	19,47	12,29	3,06	9,21
Industriel			32,35	6,05	1,51	4,54

² B-0013, HQD-1 doc 1, page 12, Tableau 2.

³ B-0031, HQD-2 doc 4, réponse 3.2, page 18, lignes 1 et 2.

⁴ B-0023, HQD-2 doc 2, page 4, Tableau R-1.1-A.

Il est important de noter que les volumes de consommation annuelle des cas types 1 et 2 au tarif M utilisés par HQD dans sa preuve sont inférieurs à la consommation annuelle moyenne des clients au tarif M (1 110 000 kWh / abonnement⁵) et que le seul cas de participant industriel illustré par HQD (à la pièce B-0023, page 4) a également une consommation annuelle (43 804 781 kWh) bien inférieure à la consommation moyenne des clients au tarif L (209 000 000 kWh / abonnement / an⁶).

Selon ces proportions des volumes de ventes additionnelles découlant de la preuve du Distributeur, on peut répartir les volumes de ventes additionnelles prévus en 2017 (68 GWh) et 2018 (272 GWh) entre les différentes catégories de clients participants. Et, puisque nous avons pu dériver les valeurs unitaires (¢ / kWh) des projets de chaque catégorie de clients, nous pouvons établir la valeur totale des projets pour chaque catégorie (coûts unitaires x volumes) ainsi que la valeur totale (par catégorie) de l'appui financier fourni par HQD et de la part des clients (nette de l'appui financier).

Volumes et coûts totaux par catégorie de participants Année 2017

	volumes	coût des projets en \$		
	en GWh	part clients	part HQD	coût total
Cas types 1	10,11	1 011 000	1 516 500	2 527 500
Cas types 2	12,19	700 925	1 828 500	2 529 425
Cas types 3	10,45	406 505	1 219 515	1 626 020
Cas types 4	13,24	405 144	1 219 404	1 624 548
Industriel	22,00	332 200	998 800	1 331 000
Totaux	68	2 855 774	6 782 709	9 638 493

Volumes et coûts totaux par catégorie de participants Année 2018

	volumes	coût des projets en \$		
	en GWh	part clients	part HQD	coût total
Cas types 1	40,44	4 044 000	6 066 000	10 110 000
Cas types 2	48,78	2 804 850	7 317 000	10 121 850
Cas types 3	41,80	1 626 020	4 878 060	6 504 080
Cas types 4	52,96	1 620 576	4 877 616	6 498 192
Industriel	88,00	1 328 800	3 995 200	5 324 000
Totaux	272	11 424 246	27 133 876	38 558 122

⁵ R-3980-2016, B-0198, page 6, version révisée du Tableau 3 de la pièce B-0012, HQD-1 doc 4.

⁶ *Ibid.*

Ce qui ressort de cette analyse, c'est le budget demandé par Hydro-Québec (10,2 M\$ en 2017 et 40,8 M\$ en 2018⁷) pour couvrir les appuis financiers du Programme est nettement surestimé par rapport aux valeurs réellement requises pour appuyer les volumes de ventes additionnelles tels qu'ils sont répartis entre les différentes catégories de participants et en tenant compte des modalités de financement applicables.

En fait, le calibrage de l'appui financier en fonction du plus bas montant correspondant soit à 15 ¢ / kWh ou à 75 % du coût du projet crée la situation suivante :

- 67,2 % des nouveaux volumes de ventes (cas types 3 et 4 ainsi que industriels) reçoivent un appui financier inférieur ou très inférieur au maximum de 15 ¢ / kWh;
- l'appui financier versé par Hydro-Québec a une valeur moyenne d'au plus 9,98 ¢ / kWh selon la composition et les caractéristiques de consommation des participants soumises en preuve par le Distributeur;
- selon les modalités de calibrage prévues au Programme, l'appui financier offert par HQD n'atteindra pas 75 % des coûts des projets mais tout au plus 70,4 % des coûts des projets, les clients en assumant au moins 29,6 % en moyenne (jusqu'à 40 % des coûts pour les clients M de type 1, soit les écoles primaires).

Au total, HQD demande un budget de 51,156 M\$ pour couvrir les appuis financiers de 2017 et 2018 alors que, compte tenu des modalités de financement du programme, des volumes de conversion visés et de la répartition des ventes additionnelles entre les clientèles participantes, le Distributeur n'aurait besoin que de 33 917 M\$ pour atteindre l'objectif de 340 GWh sur deux ans.

Je constate donc que les sommes inscrites à ce titre dans les tests de rentabilité de HQD sont surestimées.

Par ailleurs, pour en revenir à la détermination de la juste valeur unitaire des ventes additionnelles au tarif M pour l'année 2017 (point de départ du scénario économique dont dérivent les valeurs unitaires indexées de toutes les années ultérieures), il m'apparaît que la valeur la plus juste que l'on puisse retenir à titre de revenu unitaire moyen pour les ventes additionnelles au tarif M est 8,51 ¢ / kWh (et non pas 8,84 ¢ / kWh, comme le propose HQD).⁸

Cette valeur unitaire de 8,51 ¢ / kWh semble effectivement la plus représentative des revenus générés en 2017 par le tarif M car elle correspond :

- à la valeur unitaire pondérée des revenus provenant des ventes additionnelles selon une combinaison de 75 % de clients TAE (@ 8,86 ¢/kWh) et 25 % de clients avec écrêtement de la pointe (@ 7,46 ¢/kWh) pour les participants de type 3, telle que présentée par HQD en réponse à une DDR de la Régie⁹;

⁷ B-0013, HQD-1 doc 1 révisé, page 14, Tableau 3.

⁸ B-0018, HD-1 doc 2, page 17, Tableau 4.

⁹ B-0022, HQD-2 doc 1, page 12, Tableau 3.3.1-A.

- cette valeur de 8,51 ¢ \$ kWh correspond exactement au quotient des revenus / volumes totaux des ventes provenant des clients commerciaux, institutionnels et petits industriels pour l'année 2016¹⁰, soit 3 842 M\$ / 45 483 GWh = 8,45 ¢ / kWh, majoré de 0,7 % au 1^{er} avril 2017 = 8,51 ¢ / kWh;
- enfin, il s'agit également d'une valeur médiane entre le revenu unitaire moyen provenant du tarif M depuis le 1^{er} avril 2017 (8,13 ¢ / kWh) et le revenu unitaire moyen des tarifs généraux excluant les revenus et volumes associés au tarif LG (8,77 ¢/kWh)¹¹.

La valeur unitaire de 8,51 ¢/kWh ne s'appliquerait cependant qu'aux 67,65 % de ventes additionnelles provenant du tarif M selon le Programme (cas types 1 à 4) et non pas aux autres 32,35 % des ventes additionnelles provenant de clients industriels. Dans ce cas, à défaut d'une démonstration par le Distributeur soutenant un revenu unitaire additionnel moyen pour les participants du secteur grande industrie, il m'apparaît que la valeur la plus fiable est le revenu unitaire moyen généré par le tarif L applicable depuis le 1^{er} avril 2017, soit 4,8965 ¢/kWh¹².

La valeur pondérée du revenu unitaire moyen des ventes additionnelles reliées au Programme pour l'année 2017 serait donc :

$(8,51 \text{ ¢ / kWh} \times 67,65) + (4,8965 \text{ ¢ / kWh} \times 32,35) / 100$, soit 7,34 ¢ / kWh.

À l'Annexe A du rapport, les résultats du TNT sont ajustés pour tenir compte de l'appui financier résultant des modalités du Programme et du revenu unitaire de départ pour les ventes additionnelles, rétabli à 7,34 ¢ / kWh.

Si l'on corrige le calcul du TNT du Programme en retenant cette valeur de départ, indexée de 2% par an à compter de 2018, pour déterminer la juste valeur des revenus additionnels, on constate que le Programme n'aurait un effet à la baisse sur le revenu requis du Distributeur que pour les 5 années 2019 à 2023. De plus, l'écart positif du TNT est nettement inférieur aux coûts de transport additionnels, estimés à 8,4 M\$/an dès 2017 par la Régie¹³, et que le Distributeur n'a pas pris en compte dans son analyse économique¹⁴. Le TNT du Programme serait négatif sur l'ensemble de la période 2017-2027 si les coûts de transport de charge locale étaient également pris en compte.

Enfin, en ce qui concerne **la rentabilité du programme pour les participants**, les résultats du TP sont très largement influencés par l'augmentation annuelle des prix du mazout (8,05 % en moyenne) retenue par HQD pour calculer les coûts évités par les participants. À l'Annexe B du rapport, une version corrigée du TP est également soumise. Certaines des hypothèses qui la sous-tendent se différencient de celles du distributeur :

¹⁰ Rapport annuel d'Hydro-Québec 2016, page 78, Données d'exploitation.

¹¹ R-3980-2016, B-0198, page 6.

¹² *Ibid.*

¹³ B-0022, HQD-2 doc 1, page 15, question 4.2.

¹⁴ B-0022, HQD-2 doc 1, page 14, réponse 4.1.

- un taux annuel moyen de 5 % /an a été appliqué au prix du mazout; ce taux est plus élevé que la croissance annuelle moyenne des prix du mazout au Québec pour les années 2003 à 2016, soit 4,6 %;
- un taux d'efficacité des appareils de combustion de 70 % a été retenu pour calculer les volumes de mazout évités;
- la dépense des clients, nette de l'appui financier, a été rajustée en conformité aux calculs présentés ci-dessus;
- la facture additionnelle en électricité a été rajustée aux mêmes taux (7,34 ¢ /kWh en 2017, indexé à 2%/an) et aux mêmes montants que ceux utilisés dans le calcul du TNT corrigé présenté à l'Annexe A.

Tenant compte de ces ajustements, le TP reste favorable pour les clients participants mais dans de bien moindres proportions que ne le suggère HQD.

Les modalités du Programme

AQUIP :

Quelles sont vos conclusions en ce qui concerne les modalités du Programme et, en particulier, le (ou les) divers rôle(s) que des partenaires externes d'Hydro-Québec seraient appelés à jouer dans l'offre et l'encadrement du Programme ?

JFB :

L'AQUIP a soumis un certain nombre de questions à HQD afin de clarifier les rôles que pourraient être appelés à jouer les « partenaires externes » tout au long du processus dès l'étape de promotion du Programme, de démarchage, de fourniture de services techniques aux participants éventuels (études technico économiques préliminaires et détaillées, préparation de plans et devis, encadrement du processus d'appel d'offres et de l'exécution des travaux, conclusion de fin de travaux et représentation des clients auprès de HQD à toutes les étapes d'un dossier).

Les réponses fournies par le Distributeur aux DDR de l'AQUIP¹⁵ n'ont aucunement dissipé ces réserves quant aux risques de confusion des rôles joués par les « partenaires externes ».

Au contraire, HQD ne semble pas se soucier des risques de conflit d'intérêt et n'a notamment prévu aucunes balises budgétaires pour encadrer les dépenses de services techniques. HQD affirme que « un ingénieur du Distributeur effectuera l'analyse des projets à partir des factures fournies par les clients et s'assurera de l'admissibilité des dépenses. »

Cela m'amène à constater que HQD ne propose aucun critère d'admissibilité ni aucunes balises budgétaires relativement au montant maximum (ou à un pourcentage de la valeur d'un projet)

¹⁵ B-0024, HQD-2 doc 3, pages 9 à 11, réponses 4.1 à 4.3.

qui pourrait être réclamé et considéré admissible à titre des dépenses autres que la valeur des équipements et des travaux liés à leur démantèlement et à leur installation. En absence de proposition de HQD à cet effet, il m'apparaît que, si ce Programme devait être autorisé, la Régie devrait prévoir et imposer des modalités pour encadrer ces activités et les sommes ou parts de budgets qui pourraient être considérées comme dépenses admissibles.

Le calibrage de l'aide financière

AQUIP :

Y-a-t-il des éléments reliés au calibrage de l'aide financière sur lesquels vous voudriez soumettre des commentaires ?

JFB :

Oui, il y en a trois.

D'abord, HQD propose de calculer le respect de l'obligation minimale annuelle (OMA) sur la moyenne des 5 premières années. La consommation additionnelle réelle doit atteindre 75 % de la consommation d'électricité admissible (CÉA) établie initialement pour calculer l'appui financier offert lors de la conversion.

Le Distributeur invoque les besoins de flexibilité des clients pour justifier cette approche. Or, la grande majorité des clients ont des profils de consommation prévisibles; il s'agit d'une très grande majorité de projets provenant de clients institutionnels et commerciaux dont aucune part de la consommation n'est reliée à des procédés de fabrication.

Par ailleurs, avec une OMA correspondant à 75 % de la consommation d'électricité additionnelle, les clients participants devraient disposer d'une marge de manœuvre largement suffisante pour effectuer un écrêtement de leur demande en période de pointe hivernale. Même des aléas climatiques prononcés ne devraient pas résorber complètement, à eux seuls, un écart de cet ordre entre les consommations d'électricité additionnelles prévue et réelle.

Deuxièmement, comme le constate la Régie, le calcul de la CÉA est pondéré par un facteur de gestion de la demande de 0,90 dans le cas des clients qui voudraient conserver leurs équipements de chauffe au combustible pour gérer leur demande d'électricité en pointe. Cette disposition ne s'applique pas aux autres clients qui généreraient leur demande de pointe autrement, par exemple en participant au Programme GDP Affaires, mais sans utiliser de combustible.

Il m'apparaît que l'application d'une telle mesure sur une base sélective n'est pas fondée. Un incitatif à la gestion de la demande en pointe devrait être offert à tous les clients qui veulent s'y engager, indépendamment des moyens et des sources d'énergie utilisés. Le corollaire de cette règle de traitement non discriminatoire est qu'à l'opposé, aucune mesure dissuasive ne devrait être imposée à un client parce qu'il désire continuer d'utiliser une source d'énergie autre que

celle fournie par Hydro-Québec pour satisfaire une partie de ses besoins énergétiques à la pointe. L'inclusion des coûts de démantèlement des équipements fonctionnant au mazout dans les dépenses admissibles dans le cadre du Programme de conversion constitue déjà une mesure qui désavantage les clients désirant conserver ces équipements en réduisant, dans leur cas, le niveau des dépenses admissibles à un appui financier.

Enfin, pour ce qui est de la récupération de l'aide financière en cas de défaut, les informations fournies par HQD en réponse aux DDR de l'AQUIP sont satisfaisantes : l'historique des cas de défaut dans les programmes commerciaux existants comporte des taux acceptables et le Distributeur affirme avoir récupéré l'entièreté des sommes versées dans les cas où l'admissibilité des participants a dû être reconsidérée pour non-respect des exigences d'un programme.

En autant que les situations de non-respect des exigences sont clairement décrites dans le Guide du participant, ces risques de défaut devraient être atténués. Une reconnaissance formelle de ses obligations par le client participant lors de l'attribution de l'appui financier pourrait néanmoins réduire encore davantage les risques que des situations de défaut ne se traduisent en créances irrécupérables au détriment de l'ensemble des clients.

Les objectifs du Programme

AQUIP :

Quels sont vos constats concernant les objectifs du Programme ?

JFB :

Les objectifs de ventes additionnelles présentés en preuve ne couvrent que les années 2017 et 2018. Les conversions des années subséquentes s'y ajouteront nécessairement, sans qu'il soit possible de les quantifier pour l'instant. La volonté de HQD (et de son actionnaire) de développer de nouvelles ventes à long terme (compte tenu de l'essoufflement de ses marchés) est néanmoins manifeste et a été réitérée récemment.

En ce sens, les objectifs généraux du Programme proposé ne sont pas limités à une offre ponctuelle d'incitatifs pour favoriser des conversions additionnelles vers l'électricité. Hydro-Québec évoque déjà la possibilité de soumettre des modifications aux modalités du Programme au terme de sa période de rodage en fonction des résultats obtenus, ce qui est nécessairement lié au succès de son entreprise qui consiste, en fait, à prendre graduellement les parts de marché du mazout.

À mon avis, dans le cadre de la décision qu'elle rendra sur la demande d'approbation de ce Programme, la Régie serait bien avisée de soupeser et de qualifier les conséquences d'une concentration additionnelle et toujours croissante des ressources utilisées au profit du seul secteur électrique, en particulier pour la chauffe de l'espace.

Plus spécifiquement, j'ai démontré dans la section portant sur la rentabilité du Programme que les calculs soutenant les prévisions de conversion sont basés sur des prix de l'électricité surestimés. Il en résulte une forte distorsion faussant les résultats du TNT. Pour leur part, les calculs de l'appui financier offert ne tiennent pas compte de la composition des clientèles participantes ni de la répartition des ventes additionnelles entre ces clientèles. Le budget demandé à titre d'appui financier pour les années 2017 et 2018 dépasse les besoins proportionnés aux objectifs par plus 50 % (51,156 M\$ demandés vs 33,917 M\$ nécessaires) et permettrait de supporter des conversions bien plus importantes que les 340 GWh annoncés.

Dans la section précédente, j'ai aussi relevé au moins deux dispositions du Programme qui s'avèrent particulièrement défavorables aux clients qui, dans le cadre du Programme de conversion, voudraient conserver leurs équipements fonctionnant au mazout pour effectuer une gestion de leur demande en pointe. Il m'apparaît que, dans le cadre de la décision qu'elle aura à rendre, la Régie devrait aborder la question de la contribution de la diversité des sources d'énergie à la sécurité des approvisionnements.

Les impacts du Programme

AQUIP :

Quels sont, à votre avis, les impacts que pourraient avoir ce Programme sur les besoins de puissance à la pointe hivernale et sur la desserte des utilisateurs de mazout ?

JFB :

En ce qui concerne l'augmentation des besoins de puissance à la pointe, les conversions de 340 GWh visées pour les années 2017 et 2018 se traduiraient par une augmentation des besoins en puissance de 110 MW. À chaque occasion qui lui est donnée, le Distributeur réitère par ailleurs sa volonté de favoriser les mesures permettant une bonne gestion de la demande en pointe.

Les modalités du Programme et, en particulier, les dispositions prévues pour le calcul de la CÉA et de l'appui financier qui y est relié sont pourtant nettement défavorables à la conservation des équipements utilisant une autre source d'énergie, même pour la seule gestion de sa demande en pointe par un client, et, à l'opposé, particulièrement favorables pour les clients qui effectueraient une conversion TAÉ.

HQD reconnaît d'ailleurs que la rentabilité (TNT) du Programme s'accroît lorsque la part de clients qui procèdent à l'écrêtement de leurs pointes diminue¹⁶.

Tel qu'il est conçu, le Programme proposé contribuera assurément par les incitatifs qu'il offre à consolider la proportion des équipements de chauffage de l'espace fonctionnant à l'électricité

¹⁶ B-0022, HQD-2 doc 1, page 27, réponse 10.6.

qui est utilisée à la pointe hivernale et à accélérer la croissance des besoins de puissance en pointe dont le niveau est déjà problématique et très coûteux.

D'autre part, contrairement à ce qu'affirme le Distributeur, si le Programme proposé devait être approuvé, il aurait à moyen et long termes des impacts importants sur la desserte des utilisateurs de mazout dans certaines régions ou sous-régions du Québec, en particulier dans les secteurs à faible densité de population.

La perte d'une partie de la clientèle commerciale, industrielle et institutionnelle causerait certainement des effets importants chez les distributeurs de mazout. Ces effets seraient cependant répartis inégalement, tant sur le plan géographique qu'en intensité, selon la nature du territoire desservi par les différents distributeurs (étendue, densité), le nombre de clients qu'ils desservent, la répartition et les caractéristiques de leurs clientèles (volumes livrés par client, proportion de gros, moyens et petits volumes).

Tous les types de clientèles sont desservis par les mêmes infrastructures de distribution de mazout, qu'il s'agisse des clients visés par le Programme autant que la clientèle résidentielle incluant la clientèle biénergie.

La perte d'une partie de ces clientèles viendra donc influencer la rentabilité des opérations des distributeurs de mazout touchés par des pertes de volumes livrés résultant du Programme de conversion. De plus, la distribution géographique des conversions de clients ne sera pas uniforme d'une région à l'autre et pourrait se concentrer davantage dans des régions à plus faible densité de population.

Certains distributeurs ont une forte proportion de leur clientèle dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel et seront donc touchés davantage par ce programme, ce qui fragilisera d'autant leurs opérations. Par effet de conséquence directe, cela entraînera des répercussions négatives sur la desserte de clients résidentiels incluant la clientèle utilisant la biénergie mazout-électricité. Ces répercussions pourraient se manifester par des tarifs de livraison plus élevés pour compenser une perte de densité d'un territoire commercial, des restrictions quant à la fréquence des livraisons et/ou l'abandon pur et simple de certaines « routes » devenues non rentables.

Si, par exemple, un Distributeur devait réduire la fréquence des livraisons sur une portion de son territoire, la satisfaction des besoins d'un nombre croissant de clients résidentiels pourrait être compromise. Si certaines routes étaient abandonnées, n'ayant plus un volume suffisant pour en assurer la rentabilité, des clientèles résidentielles pourraient se retrouver orphelines dans certains secteurs ou devoir payer des frais de livraisons ajoutés au tarif régulier pour compenser l'augmentation des coûts unitaires d'opération par km parcouru.

Même si le Programme proposé ne vise pas directement la clientèle résidentielle, la desserte de ces petits utilisateurs de mazout et de biénergie subira certainement des répercussions dans certaines régions.

ANNEXE A

Calcul du TNT corrigé (Tableau 4 de B-0018)

milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
consomm. additionnelle											
en GWh / an	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Revenus additionnels	4 991	25 455	25 964	26 484	27 033	27 554	28 104	28 667	29 240	29 825	30 421
en ¢/kWh	7,34	7,49	7,64	7,79	7,95	8,10	8,27	8,43	8,60	8,77	8,95
Coûts approv. addit.	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	6,88	9,05	9,23	9,41
Appui financier	6 783	27 134									
Coûts exploit. Progr.	220	508									
	-6 105	-23 045	4 696	4 798	4 921	5 008	5 114	-1 511	-1 534	-1 557	-1 581

ANNEXE B

Calcul du TP corrigé (Tableau 5 de B-0018)

milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
consomm. additionnelle											
en GWh / an	68	340	340	340	340	340	340	340	340	340	340
Coûts de mazout évités	6 361	35 781	37 571	39 448	41 420	43 492	45 664	47 949	50 348	52 865	55 510
\$ / litre	0,75	0,7875	0,8269	0,8682	0,9116	0,9572	1,005	1,0553	1,1081	1,1635	1,2217
Dépenses des clients											
nettes de l'appui financier	2 856	11 424									
coût électricité addition.	4 991	25 455	25 964	26 484	27 033	27 554	28 104	28 667	29 240	29 825	30 421
en ¢/kWh	7,34	7,49	7,64	7,79	7,95	8,10	8,27	8,43	8,60	8,77	8,95
	-1 486	-1 098	11 607	12 964	14 387	15 938	17 560	19 282	21 108	23 040	25 089