

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

R-4000-2017

**Observations déposées à la
Régie de l'énergie par**



préparées par

Viviane de Tilly

19 juillet 2017

Table des matières

TABLE DES MATIÈRES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RÉSEAU	3
1 INTRODUCTION	4
2 AMORTISSEMENT DES APPUIS FINANCIERS DU PROGRAMME	4
3 TAUX D'OPPORTUNISME	5
4 HORIZON D'ANALYSE	8
5 COÛT DE LA PUISSANCE	9
6 COÛTS DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT	12
7 CLIENTÈLE ADMISSIBLE	14
8 MISE À RISQUE DU PARC BIÉNERGIE ET DE SON EFFACEMENT	15
9 IMPACT SUR LES REVENUS REQUIS	17
ANNEXE 1 : ÉLÉMENTS D'ANALYSE DE RENTABILITÉ DU TARIF DT	18
ANNEXE 2 : ANALYSE DE RENTABILITÉ DU PROGRAMME (000 \$)	19
ANNEXE 3 : ANALYSE DE RENTABILITÉ DU PROGRAMME AVEC TAUX D'OPPORTUNISTE (000 \$)	20

Liste des figures

FIGURE 1 BILAN ÉNERGÉTIQUE DU RÉSEAU DES COMMISSIONS SCOLAIRES DU QUÉBEC 2014-2015	6
FIGURE 2 CONSOMMATION D'ÉNERGIE PAR FORME	7
FIGURE 3 SEGMENTATION DES PARTICIPANTS AU PROGRAMME	10
FIGURE 4 CAS DE FIGURE DE LA PUISSANCE REQUISE SELON LA SEGMENTATION DES PARTICIPANTS ..	11
FIGURE 5 RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DES ABONNEMENTS AU TARIF DT	14

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe neuf Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face. Ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (OI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 50 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Introduction

Le 1^{er} mars 2017, Hydro-Québec, dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur), dépose auprès de la Régie de l'énergie (la Régie) une demande d'approbation d'un programme pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane (le Programme).

Le Distributeur propose d'accorder une aide financière aux clients qui souhaitent changer leur système de chauffage tout en s'engageant à consommer de l'électricité pour une période minimale de 5 ans.

UC dépose ses observations sur la proposition du Distributeur. UC recommande à la Régie de rejeter la demande du Distributeur puisque, comme il le sera démontré, le Programme se révèle non rentable pour les clients du Distributeur.

Cette recommandation repose sur une série d'enjeux importants, soit :

- L'amortissement des appuis financiers accordés en vertu du Programme
- Un fort taux d'opportunisme anticipé
- L'horizon d'analyse considéré
- Les coûts de puissance générés
- L'augmentation de la facture de Transport
- L'effritement du parc biénergie résidentiel
- La diversité des clientèles admissibles
- L'admissibilité des clients des réseaux municipaux

2 Amortissement des appuis financiers du Programme

D'emblée, le Programme en est un de stimulation des ventes et non d'efficacité énergétique. Selon notre compréhension, un programme de stimulation des ventes qui ne vise qu'à générer des revenus supplémentaires ne peut être analysé sur les mêmes bases qu'un programme d'efficacité énergétique dont les mesures implantées ont une valeur sur le plan des approvisionnements. Les encadrements de la CPUC, généralement considérée comme une référence dans le domaine des tests économiques des mesures d'efficacité énergétique, sont d'ailleurs sans équivoque sur le sujet :

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.¹

UC rappelle que l'installation d'un système de chauffage efficace ou performant n'est pas un critère d'admissibilité au Programme².

¹ **California Public Utilities Commission**, Energy Efficiency Policy Manual, Version 5, page 24. [En ligne] http://www.cpuc.ca.gov/uploadedFiles/CPUC_Public_Website/Content/Utilities_and_Industries/Energy_-_Electricity_and_Natural_Gas/EEPPolicyManualV5forPDF.pdf (consulté le 17 juillet 2017)

² HQD-2, document 8, page 6.

Le Programme n'est donc pas un programme d'efficacité énergétique et les appuis financiers accordés n'ont pas droit au même traitement comptable que les dépenses en efficacité énergétique dans l'établissement de la base de tarification et des revenus requis.

Selon notre compréhension, les subventions octroyées aux participants doivent être amorties sur 5 ans, de la même manière que sont traitées les subventions du même type octroyées par Gaz Métro³.

UC recommande donc à la Régie de limiter à 5 ans la période d'amortissement des appuis financiers accordés.

3 Taux d'opportuniste

Avant même d'aborder la rentabilité financière du programme, UC est d'avis que le Programme vise de nombreux clients qui auraient de toute façon dû procéder à des investissements pour moderniser ou remplacer leur système de chauffage.

Le Distributeur convient d'ailleurs de ce fait en précisant que le Programme soutient les projets de conversion au moyen d'un appui financier, sans lequel de tels projets sont moins susceptibles d'être réalisés.⁴ UC comprend que « moins susceptibles » ne veut pas dire que les projets ne se réaliseront pas, d'autant plus que sont concernés essentiellement des équipements qui atteignent la fin de leur vie utile.

En effet, le potentiel commercial estimé par le Distributeur repose sur l'hypothèse que, selon les marchés, 5 à 10 % des équipements atteindront la fin de leur durée de vie utile annuellement.⁵ D'aucune façon le Distributeur ne nous indique qu'elle serait la tendance naturelle des clients quant au choix du nouveau système. Pourtant c'est bien de cette tendance naturelle des conversions du mazout à l'électricité qu'il s'agit lorsqu'il est question d'exclure les clients résidentiels du Programme.⁶

À titre d'exemple, le Distributeur indique qu'à ce jour, puisque le Programme a déjà fait l'objet d'une promotion dans certaines régions de l'est du Québec, 80 % des lettres d'intention concernent des clients des secteurs commercial et institutionnel. De fait, précise-t-il, plusieurs commissions scolaires et municipalités désirent procéder à la conversion de leurs équipements, compte tenu notamment de leurs intentions et engagements en matière de réduction de leur empreinte environnementale.⁷

Or, la tendance de la conversion des systèmes de chauffage des écoles du Québec, du mazout vers l'électricité ou le gaz, est une tendance lourde depuis de nombreuses années, comme le démontre la **Erreur ! Source du renvoi introuvable..**

³ R -3970-2016, Gaz Métro – 6, document 1, page 6, Principes et méthodes d'évaluation suivis dans l'établissement de la base de tarification.

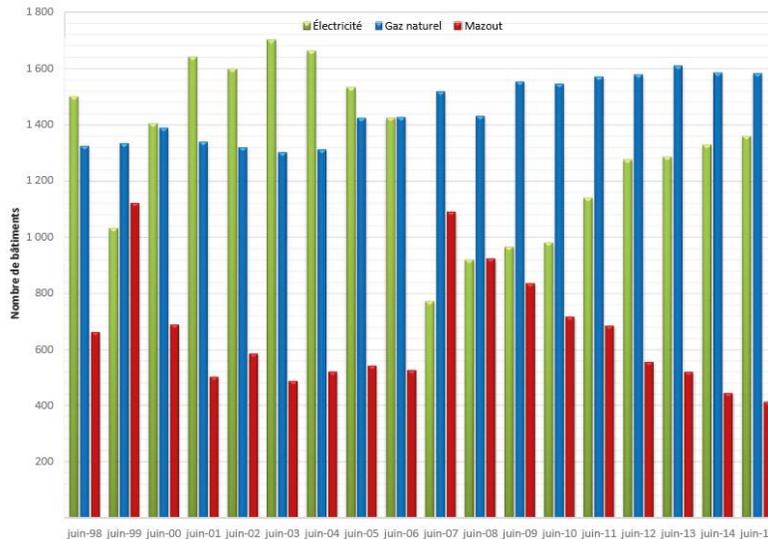
⁴ HQD-1, document 1, révision : 2017-05-11, page 7.

⁵ HQD-1, document 1, révision : 2017-05-11, page 12.

⁶ HQD-1, document 1, révision : 2017-05-11, page 7.

⁷ HQD-2, document 4, page 15.

Figure 1
Bilan énergétique du réseau des commissions scolaires du Québec 2014-2015
Répartition des bâtiments par source d'énergie pour le chauffage⁸



En 2007, on comptait au Québec environ 1 100 établissements scolaires chauffés au mazout, ce nombre ayant connu un essor temporaire cette année-là suite à l'abrogation du tarif BT au 1^{er} avril 2006⁹. Or, en 2015, on ne dénombrait plus que quelque 400 écoles québécoises encore chauffées au mazout, pour une décroissance de près de 65 % sur 8 ans. Le nombre d'établissements scolaires chauffés au gaz naturel a bien connu une croissance significative entre 2007 et 2009, mais est demeuré à peu près stable depuis. En fait, sur toute la période allant de 2007 à 2015, on constate une substitution naturelle du chauffage au mazout vers le chauffage à l'électricité. Compte tenu de cette tendance naturelle, pourquoi accorder un appui financier aux établissements scolaires dans le cadre du Programme ? Ne s'agit-il pas là d'une responsabilité qui incombe au gouvernement du Québec ? UC s'interroge : la finalité du Programme est-elle de faire supporter par les clients du Distributeur les coûts de remplacement des systèmes de chauffage des établissements scolaires, réduisant d'autant les charges de l'État¹⁰ ?

Par équité pour les clients résidentiels, UC recommande à la Régie que soient exclus du Programme les établissements scolaires qui chauffent au mazout compte tenu de leur tendance naturelle à se convertir à l'électricité.

Subsidiairement, UC recommande que l'analyse de rentabilité tienne compte d'un taux explicite d'opportunité estimé à partir des lettres d'intention reçues. De cette manière, le Distributeur pourra établir la véritable rentabilité du Programme par rapport au scénario de base où il laisse se réaliser les substitutions sans subvention. Par exemple, si 25 % des lettres d'intention concernent

⁸ **Gouvernement du Québec**, Ministère de l'Éducation et de l'Enseignement supérieur, Bilan énergétique du réseau des commissions scolaires du Québec, 2016 [En ligne]

http://www.education.gouv.qc.ca/fileadmin/site_web/documents/reseau/infrastructures/Bilan_energetique_comm-scolaires_2014-2015.pdf (consulté le 11 juillet 2017).

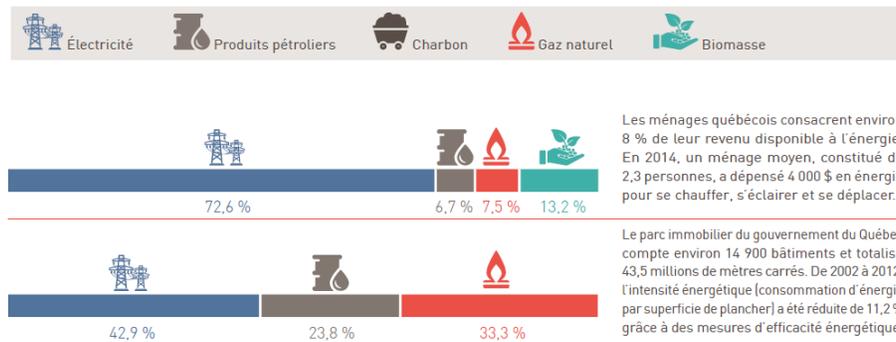
⁹ D-2004-170.

¹⁰ Sans compter que le Distributeur recevrait un rendement sur les appuis financiers accordés.

des institutions scolaires (et en supposant une proportion similaire des volumes de ventes additionnelles d'énergie), le volume prévu de 340 GWh de ventes annuelles additionnelles devrait être réduit de la même proportion.

Selon UC, la même question doit se poser sérieusement pour l'ensemble des clients institutionnels relevant du gouvernement. Comme l'indique la Figure 2, tirée de la Politique énergétique 2030, le mazout représente près du quart de l'énergie consommée par le parc immobilier du gouvernement.

Figure 2
Consommation d'énergie par forme ¹¹



Selon UC, le Programme proposé par le Distributeur serait encore une fois particulièrement intéressant pour le gouvernement du Québec qui pourrait profiter des clients du Distributeur pour financer de nouveaux systèmes de chauffage à l'électricité pour certains de ses bâtiments. **À défaut d'avoir plus d'information sur la tendance naturelle des bâtiments appartenant au gouvernement à passer au chauffage électrique, UC ne peut que recommander à la Régie que soient exclus du Programme tous les bâtiments du parc immobilier du gouvernement.**

Subsidiairement, UC recommande que l'analyse de rentabilité tienne compte d'un taux explicite d'opportunité estimé à partir des lettres d'intention reçues.

¹¹ **Gouvernement du Québec**, Politique énergétique 2030, page 19

[En ligne] <https://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf> (consulté le 12 juillet 2017).

4 Horizon d'analyse

Le Distributeur tient à utiliser un horizon 10 ans pour réaliser ses analyses de rentabilité. Il indique qu'au-delà de cette période, il ne peut présumer de l'usage que fera le client des équipements.

Comme mentionné en réponse à la question 6.1, la durée de vie physique des équipements devrait atteindre au moins 20 ans. Toutefois, toutes sortes de considérations commerciales peuvent faire en sorte que l'usage que fera un client de ses équipements à long terme sera appelé à varier.¹²

UC est d'avis que l'argument du Distributeur convainc peu, particulièrement si les participants au Programme sont principalement des établissements scolaires voire des institutions gouvernementales. UC est d'avis que le Distributeur devrait documenter son hypothèse sur la base de faits bien réels. Dans quelle proportion les clients qui changent de système de chauffage à grands frais procèdent-ils, à moyen terme et avant la fin de la vie utile des équipements, à un autre changement de système ou cessent tout bonnement leurs activités ? Alternativement, le Distributeur devrait tout simplement poser une hypothèse quant à l'effritement des ventes sur un horizon de 20 ans, soit la durée de vie utile des systèmes.

Le choix de l'horizon revêt un caractère particulier dans le contexte d'une très grande volatilité des coûts évités de puissance, intrants fondamentaux dans l'analyse de rentabilité. Dans le cadre de l'analyse du Plan d'approvisionnement 2017-2027, UC écrivait à propos des coûts évités.

La question de la rentabilité du programme de conversion sera débattue dans le dossier R -4000-2017, rentabilité qui devrait être basée sur des coûts évités en puissance fixés par la Régie (D-2017-022), coûts qui devraient vraisemblablement être mis à jour dans le prochain dossier tarifaire (2018-2019) en tenant compte des décisions qui seront formulées dans le présent dossier. Le Distributeur, qui ne pouvait demander mieux¹³, profite donc d'une fenêtre grandement — mais temporairement peut-être, ouverte par la décision de la Régie pour présenter son programme de conversion.

La situation actuelle d'équilibre fragile du bilan en puissance est déconcertante. Dans ce qui ressemble à un cas de référence circulaire, l'optimisation des coûts d'approvisionnement mène rapidement à la réévaluation des intrants du processus d'optimisation. Le mieux est le mortel ennemi du bien, particulièrement alors que des visions différentes sur la valeur du coût en puissance (20 \$/kW vs 108 \$/kW) s'affrontent dans un contexte de volatilité des besoins. La baisse de la demande d'électricité et une gestion efficace de la puissance (incluant des programmes de gestion de la demande) dans un contexte de déficit en puissance conduit à un bilan équilibré qui a pour conséquence une révision des coûts évités de puissance qui rendent maintenant rentables des programmes qui auront pour effet d'augmenter la demande en pointe. Une décision favorable au programme de conversion, si rendue comme telle dans le dossier R -4000-2017, pourrait être historique.¹⁴

Les appréhensions d'UC demeurent. La courte période d'analyse de rentabilité choisie par le Distributeur, caractérisée par un coût de puissance anormalement bas, favorise grandement la rentabilité du

¹² HQD-2, document 1, page 18.

¹³ De l'avis d'UC, seul un décret gouvernemental aurait eu le même effet.

¹⁴ R -3986-2016, C-UC-009, page 10.

programme. **Compte tenu de la durée de vie des équipements, de la volatilité importante des coûts de puissance, mais, surtout, de la problématique toujours actuelle de la gestion de la demande en pointe à laquelle reste confronté le Distributeur, UC recommande à la Régie que la période d'analyse de rentabilité du Programme couvre au moins 20 ans.**

Finalement, bien que l'enjeu soit marginal dans le contexte du Programme, UC est également d'avis que sur l'horizon de l'analyse, une correction possible de l'interfinancement doit être envisagée compte tenu de l'Avis de la Régie sur le sujet¹⁵. Sans faire de recommandation précise à la Régie, UC émet des réserves quant à la croissance à l'inflation des revenus générés par le Programme. Cette hypothèse pourrait être trop optimiste.

5 Coût de la puissance

Selon le Distributeur, le Programme se traduirait par un impact de l'ordre de 110 MW sur les besoins du Distributeur.¹⁶

Cette évaluation repose sur les hypothèses suivantes :

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.¹⁷

La Figure 3 présente l'interprétation qu'UC fait de l'explication du Distributeur et qui lui permet d'affirmer que 50 % de tous les participants participeront au programme de GDP ou poseront des gestes pour écrêter leur demande afin de diminuer leur facture¹⁸. UC laisse la Régie juger du caractère optimiste de cette hypothèse mais considère néanmoins qu'il s'agit d'une proportion très importante.

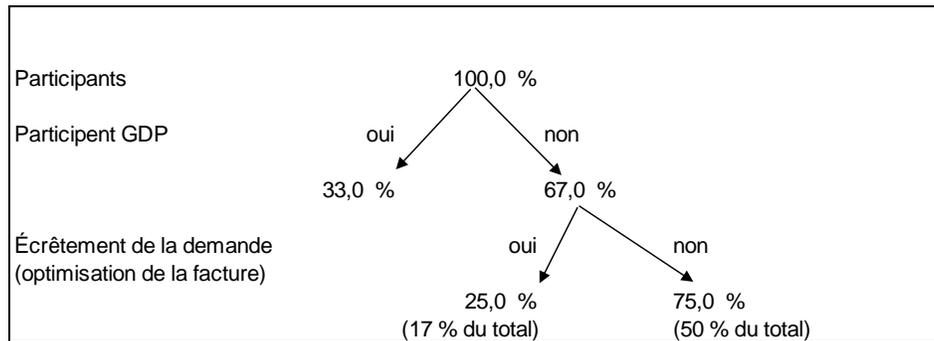
¹⁵ R -3972-2016, A-0038.

¹⁶ HQD-1, document 1, révision : 2017-05-11, page 20.

¹⁷ R -3986-2016, HQD-3, document 1.1, page 5.

¹⁸ HQD-2, document 6, page 12.

Figure 3
Segmentation des participants au Programme



Le Distributeur présente globalement l'impact du Programme sans toutefois expliquer en détail comment il est arrivé à un impact de 110 MW. Pourtant, les données en amont de cette évaluation sont importantes. En effet, les incitatifs financiers qui seront remis aux 33 % des participants au Programme qui adhéreront au programme de GDP doivent faire partie de l'analyse de rentabilité du Programme. Cette « disparition » des besoins en puissance, qui contribue à rendre le Programme très rentable selon le Distributeur, comporte un coût significatif dont il faut tenir compte. UC rappelle que le programme actuel de GDP du Distributeur offre un incitatif de 70 \$/kW effacé¹⁹.

La Figure 4 présente est un cas de figure, défini arbitrairement par UC mais tout de même réaliste, de ce que pourraient être les volumes en puissance en amont de l'impact de 110 MW²⁰.

Dans ce cas de figure, les équipements installés en vertu du Programme totaliseraient 180 MW de puissance²¹. Comme 33 % de cette puissance s'effacerait au besoin en pointe, seuls 120 MW seraient potentiellement présents en pointe. Or, puisque 25 % des participants optimisent leur appel de puissance, leur présence en pointe serait inférieure à celle qu'ils auraient sans optimisation de facture. Il est pris comme hypothèse que la réduction de puissance aux fins d'optimisation de la facture n'est que partiellement coïncidente avec la pointe hivernale.²²

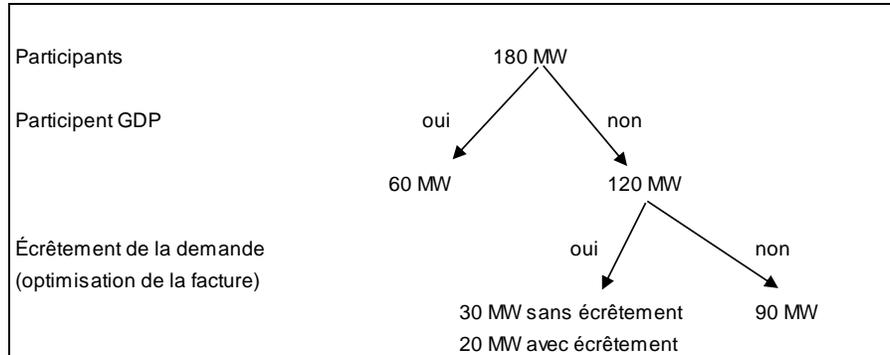
¹⁹ <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/appui-financier/> (consulté le 12 juillet 2017)

²⁰ En supposant que les pourcentages de participants et de puissance soient les mêmes.

²¹ Une puissance de 180 MW pour 340 GWh de nouvelles ventes suppose un F.U. de 22 %, ce qui peut sembler faible pour une charge de chauffage. En revanche, si de nombreuses institutions scolaires participent au programme, ce F.U. serait plausible compte tenu de la diminution fréquente des besoins de chauffage (vacances de Noël, relâche, week-ends, soirées...) de ces clients.

²² Le Distributeur pose plutôt comme hypothèse que l'écrêtement des pointes par les clients pour fins d'optimisation des factures d'électricité est parfaitement coïncident avec la pointe du réseau. Il indique en effet que dans le cas d'une charge avec écrêtement, un coût évité sans puissance a été considéré par le Distributeur. Voir HQD-1, document 2, page 16.

Figure 4
Cas de figure de la puissance requise selon
la segmentation des participants



Étonnamment, les analyses de rentabilité du Distributeur ne tiennent pas compte de ce qu'il faudra déboursier pour éviter la présence en pointe de 25 % des participants. Le Distributeur indique en effet que l'ensemble des analyses « n'a porté que sur le Programme, en vue de son approbation, et elles ne tiennent pas compte d'une éventuelle participation des clients au programme GDP Affaires.²³ ». Selon UC, ne pas inclure les coûts de participation à un programme de GDP est injustifiable et indéfendable. Ces coûts, qui seront assumés en partie par les clients résidentiels puisqu'ils constituent un moyen de gestion de la demande, font partie de l'équation et doivent être pris en compte.

Le Distributeur peut arguer que la prime de 70 \$/kW n'est remise aux participants du programme de GDP que s'il fait appel à eux pour s'effacer en pointe, ce qui ne serait pas toujours le cas d'année en année. UC précise que dans le cadre du programme actuel de GDP, si le Distributeur n'a pas recouru à la puissance des participants, ceux-ci reçoivent tout de même un montant correspondant au minimum d'environ 10 \$/kW²⁴ ou 20 000 \$. En outre, si ces clients ne s'effacent pas en pointe, la facture du Transporteur associée à ces clients sera augmentée pour plus de 75 \$/kW²⁵. Il n'y a donc aucune issue possible, ou bien le Distributeur rémunère les clients pour qu'ils s'effacent en pointe ou bien il assume une facture additionnelle de transport, les deux coûts unitaires étant similaires²⁶.

UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il inclue dans son analyse financière les sommes déboursées annuellement pour permettre l'effacement de 25 % des clients qui participeront au Programme.

²³ HQD-2, document 1, page 16.

²⁴ Soit 15 % x puissance maximale enregistrée* x 70 \$. Voir <http://www.hydroquebec.com/pdf/fr/aff-GDP-guide-participant.pdf>, page 9. (consulté le 12 juillet 2017)

²⁵ Voir HQD-2, document 2, page 14.

²⁶ Dans un autre scénario, le Distributeur paie la prime de 10 \$/kW et paie la facture additionnelle de transport.

6 Coûts de distribution et de transport

Le Distributeur ne tient pas compte des coûts de distribution et de transport engendrés par les participants au Programme dans ses analyses de rentabilité²⁷. Il écrit

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.²⁸

Selon UC, cet argument tient difficilement. D'une part, UC rappelle que le programme de biénergie CII, prévoyant un effacement en pointe des nouvelles charges, avait été conçu au début des années 80 pour générer des ventes en période de surplus tout en évitant des impacts sur les réseaux de transport et de distribution²⁹. Le Distributeur pourrait prétendre que les volumes impliqués ne sont pas d'ordre comparable, l'objectif de ventes annuelles du Programme étant à terme de 340 GWh alors que les ventes à la biénergie CII ont atteint au moins 4 TWh³⁰.

En revanche, il ne faut pas perdre de vue que le potentiel technique de conversions de système de chauffage au combustible s'élève à 13 TWh pour un potentiel commercial annuel de 900 GWh³¹, suffisamment pour dépasser rapidement l'objectif de 340 GWh que s'est fixé le Distributeur pour les deux premières années du Programme. Le Distributeur prévoit d'ailleurs des volumes additionnels considérables si le Programme se poursuivait, volumes qui, lorsque cumulés, rendront caduque la prétention des impacts marginaux sur les réseaux de distribution et de transport.

²⁷ HQD-2, document 1, page 14.

²⁸ HQD-1, document 1, révision : 2017-05-11, page 20.

²⁹ Dans une situation similaire de surplus énergétique, Hydro-Québec a lancé le programme bi-énergie CII afin de favoriser les ventes d'énergie tout en évitant les coûts en pointe.

À l'origine, le programme de bi-énergie commerciale, industrielle institutionnelle (CII) a été une réponse à des circonstances très particulières et liées à la mise en service de nouvelles centrales hydroélectriques (Phase I du complexe La Grande) et à une récession économique.

Dans le but d'écouler ses surplus, Hydro-Québec lance, le 1^{er} décembre 1983, le programme de bi-énergie auprès de ses clients CII utilisant un système de chauffage autre qu'électrique et possédant déjà un abonnement à l'un des tarifs généraux. Le programme consistait, d'une part, à équiper de chaudières ou fournaies électriques la clientèle d'affaires utilisant un combustible et, d'autre part, à garantir à cette clientèle un prix de l'électricité inférieur à celui de ce combustible, puisque le coût marginal d'alors de la fourniture pour Hydro-Québec était pratiquement nul.

L'objectif étant d'écouler de l'électricité en période hors pointe, le client biénergie devait utiliser l'énergie d'appoint lors des périodes de pointe afin d'éviter au Distributeur des coûts de transport et de distribution. (R-3471-2001, HQD1- document 1, page 2, nos soulignés)

³⁰ R-3471-2001, HQD-1, document 1, page 5.

³¹ HQD-1, document 1, révisé le 2017-05-11, page 12.

Le Distributeur rappelle que la présente demande vise la mise en œuvre du Programme pour les deux premières années d'opération. Si le Programme devait se poursuivre au-delà de cette période, une demande d'approbation à cet effet serait présentée à la Régie.

Le cas échéant, le Distributeur estime que les objectifs des années ultérieures pourraient dépasser ceux de la seconde année présentés dans le présent dossier, soit 272 GWh/année³²

UC est d'avis que ce qui était vrai à l'époque de la mise en œuvre du programme de biénergie CII le demeure de nos jours : des coûts marginaux de distribution et de transport doivent être pris en compte dans l'analyse de rentabilité du Programme. Ce n'est pas lorsque le train sera parti qu'il faudra se poser la question³³.

UC ajoute qu'à l'heure actuelle, des coûts évités de distribution et de transport sont pris en compte dans l'analyse de rentabilité du tarif biénergie DT³⁴ alors que l'effacement d'un client a vraisemblablement un impact marginal sur les réseaux de transport et de distribution. Il en est probablement de même pour des segments géographiques complets de clients au tarif DT.

À ce sujet, la Figure 5 donne la répartition géographique des abonnements au tarif DT. On y voit que de nombreuses régions comptent vraiment peu de clients au tarif DT. Si, comme l'affirme le Distributeur, 110 MW de nouvelles charges dans l'est du Québec ont un impact négligeable sur les réseaux de transport et de distribution, que dire, par exemple, de l'impact des quelque 1 100 abonnés au tarif DT répartis sur le vaste territoire du Saguenay-Lac-Saint-Jean qui effacent 6,4 MW³⁵ ? Doit-on douter, du point de vue du Distributeur, de la rentabilité du tarif DT en région si les clients ont un impact marginal sur les coûts de transport et de distribution ?

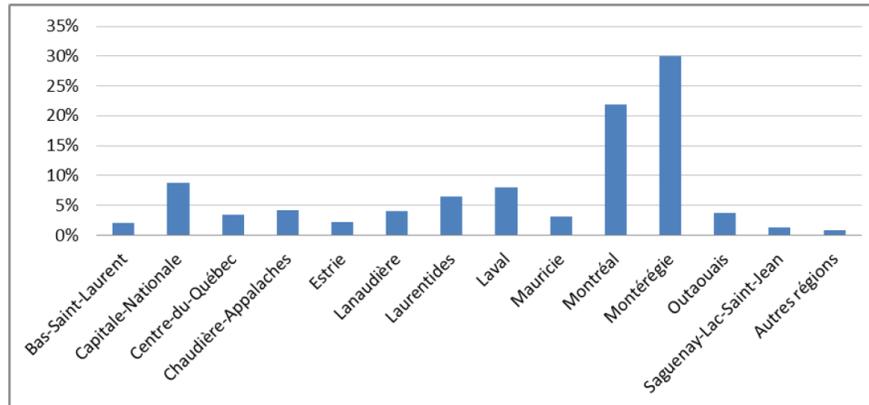
³² HQD-1, document 2, page 11.

³³ UC imagine difficilement le Distributeur présenter dans quelques mois une demande de prolongation du Programme qui reposerait sur une nouvelle analyse de rentabilité incluant des coûts marginaux de distribution et de transport. Une telle mise à jour aurait une conséquence certaine sur la rentabilité du programme et, vraisemblablement, sur l'aide financière accordée aux futurs participants.

³⁴ HQD-2, document 8, page 9. Voir également l'annexe 1.

³⁵ Environ 1 % des abonnés 111 300 abonnés en 2017. R-3986-2016, HQD-3, document 3, page 4 avec un effacement moyen de 5,8 kW (voir annexe 1)

Figure 5
Répartition géographique des abonnements au tarif DT³⁶



Mais plus que la question des coûts marginaux de transport et de distribution associés à la desserte des charges additionnelles, UC est d'avis, à l'instar de l'AQCIE-CIFQ³⁷, que l'augmentation de la demande en pointe de 110 MW due au Programme entraînera une augmentation de la facture de transport de la charge locale et doit être prise en compte dans l'analyse de rentabilité du Programme.

UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il inclue dans son analyse de rentabilité, les coûts marginaux de distribution et de transport pour tenir compte des investissements requis pour desservir les nouveaux clients ainsi que l'augmentation de la facture de transport imputable à la demande en pointe générée par le Programme.

7 Clientèle admissible

Le Distributeur a réalisé ses analyses de rentabilité à partir de 4 cas au tarif M. La rentabilité de participants potentiels aux tarifs D, DM ou encore L et LG n'a pas été abordée. Le Distributeur répond que les clients à ces tarifs seront marginaux ou auront un impact marginal. Le Distributeur souhaite que le Programme soit également offert aux clients des réseaux municipaux, ces derniers étant facturés au tarif LG, sans toutefois présenter le début d'une analyse de rentabilité associée à ces cas de figure.

Puisque le Distributeur a limité ses analyses de rentabilité à des cas types au tarif M, UC recommande à la Régie que le programme ne soit offert qu'aux clients du Distributeur qui sont présentement facturés au tarif M et qui le demeureront après la conversion de leur système de chauffage.

³⁶ HQD-2, document 4, page 7.

³⁷ HQD-2, document 2, page 14.

8 Mise à risque du parc biénergie et de son effacement³⁸

Le Programme a pour objectif de générer des ventes additionnelles de 340 GWh par année à partir de 2018. S'il s'agit uniquement de conversions du mazout vers l'électricité, le Programme proposé par le Distributeur ferait disparaître 340 GWh-équivalents mazout.

Il est intéressant de comparer ce volume de mazout au volume de mazout consommé présentement par tous les clients du parc biénergie résidentielle. Selon les données du Distributeur, la consommation du cas type biénergie, lorsque la température est inférieure à -12 °C soit le point de transfert du système de chauffage électrique vers le système au combustible, est de 2 287 kWh³⁹.

Sur la base des quelque 110 000 clients au tarif DT⁴⁰, 252 GWh-équivalents mazout sont livrés en moyenne chaque hiver aux clients du parc biénergie résidentielle. Le programme de conversion proposé par le Distributeur ferait disparaître 135 %⁴¹ de la consommation de l'ensemble du parc biénergie résidentielle, ce qui ne peut être qualifié de marginal d'autant plus que le Programme pourrait se poursuivre au-delà des 2 années prévues et que les objectifs des années ultérieures pourraient dépasser ceux de la seconde année présentés dans le présent dossier, soit 272 GWh/année⁴².

Le Distributeur atténue les craintes que le Programme affecte le parc biénergie en invoquant une pénétration très régionale des conversions.

Les ventes additionnelles visées de 340 GWh à l'horizon 2018, sur un potentiel de 13 TWh pour le Programme, ne devraient pas avoir d'impact sur la desserte en matière de livraison de mazout et compromettre la pérennité de la biénergie résidentielle. De surcroît, le Distributeur prévoit une concentration importante des cas de conversion dans les régions de l'est du Québec, là où l'on retrouve moins de 5 % du parc biénergie.⁴³

UC comprend que le Distributeur serait prêt d'emblée à sacrifier 5 % de son parc biénergie résidentielle, soit environ 5 000 clients ou 30 MW⁴⁴.

UC rappelle que de façon quasi concomitante au dépôt de sa demande d'approbation du Programme, la Régie permettait au Distributeur de faire supporter un coût annuel de 4 M\$ aux clients résidentiels uniquement pour assurer la survie du parc biénergie résidentielle. UC rappelle qu'elle s'était opposée à cette bonification puisqu'elle ne reposait sur aucune analyse crédible. UC écrivait à ce propos :

La proposition du Distributeur ne repose sur aucune étude ou analyse commerciale. Selon le Distributeur, il suffit d'améliorer l'économie des abonnés au tarif DT pour contrer l'érosion du parc biénergie⁴⁵.

³⁸ Section tirée en partie de R -3986-2016, C-UC-0009.

³⁹ Voir annexe 1.

⁴⁰R-3986-2016, HQD-3, document 3, page 4.

⁴¹ 340 GWh/252 GWh.

⁴² HQD-1, document 2, page 11.

⁴³ HQD-1, document 1, page 12.

⁴⁴ Sur la base d'un effacement moyen de 5,8 kW (voir annexe 1).

⁴⁵ R-3980-2016-C-UC-0007, page 23.

UC ajoutait :

Peu d'entreprises commerciales se lanceraient dans un programme entraînant un manque à gagner de 4 M\$ sans un minimum de certitude à moins, comme c'est le cas ici, que ce manque à gagner soit assumé par les autres clients. On ne sait nullement si la proposition est trop généreuse, suffisante ou insuffisante. A priori, étant donnée l'absence de justification commerciale probante, UC recommande à la Régie de rejeter la proposition du Distributeur relative au tarif DT.⁴⁶ (note de bas de page omise).

La Régie écrivait pourtant dans sa décision.

[691] La Régie est d'accord avec la FCEI qui affirme que le chauffage biénergie constitue un outil important et rentable pour gérer le besoin de puissance du Distributeur, un outil qu'il importe de préserver. Afin de contrer l'érosion marquée au tarif DT, la Régie accueille favorablement la proposition de bonification de 4 M\$ proposée par le Distributeur.

[692] Le problème de gestion des besoins en puissance étant principalement causé par la chauffe, que l'on retrouve avant tout au secteur résidentiel, la proposition du Distributeur de récupérer le manque à gagner auprès des clients aux tarifs domestiques apparaît raisonnable, selon le principe de la causalité des coûts.

[693] La Régie accepte la proposition du Distributeur d'augmenter les économies réalisées par les clients au tarif DT dès le 1^{er} avril 2017 et de récupérer le manque à gagner auprès de la clientèle domestique.⁴⁷

Cette année, les 100 000 clients biénergie résidentielle du Distributeur se partageront donc 4 M\$ aux frais des autres clients résidentiels pour « assurer » leur effacement en pointe pendant que d'autres clients, grâce au Programme, seraient financés pour se chauffer à l'électricité ou rétribués pour effacer une partie de leur charge en pointe via un programme de GDP, cette dernière rétribution étant payée en partie par les clients résidentiels. Selon UC, cette situation est aberrante. Elle traduit une absence totale de stratégie d'ensemble, aux frais des clients résidentiels, et elle doit cesser.

Pour ces raisons, et par équité pour les clients résidentiels qui subventionnent à coups de millions \$ les intentions de maintien⁴⁸ du parc biénergie résidentielle (tarif DT), l'analyse de rentabilité du Programme réalisée par le Distributeur devrait, selon UC, minimalement prendre en compte les coûts de remplacement de l'effacement d'au moins 30 MW de biénergie.

UC recommande donc à la Régie qu'elle exige du Distributeur qu'il inclue dans ses analyses de rentabilité les coûts d'acquisition de 30 MW de puissance en pointe.

⁴⁶ Ibid.

⁴⁷ D-2017-022, page 179.

⁴⁸ Selon UC, il n'a jamais été démontré que le gain additionnel offert aux clients du tarif DT aurait un effet de rétention sur la clientèle.

9 Impact sur les revenus requis

UC présente aux annexes 2 et 3, des évaluations de l'impact du Programme sur les revenus requis qui prend en compte certains des enjeux présentés jusqu'ici.

Ces évaluations prennent en compte :

- une croissance annuelle des revenus inférieure à 2 % compte tenu de l'Avis de la Régie (R-3972-2016) favorisant une correction de l'interfinancement
- un effritement annuel des ventes de 1 % à partir de 2023 (au-delà de l'engagement de 5 ans de l'obligation minimale annuelle)
- le coût associé à l'effacement de 60 MW des participants au programme de GDP
- le coût de remplacement de 30 MW associés à la disparition de 5 % du parc biénergie résidentielle étant donné une industrie de distribution du mazout fragilisée
- l'augmentation de la facture de transport associée à 110 MW additionnels en pointe

À la différence de l'annexe 2, l'annexe 3 suppose un taux d'opportunité de 25 %, taux qui pourrait être conservateur.

Les valeurs actualisées des deux scénarios proposés, que ce soit pour un horizon de 10 ou 20 ans, démontrent clairement la non-rentabilité du Programme. Dans le meilleur des cas, soit une analyse sur 10 ans sans tenir compte d'un taux d'opportunité, la valeur actualisée des augmentations annuelles de revenus requis générés par le Programme est de 43 M\$. Dans le pire des scénarios, soit une analyse sur 20 ans qui considère un taux d'opportunité de 25 %, la valeur actualisée des augmentations annuelles de revenus requis générés par le Programme est de 190 M\$.

Les analyses produites par UC sont illustratives, mais donnent une idée réaliste de l'impact véritable du Programme sur les revenus requis. UC est d'avis que le Distributeur a omis de présenter, dans les analyses qu'il a produites, tous les enjeux qui auraient eu pour résultats d'obscurcir les impacts sur les revenus requis. **Pour cette raison, et pour les raisons plus grandement détaillées dans ce document, UC recommande fortement à la Régie de refuser au Distributeur la mise en place du Programme.**

Annexe 1 : Éléments d'analyse de rentabilité du tarif DT

Rentabilité du tarif DT

ANALYSE ÉCONOMIQUE POINT DE VUE HQD (biénergie - effacement moyen p/r TAE)			
Coûts évités par le Distributeur (3)	10 692 \$	10 692 \$	10 692 \$
<i>coût de l'énergie \$</i>	2 023 \$	2 023 \$	2 023 \$
<i>coût de la puissance \$</i>	3 404 \$	3 404 \$	3 404 \$
<i>coût de transport \$</i>	3 939 \$	3 939 \$	3 939 \$
<i>coût de la distribution \$</i>	1 425 \$	1 425 \$	1 425 \$
<i>coût en émission de gaz à effet de serre \$</i>	-99 \$	-99 \$	-99 \$
Perte de revenus - biénergie (tarif DT) p/r TAE (tarif D) (4)	7 626 \$	8 076 \$	10 614 \$
Coûts nets de la biénergie p/r à TAE (3) - (4)	3 066 \$	2 616 \$	78 \$

Source : R -3905-2014, HQD-15, document 14.1, Chiffrier Excel, onglet Sommaire_AC_eff.moyen

Consommation en pointe pour le chauffage des locaux

Cas type - Maison unifamiliale moyenne à Montréal (ajustée pour la normale 2015)		Consommation
Usages de base et chauffage de l'eau		12 449 kWh
Chauffage des locaux (périodes pointe et hors pointe)		12 538 kWh
dont chauffage des locaux en période de pointe (< -12°C)		2 287 kWh
Effacement moyen du parc biénergie résidentiel		5,8 kW

Source : R -3905-2014, HQD-15, document 14.1, Chiffrier Excel, onglet Divers_eff.moyen

Annexe 2 : Analyse de rentabilité du Programme (000 \$)

	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	
Revenus	6 018	30 674	31 134	31 601	32 075	32 556	32 719	32 883	33 047	33 212	33 378	33 545	33 713	33 882	34 051	34 221	34 392	34 564	34 737	34 911	35 085	- Croissance annuelle des tarifs de 1,5 % au lieu de 2 % à partir de 2019 (hypothèse de correction de l'interfinancement (R-3972-2016, A-0038)) - Effritement de 1 % des ventes à partir de 2023
Coûts																						
Appro.	4 094	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002	32 642	33 295	33 961	34 640	35 333	36 039	36 760	37 495	38 245	39 010	- Données du Distributeur et croissance annuelle de 2 % au-delà de 2027
Coût de la GDP	840	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	7 154	7 298	7 443	7 592	7 744	7 899	8 057	8 218	8 383	8 550	8 721	8 896	9 074	9 255	- Hypothèse de 60 MW effacés en pointe à 70 \$/kW. Coût de la puissance à 108 \$/kW (2016) inflationné annuellement de 2 % à partir de 2024 (D-2017-022) - Remplacement de 30 MW de la biénergie résidentielle à partir de 2019 à 20\$/kW (2016) inflationné annuellement de 2% (D-2017-022) jusqu'en 2023 (hypothèse de remplacement du tarif DT par de la GDP à partir de 2024)
Puissance additionnelle			637	649	662	676	689															
Autres coûts	220	508																				- Données du Distributeur
Amortissements	1 024	6 139	10 231	10 231	10 231	9 208	4 092															- Données du Distributeur
Frais financiers	95	576	941	698	455	222	55															- Données du Distributeur
Frais de transport	192	960	979	999	1 019	1 039	1 060	1 081	1 103	1 125	1 147	1 170	1 194	1 218	1 242	1 267	1 292	1 318	1 344	1 371	1 399	Augmentation de la facture de transport pour 110 MW additionnels (HQD-2, document 2, page 14). Croissance annuelle de 2 %
Total des coûts	6 465	33 241	38 256	38 463	38 679	37 891	33 086	38 414	39 174	39 950	40 742	41 556	42 388	43 235	44 100	44 982	45 882	46 799	47 735	48 690	49 664	
Rém. Actionnaire	132	764	1 116	822	529	250	59															Données du Distributeur
Augmentation annuelle des revenus requis	579	3 331	8 238	7 684	7 133	5 585	426	5 531	6 127	6 738	7 363	8 011	8 675	9 354	10 049	10 761	11 489	12 235	12 998	13 779	14 579	
VAN 20 ans	91 877																					
VAN 10 ans	43 072																					
Taux d'actualisation	5,0530%	(D-2017-022)																				

Annexe 3 : Analyse de rentabilité du Programme avec taux d'opportuniste (000 \$)

	2 017	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031	2 032	2 033	2 034	2 035	2 036	2 037	
Revenus	4 514	23 006	23 351	23 701	24 056	24 417	24 539	24 662	24 785	24 909	25 034	25 159	25 285	25 411	25 538	25 666	25 794	25 923	26 053	26 183	26 314	- Taux d'opportuniste de 25% - Croissance annuelle des tarifs de 1,5 % au lieu de 2 % à partir de 2019 (hypothèse de correction de l'interfinancement (R-3972-2016, A-0038)) - Effritement de 1 % des ventes à partir de 2023
Coûts																						
Appro.	4 094	20 858	21 268	21 686	22 112	22 546	22 990	30 178	30 774	31 382	32 002	32 642	33 295	33 961	34 640	35 333	36 039	36 760	37 495	38 245	39 010	- Données du Distributeur et croissance annuelle de 2 % au-delà de 2027
Coût de la GDP	840	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	4 200	7 154	7 298	7 443	7 592	7 744	7 899	8 057	8 218	8 383	8 550	8 721	8 896	9 074	9 255	- Hypothèse de 60 MW effacés en pointe à 70 \$/kW. Coût de la puissance à 108 \$/kW (2016) inflationné annuellement de 2 % (D-2017-022) à partir de 2024. - Remplacement de 30 MW de la biénergie résidentielle à partir de 2019 à 20\$/kW (2016) inflationné annuellement de 2% (D-2017-022) jusqu'en 2023 (hypothèse de remplacement du tarif DT par de la GDP à partir de 2024)
Puissance additionnelle			637	649	662	676	689															
Autres coûts	220	508																				- Données du Distributeur
Amortissements	1 024	6 139	10 231	10 231	10 231	9 208	4 092															- Données du Distributeur
Frais financiers	95	576	941	698	455	222	55															- Données du Distributeur
Frais de transport	192	960	979	999	1 019	1 039	1 060	1 081	1 103	1 125	1 147	1 170	1 194	1 218	1 242	1 267	1 292	1 318	1 344	1 371	1 399	Augmentation de la facture de transport pour 110 MW additionnels (HQD-2, document 2, page 14). Croissance annuelle de 2 %
Total des coûts	6 465	33 241	38 256	38 463	38 679	37 891	33 086	38 414	39 174	39 950	40 742	41 556	42 388	43 235	44 100	44 982	45 882	46 799	47 735	48 690	49 664	
Rém. Actionnaire	132	764	1 116	822	529	250	59															Données du Distributeur
Augmentation annuelle des revenus requis	2 084	11 000	16 021	15 584	15 152	13 724	8 606	13 752	14 389	15 041	15 708	16 398	17 103	17 824	18 562	19 316	20 087	20 876	21 683	22 507	23 350	
VAN 20 ans	190 673																					
VAN 10 ans	103 535																					
Taux d'actualisation	5,0530%	(D-2017-022)																				