

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

| | | |
|------------|-------------|----------------|
| D-2017-119 | R-4000-2017 | 9 février 2018 |
| Motifs | | |

PRÉSENTE :

Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Motifs de la décision D-2017-119

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

Observateurs :

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ);

Équiterre;

Les producteurs en serre du Québec (PSQ);

Ecosystem.

Intervenants :

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ);

Association québécoise des indépendants du pétrole (AQUIP);

Association québécoise du propane (AQP);

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI);

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME);

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ);

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA);

Union des consommateurs (UC).

TABLE DES MATIÈRES

| | |
|---|-----------|
| LISTE DES TABLEAUX..... | 5 |
| LEXIQUE ET ACRONYMES | 6 |
| 1. INTRODUCTION..... | 7 |
| 2. CADRE LÉGAL..... | 9 |
| 3. CONTEXTE | 10 |
| 4. DESCRIPTION SOMMAIRE DU PROGRAMME | 10 |
| 5. INTERROGATIONS SOULEVÉES DANS LA DÉCISION D-2017-108 ET COMPLÉMENTS DE PREUVE DU DISTRIBUTEUR..... | 12 |
| 6. MOTIFS DE LA DÉCISION D-2017-119 | 15 |
| 6.1 Part des procédés industriels et les conséquences qui y sont associées sur l'ensemble des coûts et des revenus..... | 16 |
| 6.2 Hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés..... | 21 |
| 6.3 Coûts évités utilisés | 32 |
| 6.4 Coût du service de transport de la charge locale | 34 |
| 6.5 Attribution des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats..... | 37 |
| 6.6 Horizon d'analyse | 40 |
| 6.7 Impact du plafonnement de l'appui financier aux projets sur les coûts totaux effectifs du Programme | 43 |
| 7. CONCLUSION | 44 |
| DISPOSITIF | 45 |

LISTE DES TABLEAUX

| | | |
|------------------|--|-----------|
| Tableau 1 | Consommation électrique additionnelle en 2018 | 16 |
| Tableau 2 | Potentiel de conversion du mazout à l'électricité | 23 |
| Tableau 3 | Impact à la pointe du réseau du Programme..... | 23 |
| Tableau 4 | Évaluation du tarif de transport de la charge locale | 35 |
| Tableau 5 | Nombre d'heures d'achats additionnels prévus pour les besoins d'hiver | 38 |
| Tableau 6 | Coûts évités (\$ 2017) | 38 |

LEXIQUE ET ACRONYMES

| | |
|-----|--|
| CÉR | compte d'écarts et de report |
| GWh | gigawattheure |
| kW | kilowatt |
| MW | mégawatt |
| PRI | période de retour sur l'investissement |
| TNT | test de neutralité tarifaire |

1. INTRODUCTION

[1] 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).

[2] Le 6 mars 2017, le Distributeur dépose une demande amendée, en vertu des articles 31 (5°), 34 et 74 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi).

[3] Le 24 mars 2017, la Régie rend sa décision D-2017-037² par laquelle elle reconnaît les intervenants au dossier et accorde au Distributeur l'autorisation de créer, à compter de la date de la décision, un compte d'écart et de report (CÉR) pour y comptabiliser les coûts du Programme encourus en 2017.

[4] Le 30 mars 2017, le Distributeur dépose une demande réamendée et la preuve à son soutien.

[5] Le 11 mai 2017, le Distributeur dépose un complément de preuve.

[6] Le 30 mai 2017, la Régie rend sa décision procédurale D-2017-058³.

[7] Le 7 juin 2017, le Distributeur dépose le complément de preuve requis par la décision D-2017-058.

[8] Le 19 juin 2017, les intervenants et la Régie font parvenir leurs demandes de renseignements (DDR) au Distributeur qui y répond le 7 juillet 2017.

[9] Entre le 28 juin et le 20 juillet 2017, la Régie reçoit les observations de l'AREQ, d'Équiterre, des Producteurs en serre du Québec et d'Ecosystem.

¹ [RLRQ, c. R-6.01](#).

² Décision [D-2017-037](#).

³ Décision [D-2017-058](#).

[10] Le 19 juillet 2017, l'AQCIE-CIFQ, l'AQP, l'AQUIP, le GRAME, le ROEÉ et l'UC déposent leur mémoire. La FCEI et SÉ-AQLPA déposent le leur, respectivement les 20 et 21 juillet 2017.

[11] Le 11 août 2017, la Régie adresse sa DDR n° 2 au Distributeur qui y répond le 23 août 2017.

[12] Les argumentations sont déposées le 29 août 2017 par le Distributeur et les 5 et 6 septembre 2017 par les intervenants.

[13] Le Distributeur dépose sa réplique le 11 septembre 2017.

[14] Le 25 septembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-108⁴ par laquelle elle procède à une réouverture d'enquête et convoque une audience le 29 septembre 2017.

[15] Le 28 septembre 2017, à la suite des correspondances de l'AQUIP demandant une remise d'audience et du Distributeur proposant de répondre aux questionnements soulevés par la Régie dans sa décision D-2017-108 par une preuve écrite, la Régie annule l'audience prévue le 29 septembre 2017.

[16] Le 4 octobre 2017, le Distributeur dépose ses réponses aux questions soulevées par la décision D-2017-108. À la suite de ce dépôt, la Régie émet un nouveau calendrier.

[17] Le 10 octobre 2017, la Régie fait parvenir sa DDR n° 3. À la même date, le GRAME, l'AQCIE-CIFQ, SÉ-AQLPA et l'AQUIP déposent chacun leur DDR n° 2 au Distributeur. La FCEI fait de même le 11 octobre 2017. Le Distributeur répond à ces questions le 17 octobre 2017.

[18] Le 19 octobre 2017, l'AQUIP et le GRAME déposent leur mémoire. SÉ-AQLPA et la FCEI déposent le leur le 20 octobre 2017.

⁴ Décision [D-2017-108](#).

[19] Le 23 octobre 2017, le Distributeur dépose son argumentation écrite additionnelle relative à la preuve déposée le 4 octobre 2017.

[20] Le 25 octobre 2017, l'AQCIE-CIFQ, l'AQUIP et SÉ-AQLPA déposent leur argumentation additionnelle. Le Distributeur y réplique le 26 octobre 2017.

[21] Le 3 novembre 2017, la Régie rend sa décision D-2017-119 Motifs à suivre⁵, par laquelle elle rejette la demande du Distributeur pour son Programme.

2. CADRE LÉGAL

[22] En vertu de l'article 74 de la Loi, le Distributeur doit soumettre ses programmes commerciaux à l'approbation de la Régie. Cet article se lit comme suit :

« 74. Le distributeur d'électricité ou tout distributeur de gaz naturel doit soumettre à l'approbation de la Régie leurs programmes commerciaux.

Dans un territoire desservi par un réseau autonome de distribution d'électricité, le distributeur d'électricité peut également soumettre à l'approbation de la Régie des programmes commerciaux visant d'autres formes d'énergie afin d'assurer que les consommateurs de ce territoire bénéficient d'un approvisionnement en énergie leur permettant un traitement équitable par rapport à tout autre consommateur d'électricité distribuée par le distributeur d'électricité pour le chauffage résidentiel et le chauffage de l'eau.

Lorsqu'elle étudie une demande visée au présent article, la Régie doit notamment tenir compte de l'évolution des pratiques commerciales et de la rentabilité des programmes commerciaux en considérant leurs impacts sur les tarifs du distributeur ». [nous soulignons]

⁵ Décision [D-2017-119](#) Motifs à suivre.

3. CONTEXTE

[23] En réplique⁶, le Distributeur a demandé à la Régie de rendre sa décision dans les meilleurs délais possibles, avec motifs à suivre si nécessaire, afin de ne pas compromettre la réalisation des projets de conversion en temps utile avant l'hiver 2017-2018.

[24] C'est dans ce contexte, et afin que le Distributeur et sa clientèle intéressée par le Programme puissent connaître la décision de la Régie en temps opportun pour l'hiver 2017-2018, que la Régie a rendu sa décision D-2017-119 Motifs à suivre le 3 novembre 2017. La présente décision en exprime les motifs.

4. DESCRIPTION SOMMAIRE DU PROGRAMME

[25] Le Programme cherche à exploiter de nouvelles avenues de croissance pour le Distributeur et à soutenir la transition énergétique du Québec.

[26] Il consiste à offrir un appui financier aux clients du Distributeur qui souhaitent convertir à l'électricité leurs équipements fonctionnant à partir d'un combustible fossile admissible. Tous les équipements électriques servant à remplacer un équipement au mazout ou au propane sont admissibles.

[27] Les clients commerciaux, institutionnels et industriels dont les bâtiments sont situés au Québec, ainsi que les clients résidentiels de type multilocatif ou de condominium assujettis au tarif D avec appel de puissance sont admissibles au Programme.

[28] Le Programme s'inscrit, notamment, dans le contexte d'importants surplus d'énergie. Il vise à soutenir des projets de conversion au moyen d'un appui financier correspondant au moindre de 15 ¢ pour chaque nouveau kWh d'électricité admissible ou 75 % des dépenses admissibles. Cet appui financier a été calibré de manière à obtenir une rentabilité suffisante du Programme pour le Distributeur afin de réduire la pression sur les tarifs.

⁶ Pièces [B-0047](#), p. 11, et [B-0064](#), p. 4.

[29] Selon le Distributeur, les clients bénéficiant du Programme seraient ainsi en mesure de réaliser des projets structurants menant à une réduction de leur facture énergétique. Le Programme leur permettrait également de réduire leur empreinte environnementale et d'accroître, le cas échéant, leur compétitivité.

[30] Le Distributeur estime que le Programme permettra la conversion de 340 GWh à l'horizon 2018. Il évalue les coûts totaux à 10,4 M\$ en 2017 et à 41,3 M\$ en 2018.

[31] Il dépose ses analyses économiques et financières pour démontrer la rentabilité du Programme. Ces analyses se fondent sur l'évaluation de quatre cas types de conversion représentatifs de la majorité de ceux ciblés par le Programme.

[32] Afin de démontrer la rentabilité du Programme pour le client, le Distributeur renvoie au test du participant et au critère des périodes de retour sur l'investissement (PRI) aux fins de bien calibrer l'appui financier.

[33] Le PRI s'établit à 6,7 ans pour le cas type d'une école primaire, à 3,7 ans pour celui d'un édifice à bureaux de 4 000 m², à 2,2 ans pour celui d'un édifice à bureaux de 9 400 m² et à 2,0 ans pour celui d'un bâtiment industriel⁷. Le Distributeur soumet que ces résultats sont conformes à ceux visés, puisqu'une période de deux ans correspond à celle généralement recherchée par les gestionnaires de bâtiments privés et un PRI plus long étant généralement mieux accepté pour le marché institutionnel.

[34] Pour démontrer la rentabilité du Programme et l'impact sur les tarifs, le Distributeur utilise notamment le test de neutralité tarifaire (TNT), qu'il calcule sur la période 2017-2027. Le TNT se définit ainsi :

TNT = Revenus additionnels - Coûts d'approvisionnement additionnels - Appui financier versé - Autres coûts

[35] Dans sa preuve déposée avant la réouverture d'enquête (Preuve initiale), le Distributeur précise avoir utilisé, aux fins de ce calcul, les coûts évités de fourniture présentés au dossier R-3980-2016⁸.

⁷ Pièce [B-0013](#), p. 10, tableau 1.

⁸ Dossier [R-3980-2016](#).

[36] Le Distributeur évalue les revenus additionnels générés par le Programme par des simulations de facture pour les quatre cas types qui sont associés au tarif M. La consommation de chacun de ces cas types est basée sur l'hypothèse que le quart (25 %) des clients participants aurait recours à un écrêtage de leur pointe. Cette question est traitée plus en détails à la section 6.2 de la présente décision portant sur les *Hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés*.

[37] En fonction de la Preuve initiale, le TNT du Programme s'établit à 15,7 M\$, et serait donc rentable. Le Distributeur présente aussi une analyse financière qui se distingue du TNT par le fait que l'appui financier y est amorti sur un horizon de 10 ans et qu'elle ne considère pas de frais financiers ni de rendement sur l'avoir propre (le TNT et l'analyse financière sont ci-après collectivement appelés « Analyses de rentabilité »).

5. INTERROGATIONS SOULEVÉES DANS LA DÉCISION D-2017-108 ET COMPLÉMENTS DE PREUVE DU DISTRIBUTEUR

[38] En réouverture d'enquête, la Régie a soulevé certaines interrogations portant sur la méthodologie utilisée pour évaluer les coûts associés à la puissance additionnelle et la quantité de puissance à considérer aux fins des Analyses de rentabilité. La Régie y mentionnait notamment :

« [18] *Un des coûts à considérer est le coût de la puissance additionnelle générée par le Programme (Puissance additionnelle). Le Distributeur explique la méthodologie qu'il utilise pour tenir compte de ce coût :*

“1re étape : Traitement du coût évité de la puissance

De la référence (ii), on sait que :

Coût évité en puissance 2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver (\$ 2016)

Le coût évité en puissance est exprimé en \$ 2017 :

20 \$/kW-hiver \times 1,02 = 20,40 \$/kW-hiver (\$ 2017)

Le coût évité en puissance est exprimé en ¢/kWh et réparti sur les heures d'hiver :

20,40 \$/kW-hiver \div 2 904 heures = 0,7 ¢/kWh

Où : 2 904 = nombre d'heures en période d'hiver (décembre à mars) "[note de bas de page omise].

[19] *La Régie peine à comprendre la logique économique soutenant les choix et hypothèses retenus par le Distributeur pour établir sa méthodologie aux fins du calcul de la Puissance additionnelle dont le choix, notamment, de transformer le coût de puissance en coût d'énergie et celui de considérer seulement une portion de la Puissance additionnelle aux fins du calcul de rentabilité.*

[...]

[28] *Usuellement, les analyses de rentabilité de programmes commerciaux prennent en compte l'ensemble des coûts à la marge générés par un tel programme. Selon cette logique, la Régie s'attend donc à constater que la variation de Puissance additionnelle produise un effet sur la rentabilité de ce dernier. Or, de la compréhension de la Régie, selon la méthodologie utilisée par le Distributeur, la variation de cette quantité de puissance additionnelle n'affecterait pas les coûts du Programme. La Régie peine à en comprendre la logique économique sous-jacente et demande au Distributeur de justifier son raisonnement.*

[...]

[32] *La Régie note que le Distributeur renvoie à une probabilité que l'écrêtement coïncide avec la pointe du réseau. Selon la Régie, l'optimisme du Distributeur à l'effet que les clients qui font de l'écrêtement ne génèrent aucun coût de puissance soulève plusieurs questions. Elle lui demande de justifier, avec documentation à l'appui le cas échéant, les motifs pour lesquels il n'associe aucun coût de puissance à ces clients »⁹.*

[39] Pour appuyer ses interrogations quant à la rentabilité du Programme, la Régie a produit dans sa décision D-2017-108 ses propres calculs selon deux méthodes. Pour la première, elle a utilisé les coûts évités en puissance et en énergie déposés au dossier et les a appliqués aux quantités soumises par le Distributeur. De plus, la Régie a considéré les coûts liés au service de transport de la charge locale, tels qu'estimés par l'AQCIE-CIFQ.

⁹ Décision [D-2017-108](#), p. 6, 9 et 10.

[40] Pour la deuxième méthode, la Régie a évalué les coûts d'approvisionnement du Programme en utilisant les coûts évités du tarif M pour l'usage « *Chauffage des locaux* » établis selon la méthodologie de calcul approuvée en 2006¹⁰ puisqu'elle constatait que les cas types sur lesquels s'appuyait le Distributeur étaient des cas types de chauffage de bâtiments.

[41] Selon ces deux méthodes, les calculs effectués par la Régie montraient que les coûts associés au Programme étaient supérieurs aux revenus associés. La Régie a donc demandé au Distributeur d'élaborer sur la robustesse de ses calculs.

[42] À la suite de la décision D-2017-108, le Distributeur dépose sa preuve supplémentaire (Preuve supplémentaire). Il y rappelle que l'impact en puissance de 170 MW, utilisé par la Régie dans ses calculs, représentait un maximum dans la mesure où la totalité du potentiel de 340 GWh correspondait à des équipements pour le chauffage des locaux. Cette question est traitée plus en détails à la section 6.2 de la présente décision portant sur les *Hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés*.

[43] Considérant que la méthode qu'il utilisait pour évaluer les coûts d'approvisionnement du Programme allouait des coûts de puissance en ¢/kWh aux volumes d'énergie, le Distributeur précise qu'il n'avait alors pas jugé utile de procéder à une « *nouvelle estimation de l'impact en puissance* ». Il convient que, dans le cas d'un programme de ventes additionnelles, il importe que la contribution en puissance soit considérée de façon plus spécifique.

[44] Par conséquent, le Distributeur soumet une nouvelle analyse économique basée sur une prise en compte directe du coût de puissance. À cette fin, il fournit une nouvelle évaluation de l'impact du Programme sur les besoins en puissance. La Régie élabore sur cette question à la section 6.2 de la présente décision portant sur les *Hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés*.

¹⁰ Dossier R-3610-2006, pièce [HQD-15](#), doc. 2, annexe A, p. 17 à 22 de la présentation du 12 mai 2006 et, dans le même dossier, décision [D-2007-12](#), p. 106.

[45] Aussi, aux fins de la nouvelle analyse économique, en plus de l'évaluation de l'impact sur la puissance, le Distributeur pose les nouvelles hypothèses suivantes :

- la mise à jour du taux d'actualisation à 5,053 %, tel qu'établi par la décision D-2017-022¹¹ liée au dossier R-3980-2016, comme l'avait proposé la Régie;
- la mise à jour des coûts évités, tels qu'ils sont présentés au dossier R-4011-2017.

[46] Le Distributeur soutient que ces hypothèses sont les plus représentatives de la réalité dans laquelle s'inscrit le Programme¹².

[47] Selon cette nouvelle analyse économique, le TNT s'établirait à 21,9 M\$ actualisés de 2017. Le Programme serait ainsi rentable.

6. MOTIFS DE LA DÉCISION D-2017-119

[48] Dans sa décision D-2017-119 Motifs à suivre du 3 novembre 2017, la Régie se prononce ainsi¹³ :

« [36] La Régie juge que la preuve au dossier ne permet pas de conclure à la rentabilité du Programme, considérant les éléments suivants :

- *la prise en compte dans l'analyse économique de la part des procédés industriels et les conséquences qui y sont associées sur l'ensemble des coûts et des revenus;*
- *les coûts évités utilisés pour l'analyse;*
- *les coûts du service de transport de la charge locale;*
- *l'analyse de sensibilité du Distributeur sur les heures d'achat d'énergie en hiver;*
- *les hypothèses au soutien de l'impact du Programme sur les besoins en puissance et les coûts et revenus qui y sont associés;*

¹¹ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#).

¹² Pièce [B-0062](#), allégué 18, p. 3.

¹³ Décision [D-2017-119](#), p. 9.

- *l'horizon d'analyse.*

[37] *Par ailleurs, la prise en compte de l'appui effectif sur le budget d'appui financier [note de bas de page omise] pourrait avoir un effet favorable sur la rentabilité du Programme. La Régie ne peut toutefois conclure de la preuve que cela rendrait le Programme rentable ».*

[49] La Régie détaille, dans les sections suivantes, son raisonnement lié aux éléments précédents.

6.1 PART DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS ET LES CONSÉQUENCES QUI Y SONT ASSOCIÉES SUR L'ENSEMBLE DES COÛTS ET DES REVENUS

[50] Dans la Preuve initiale, le Distributeur mentionnait que tous les cas types utilisés aux fins de la détermination de l'appui financier étaient associés au tarif M. Il présentait la répartition suivante, à travers les quatre cas types, de la consommation électrique additionnelle générée par le Programme, utilisée aux fins de ses Analyses de rentabilité :

TABLEAU 1
CONSOMMATION ÉLECTRIQUE ADDITIONNELLE EN 2018

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

Source : Pièce [B-0037](#), p. 6, tableau R-3.1.1-C.

[51] Le Distributeur précisait que ces cas types étaient représentatifs de la majorité des projets ciblés par le Programme et ne comprenaient pas de procédés industriels. Il

mentionnait toutefois s'être assuré de la rentabilité de ces projets et de la pertinence des modalités retenues, dans l'éventualité où de tels projets devaient être déposés¹⁴.

[52] Aussi, dans son argumentation du 29 août 2017, le Distributeur indiquait :

« Le Distributeur réitère s'être assuré de la rentabilité de chacun des cas types, lesquels sont représentatifs de la majorité des projets prévus. Bien qu'il soit vraisemblable que certains clients ayant des profils ou des tarifs différents participent au programme, il n'en demeure pas moins que le nombre de ces derniers sera marginal et la rentabilité globale du Programme ne sera pas affectée »¹⁵.

[53] Dans sa Preuve supplémentaire, le Distributeur fournit une évaluation de l'impact sur les besoins en puissance et des coûts associés en fonction d'une allocation de ventes additionnelles de 110 GWh au secteur industriel sur le total de 340 GWh.

[54] Plus précisément, pour évaluer l'impact en puissance de la clientèle industrielle, le Distributeur se base sur un facteur d'utilisation représentatif des procédés industriels. Ainsi, il ne considère pas, aux fins de cette évaluation de l'impact en puissance de cette clientèle, le cas type 4 « Bâtiment industriel »¹⁶. Par ailleurs, il précise qu'aucune classe tarifaire particulière n'est associée aux ventes additionnelles allouées à la clientèle industrielle¹⁷.

[55] En réponse à une DDR de la Régie qui demandait au Distributeur de justifier que 110 GWh sur les 340 GWh du Programme, soit une part de 32 % du volume d'énergie, provenaient de conversions de procédés industriels, celui-ci souligne qu'il a mentionné la possibilité de ventes additionnelles associées à la conversion de procédés industriels à plusieurs reprises au cours du dossier. Il ajoute que d'après l'analyse des lettres d'intention reçues en date du 16 octobre 2017, le tiers de l'énergie pourrait provenir de clients industriels¹⁸. Toutefois, le Distributeur indique qu'il n'est pas en mesure d'estimer de façon plus précise l'impact du Programme sur les besoins en puissance à la pointe du réseau sur la seule base des lettres d'intention reçues¹⁹.

¹⁴ Pièce [B-0013](#), p. 9.

¹⁵ Pièce [B-0045](#), p. 8, allégué 46.

¹⁶ Pièce [B-0054](#), p. 6, R2.1.

¹⁷ Pièce [B-0056](#), p. 4, R2.1.

¹⁸ Pièce [B-0054](#), p. 7, R2.2.

¹⁹ Pièce [B-0056](#), p. 6, R2.4.

[56] Le Distributeur rappelle les difficultés à établir un cas type représentatif de procédés industriels. Ainsi, l'analyse économique du Programme a été établie uniquement sur la base des quatre cas types, présentés au tableau 1, et ne tient donc pas compte de la part allouée aux procédés industriels. Le Distributeur soumet avoir procédé de cette manière afin de ne pas multiplier les hypothèses. Il mentionne s'être assuré que cela était sans impact significatif sur le TNT du Programme.

[57] À cet effet, le Distributeur indique qu'une conversion d'un client du tarif M qui procéderait à la conversion d'un procédé industriel, comparée avec la conversion du cas type 4 « Bâtiment industriel » utilisé dans les Analyses de rentabilité, produirait, pour une même puissance maximale appelée, deux phénomènes.

[58] D'une part, la proportion de consommation additionnelle en hiver serait du tiers au lieu de 73 %, ce qui réduirait les coûts d'approvisionnement. D'autre part, la conversion d'un procédé industriel apporterait plus d'énergie dans la deuxième tranche du tarif plutôt que dans la première, ce qui réduirait le revenu additionnel. Ces deux effets combinés feraient en sorte que l'écart entre le coût évité et le revenu additionnel serait quasiment identique, avec ou sans la modification du cas type 4, pour refléter l'introduction de la nouvelle part associée aux procédés industriels²⁰.

[59] Enfin, pour le cas de conversion d'un procédé industriel d'un client au tarif L, le Distributeur rappelle avoir indiqué que la participation de tels clients aurait un effet positif sur la rentabilité globale du Programme. À cet effet, il mentionnait :

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

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

²⁰ Pièce [B-0054](#), p. 8.

ont permis de confirmer cette hypothèse. On peut donc en conclure que la participation de clients au tarif L aurait un effet positif sur la rentabilité globale du Programme, et ce, même si le revenu unitaire de ces clients est généralement inférieur à celui au tarif M »²¹.

[60] L'AQUIP soumet que les informations additionnelles soumises dans la Preuve supplémentaires modifient la répartition des participants au Programme selon les catégories tarifaires. Elle souligne que ces modifications ont une incidence directe sur la valeur de l'appui financier, sur les coûts associés aux besoins en puissance additionnelle à la pointe du réseau et sur les revenus additionnels générés par les ventes additionnelles²².

[61] La Régie constate que la part des ventes additionnelles allouée au secteur industriel, fournie par le Distributeur dans sa Preuve supplémentaire, est en lien avec le potentiel de conversion associé à ce secteur dans la Preuve initiale²³. Toutefois, dans la Preuve initiale, cette part du potentiel de conversion provenant du secteur industriel n'était pas totalement reflétée dans les parts de ventes additionnelles prévues pour cette clientèle, puisque la part de ventes associées au cas type 4 « Bâtiment industriel » ne s'élevait qu'à 15 % plutôt que 32 %.

[62] Aussi, la Régie constate que la Preuve supplémentaire n'associe la clientèle industrielle qu'à la conversion de procédés industriels, alors que la Preuve initiale prévoyait d'autres vocations, par exemple, le cas type 4 « Bâtiment industriel ». De plus, le Distributeur mentionne que son analyse des lettres d'intention indique que le tiers de l'énergie additionnelle pourrait provenir de clients industriels, mais il ne précise pas s'il s'agit uniquement de conversion de procédés industriels. La Régie s'étonne ainsi du niveau des ventes additionnelles que le Distributeur associe à la conversion de procédés industriels dans sa Preuve supplémentaire.

[63] La Régie précise ici qu'elle ne s'étonne pas de la possibilité qu'il puisse y avoir des conversions de procédés industriels, puisque le Distributeur le mentionnait dans sa Preuve initiale. Elle s'étonne plutôt du niveau des ventes additionnelles associées, soit 32 %. En effet, la Régie rappelle que la Preuve initiale mentionnait qu'il était

²¹ Pièce [B-0018](#), p. 8.

²² Pièce [C-AQUIP-0021](#), p. 3.

²³ Pièces [B-0013](#), p. 12, tableau 2, et [C-AQUIP-0010](#), p. 7.

vraisemblable que certains clients, ayant des profils ou des tarifs différents des quatre cas types, participent au Programme, mais que leur nombre serait marginal²⁴.

[64] D'ailleurs, dans son argumentation du 29 août 2017, soit peu de temps avant la Preuve supplémentaire, le Distributeur reprenait sa réponse à une DDR à l'effet que parmi l'ensemble des lettres d'intention reçues, un seul projet concernait le procédé principal de l'usine. Par ailleurs, le Distributeur précise ne pas être en mesure d'estimer de façon plus précise l'impact du Programme sur les besoins en puissance à la pointe du réseau, sur la seule base des lettres d'intention reçues.

[65] C'est pourquoi, en ce qui a trait aux ventes additionnelles associées à la conversion de procédés industriels, la Régie considère que la modification substantielle de la part leur étant allouée n'a pas été démontrée de manière satisfaisante. De plus, l'ampleur de l'écart entre la Preuve initiale et la Preuve supplémentaire soulève des incertitudes et réduit la crédibilité qu'elle accorde à la preuve soumise.

[66] Nonobstant les questionnements sur la validité de la part de 32 % allouée à la conversion de procédés industriels, la Régie a tout de même évalué les affirmations du Distributeur quant à l'impact de cette part sur ses Analyses de rentabilité.

[67] Ainsi, en ce qui a trait à la comparaison entre la conversion d'un client correspondant au cas type 4 par rapport à la conversion d'un procédé industriel, le Distributeur affirme que la combinaison des deux effets qu'il identifie²⁵, soit la diminution du coût d'approvisionnement et la diminution du revenu additionnel, tel que décrit au paragraphe 58, a un effet net quasiment identique. Cependant, le Distributeur ne fournit aucune démonstration à l'appui de cette allégation.

[68] De plus, la Régie rappelle que, selon la Preuve supplémentaire, la part des ventes additionnelles associées aux procédés industriels serait de 32 %. Or, le Distributeur ne compare l'effet qu'aurait l'introduction de procédés industriels qu'avec le cas type 4, dont le niveau de ventes additionnelles était initialement prévu pour une part de 15 %. Ce faisant, le Distributeur ne compare pas l'effet total de l'introduction d'une part de ventes de 32 % associée aux procédés industriels.

²⁴ Pièce [B-0045](#), p. 8, allégué 46.

²⁵ Pièce [B-0054](#), p. 8.

[69] Ainsi, logiquement, puisque le volume total de ventes additionnelles demeure inchangé, l'introduction des procédés industriels devrait avoir un impact sur les coûts et revenus des autres cas types considérés dans les Analyses de rentabilité. Or, non seulement le Distributeur omet de fournir le portrait de la nouvelle répartition, tel que le demandait la Régie dans sa DDR n° 3, mais il s'abstient de commenter l'impact de cette mise à jour sur les coûts et revenus liés aux ventes additionnelles des autres cas types²⁶.

[70] En conséquence, la Régie est d'avis que l'évaluation de l'impact sur la rentabilité du Programme de la part associée aux procédés industriels considérée dans la Preuve supplémentaire est incomplète. En effet, elle ne peut être convaincue à partir de cette preuve que l'introduction d'une part importante de conversion de procédés industriels, alors que cette part devait être marginale selon la Preuve initiale, n'aura pas un impact significatif sur la rentabilité du Programme. Une démonstration économique à cet égard aurait été nécessaire. Le fardeau de la preuve appartient au Distributeur. Pour le relever, il aurait dû faire une démonstration convaincante des données fournies au soutien de son analyse, mais il n'y est pas parvenu.

[71] Par ailleurs, cette part de ventes additionnelles allouées aux procédés industriels a été utilisée aux fins de l'évaluation de l'impact du Programme sur les besoins en puissance fournie par le Distributeur dans sa Preuve supplémentaire. La Régie traite spécifiquement de cette question à la section suivante. Elle souligne que les questionnements précédents s'ajoutent à ceux qui sont explicités ci-dessous.

6.2 HYPOTHÈSES AU SOUTIEN DE L'IMPACT DU PROGRAMME SUR LES BESOINS EN PUISSANCE ET LES COÛTS ET REVENUS QUI Y SONT ASSOCIÉS

[72] Dans sa Preuve initiale, le Distributeur avait présenté un impact du Programme de 110 MW, après adhésion de certains clients au programme GDP Affaires²⁷. Il a évalué, à la demande de la Régie, l'impact brut du Programme, c'est-à-dire avant l'influence du programme GDP Affaires, comme suit :

²⁶ Pièce [B-0054](#), p. 7, R2.3 et p. 8, R2.4.

²⁷ Pièces [B-0022](#), p. 16, R5.1, et [B-0043](#), p. 15 à 17, R6.1 à 6.4.

« L'impact en puissance sans considérer la participation au programme GDP Affaires est estimé à 170 MW. Cet impact en puissance est obtenu en divisant l'énergie additionnelle annuelle prévue (soit 340 GWh) par 2 000 heures, soit le nombre d'heures annuel moyen de fonctionnement des équipements de chauffage des bâtiments, à pleine puissance.

Cet impact en puissance est cependant un maximum, considérant que, si des clients industriels convertissent des équipements reliés à leur procédé, l'impact en puissance sera inférieur. En effet, dans ce cas, le facteur d'utilisation de la puissance est supérieur à celui d'équipements reliés au chauffage des espaces »²⁸.

[73] Dans sa Preuve supplémentaire, le Distributeur précise que, puisque la méthode qu'il utilisait initialement pour évaluer les coûts d'approvisionnement du Programme allouait des coûts de puissance en ¢/kWh aux volumes d'énergie, il n'avait pas jugé utile de procéder à une *« nouvelle estimation de l'impact en puissance »*. En réouverture d'enquête, le Distributeur justifie, sur de nouvelles bases, son affirmation initiale d'un impact global de 110 MW :

« Une évaluation plus réaliste de la contribution du Programme à la pointe du réseau confirme que celle-ci est plutôt de l'ordre de 110 MW, comme initialement soumis au moment du dépôt de la preuve au présent dossier »²⁹.

[74] Il propose toutefois une nouvelle méthode dont il sera discuté ci-après, pour calculer directement l'impact du Programme dont la clientèle visée a été substantiellement modifiée, comme mentionné à la section 6.1. En raison de sa modification de l'impact en puissance lié au Programme, il affirme renoncer également au recours au programme GDP Affaires dont la prise en compte des coûts avait été omise dans son analyse initiale :

« ... il n'y a pas lieu de prendre en considération, dans l'évaluation économique du Programme, la participation des clients au programme GDP Affaires. En effet, l'ensemble des hypothèses reflète la situation des clients après conversion à l'électricité, sans présumer d'aucune façon de leur participation au Programme »³⁰.

²⁸ Pièce [B-0043](#), p. 16 et 17.

²⁹ Pièce [B-0050](#), p. 6.

³⁰ Pièce [B-0050](#), p. 12.

[75] Ce faisant, les notions d'impact brut et d'impact net en puissance du Programme disparaissent.

[76] La nouvelle évaluation de l'impact en puissance du Programme est désormais basée sur la répartition suivante en énergie du potentiel commercial entre le secteur Commercial et institutionnel et le secteur Industriel :

TABLEAU 2
POTENTIEL DE CONVERSION DU MAZOUT À L'ÉLECTRICITÉ

| | Potentiel commercial | Taux de pénétration | | Objectif* | | |
|------------------------------|----------------------|---------------------|------------|-----------|------------|------------|
| | GWh/an | 2017 | 2018 | 2017 | 2018 | Total |
| Commercial et institutionnel | 460 | 10 % | 40 % | 46 | 184 | 230 |
| Industriel | 440 | 5 % | 20 % | 22 | 88 | 110 |
| Total (GWh) | 900 | 68 | 272 | 68 | 272 | 340 |

* Soit potentiel commercial × taux de pénétration

Source : Pièce [B-0050](#), p. 6, tableau 1.

[77] Le Distributeur indique que la conversion de l'énergie en puissance à la pointe du réseau s'appuie sur les caractéristiques des charges visées, la gestion ou non de sa facture de la part du client et, enfin, sur un facteur de coïncidence de 75 % qui tient compte du fait que la pointe propre du client n'est pas nécessairement coïncidente avec celle du réseau. Il présente dans le tableau suivant le détail du calcul de l'impact attendu du Programme à la pointe du réseau, tenant compte de tous ces facteurs.

TABLEAU 3
IMPACT À LA POINTE DU RÉSEAU DU PROGRAMME

| | Ventes (GWh) | Ratio kW/GWh | Impact à la pointe du réseau (MW) |
|-------------------------------------|--------------|--------------|-----------------------------------|
| Commercial et institutionnel | 230 | | 94 |
| Sans gestion de facture (75 %) | 173 | 455* | 79 |
| Avec gestion de facture (25 %) | 58 | 266* | 15 |
| Industriel | 110 | 140 | 15 |
| Total | 340 | | 109 |

* Incluant un facteur de coïncidence de 75 %.

Source : Pièce [B-0050](#), p. 7, tableau 2.

[78] La Preuve supplémentaire repose donc notamment sur la notion de ratio kW/GWh, que le Distributeur présente comme suit :

« Les ratios kW/GWh de la clientèle du secteur Commercial et institutionnel représentent le rapport entre la puissance et l'énergie additionnelles découlant de la conversion. Ils ont été établis sur la base des cas types. Plus spécifiquement, une analyse de ces derniers a permis de déterminer l'augmentation de la puissance maximale appelée des clients (donc, non coïncidente avec la pointe du réseau) en période hivernale induite par la conversion. Les ratios ont donc été établis en mettant en relation cette augmentation avec celle de l'énergie.

Ces ratios sont ajustés pour tenir compte d'un facteur de coïncidence. La valeur de 75% attribuée à ce facteur a été établie grâce à une analyse d'un échantillon de bâtiments représentatifs du marché visé par le Programme. Cette façon de procéder est la meilleure approche pour traduire l'appel de puissance maximal d'un client en un appel de puissance de ces mêmes clients durant la période de pointe du réseau du Distributeur.

Le ratio du secteur Industriel est quant à lui établi sur la base d'un facteur d'utilisation représentatif de procédés industriels³¹ ».

[nous soulignons]

[79] Le Distributeur donne les explications suivantes pour justifier que la méthodologie utilisée pour évaluer l'impact en puissance de 110 MW pour le Programme donne des résultats similaires à ceux des modèles utilisés aux fins de la prévision de la demande et des besoins d'approvisionnement en puissance du dossier R-3986-2016 :

« Les modèles de prévision de la demande en puissance considèrent la charge chauffage totale pour l'ensemble de la clientèle. Ainsi, ils ne considèrent pas spécifiquement la charge de chauffage du secteur Commercial et institutionnel, ni le détail quant à la gestion ou non de la facture du client. Toutefois, le ratio implicite du modèle de prévision à la suite d'une variation de la charge de chauffage des locaux est semblable au ratio considéré au tableau 2 du préambule (ii) pour le secteur Commercial et institutionnel sans gestion de la facture. De plus, l'analyse en termes de degrés-heures de chauffage à la pointe par rapport aux degrés-heures de chauffage annuel corrobore également ce ratio. Ce constat

³¹ Pièce [B-0050](#), p. 7

découle du fait que les clients du Distributeur chauffés à l'électricité n'effectuent généralement pas de gestion de la puissance facturée, notamment parce que la plus grande proportion de ces clients appartient au secteur résidentiel.

Pour le secteur Industriel, le ratio retenu pour les fins de la prévision de la demande est 130 kW/GWh. Cette valeur légèrement inférieure à celle apparaissant au tableau 2 du préambule (ii) découle du poids plus important des clients industriels de grande puissance, notamment les alumineries, qui ont un facteur d'utilisation généralement très élevé »³².

[80] En réponse aux questions d'intervenants, le Distributeur donne plus de précisions sur les ratios kW/GWh qu'il utilise dans sa nouvelle évaluation de l'impact en puissance :

« La consommation maximale du système [de chauffage] est atteinte sous les conditions climatiques les plus froides de l'hiver, soit généralement au même moment où les besoins du Distributeur sont également les plus importants. [...]

Ainsi, la gestion de la facture par le client afin de réduire sa puissance facturée réduira également sa puissance appelée coïncidente à la pointe du réseau, [...] »³³.

« Le facteur de coïncidence a été établi à partir des profils de consommation horaire de huit types de bâtiments (petit commerce, petit édifice à bureaux, école primaire, CEGEP, CHSLD, grand édifice à bureaux, immeuble résidentiel et restaurant). Les bâtiments retenus permettent de couvrir l'ensemble du marché visé par le Programme pour le secteur Commercial et institutionnel.

Le facteur de coïncidence représente le ratio entre la puissance appelée du client durant la période de pointe d'Hydro-Québec et la puissance appelée maximale du client. Le facteur global pour l'ensemble du secteur est une moyenne pondérée du facteur de coïncidence de chacun des huit types de bâtiments retenus, lequel oscille entre 60 et 90 % »³⁴.

[81] L'AQUIP juge que le facteur de coïncidence de 75 % est optimiste et peu susceptible de se confirmer par grands froids. Elle indique que l'impact en puissance du

³² Pièce [B-0054](#), p. 10 et 11.

³³ Pièce [B-0056](#), p. 5 et 6.

³⁴ Pièce [B-0055](#), p. 4.

Programme repose sur de nombreuses hypothèses qui peuvent être remises en question et faire varier considérablement l'impact réel dudit Programme³⁵.

[82] L'intervenante estime que les besoins en puissance additionnelle du Programme estimés à 110 MW pourraient s'élever jusqu'à 141,5 MW selon les hypothèses que la Régie pourrait accepter ou non³⁶.

[83] Selon la FCEI, le facteur de coïncidence de 75 % utilisé par le Distributeur dans sa Preuve supplémentaire impliquerait que les systèmes de chauffage électrique ne seraient pas utilisés à leur plus grande capacité aux heures de pointe lors des grands froids d'hiver qui correspondent à la pointe critique du réseau :

« La FCEI s'explique mal pourquoi, dans un contexte de grand froid, les capacités de chauffage ne seraient pas pleinement utilisées lors de ces plages horaires, particulièrement celle du matin, alors que les travailleurs et clients se présentent sur les lieux. De plus, le Distributeur affirme que « la consommation maximale du système est atteinte sous les conditions climatiques les plus froides de l'hiver, soit généralement au même moment où les besoins du Distributeur sont également les plus importants. » [note de bas de page omise] Un facteur de coïncidence de 75 % paraît donc contre-intuitif. La FCEI estime que ce paramètre doit être validé davantage. Une démonstration détaillée du calcul du facteur de coïncidence devrait être exigée [...] »³⁷.

[84] L'intervenante rappelle qu'un client qui gère sa facture ne cherche pas à la limiter à la pointe du réseau, mais bien à sa pointe propre. Ainsi, pour que sa gestion de facture ait une incidence sur le besoin en pointe du Distributeur, il faut que sa gestion de consommation ait lieu, au moins en partie, lors des pointes du réseau. Cela implique que la pointe globale du client se situe à la pointe du réseau. Dans la mesure où le facteur de coïncidence de la charge de chauffage est de 75 %, une pointe de charge globale coïncidente avec les pointes de réseau implique une pointe de consommation très importante des autres usages à la pointe du réseau. Considérant le type de bâtiment pris en compte dans l'analyse de rentabilité, cette éventualité paraît très improbable. Par conséquent, la FCEI considère qu'il n'est pas vraisemblable que ces clients écrètent leur consommation de chauffage à la pointe du réseau.

³⁵ Pièce [C-AQUIP-0021](#), p. 3 et 4.

³⁶ *Ibid.*

³⁷ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 4.

[85] La FCEI considère que cette conclusion est renforcée par le fait que le Distributeur prévoit un écrêtement limité allant de 0,8 % à 2,5 % de la consommation d'énergie pour le chauffage en hiver, ce qui correspondrait de 25 à 75 heures d'écrêtement par année selon le cas type. La FCEI estime donc que l'information nouvelle sur le facteur de coïncidence de 75 % remet en cause le réalisme de l'impact de la gestion de la facture sur le besoin de puissance³⁸.

[86] SÉ-AQLPA souligne que les hypothèses du Distributeur au soutien de l'évaluation de la répartition des ventes additionnelles et de l'effacement sont hautement sujettes à un risque prévisionnel. En conséquence, il soumet qu'il est nécessaire que le Distributeur présente des analyses de sensibilité quant à la charge de puissance qu'amènerait le Programme en y incluant des variations plus importantes des besoins en puissance à la pointe³⁹.

Méthode utilisée initialement pour évaluer l'impact en puissance

[87] La Régie, dans sa décision D-2017-108, se questionnait sur la méthodologie initialement retenue par le Distributeur pour évaluer l'impact en puissance et indiquait que les réponses obtenues du Distributeur la laissaient perplexe quant à la validité de la méthodologie retenue⁴⁰.

[88] Dans sa Preuve initiale, relativement à la première étape présentée pour le traitement du coût évité de la puissance, le Distributeur expliquait notamment :

« Le coût évité en puissance est exprimé en ¢/kWh et réparti sur les heures d'hiver :

$$20,40 \text{ ¢/kW-hiver} \div 2\,904 \text{ heures} = 0,7 \text{ ¢/kWh}$$

où : 2 904 = nombre d'heures en période d'hiver (décembre à mars) »⁴¹.

³⁸ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 5.

³⁹ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0025](#), p. 5 à 7.

⁴⁰ Décision [D-2017-108](#), p. 6 et suivantes.

⁴¹ Pièce [B-0037](#), p. 9.

[89] Questionné en DDR pour évaluer l'impact brut en puissance du Programme, le Distributeur l'estimait à 170 MW à partir d'une donnée de 2 000 heures de fonctionnement à plein régime d'un système de chauffage⁴².

[90] Au sujet de cette méthodologie initiale, la FCEI était préoccupée par le fait que l'énergie additionnelle requise en hiver est consommée uniformément sur l'ensemble des heures hivernales, ce qui donne lieu à une sous-estimation du besoin réel de puissance additionnelle.

[91] L'AQCIE-CIFQ résumait la méthodologie comme suit :

« 48- À la page 9 du document B-0037, on peut constater que le coût évité de puissance est exprimé en cent/kWh en divisant la valeur unitaire de puissance par le nombre d'heures des mois d'hiver (2 904 heures). Par la suite ce coût unitaire en cent/kWh est multiplié par un facteur (73,4%) correspondant à la proportion de la consommation en hiver (page 10). Ce dernier coût unitaire est multiplié par l'énergie additionnelle pour obtenir le coût évité de puissance. Il en résulte que ce coût évité en puissance correspond à 78% du coût évité en puissance calculé directement en utilisant le coût évité unitaire de puissance (20,8 \$/kW en 2018) multiplié par la puissance additionnelle due au Programme. Les deux méthodes de calcul sont illustrées ci-dessous pour l'année 2018.

Calcul du coût évité en puissance selon la méthodologie du Distributeur :

$$20,8\$/kW / 2\,904\text{heures} * 734 * 340\,000\text{ MWh} = 1\,787,5\text{ K\$}$$

Calcul du coût évité en puissance effectué directement :

$$20,8\$/kW * 110\text{ MW} = 2\,288\text{ K\$}$$

49- Nous soumettons qu'il y a une incohérence entre les deux calculs. La méthodologie utilisée par le Distributeur, qui devrait permettre d'exprimer le coût évité en puissance en termes d'énergie ne devrait pas modifier le coût évité en puissance tel que calculé directement »⁴³.

[92] À la suite de la Preuve supplémentaire, la FCEI s'exprime comme suit :

⁴² Pièce [B-0043](#), p. 16 et 17.

⁴³ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 10.

« Suite à la décision D-2017-108 de la Régie, le Distributeur présente une nouvelle méthodologie [note de bas de page omise] où le coût lié à l'accroissement du besoin en puissance est calculé directement à partir du coût évité en puissance. La FCEI estime que cette modification constitue une amélioration à la méthodologie du Distributeur »⁴⁴.

[93] **La Régie estime que la méthodologie initialement déposée par le Distributeur contient des lacunes. Chose certaine, le Distributeur n'a pas fourni les explications nécessaires, tel que demandé, pour dissiper les doutes sur la validité de cette méthodologie. La Régie juge que l'évaluation de l'impact en puissance d'un programme commercial doit être faite avec rigueur et croit que l'analyse des coûts de puissance est plus adéquate lorsque ces derniers sont calculés en multipliant directement l'impact en puissance par le coût évité exprimé en \$/kW.**

Nouvelles hypothèses au soutien du calcul de l'impact en puissance

[94] Dans sa Preuve supplémentaire, le Distributeur a introduit une nouvelle méthodologie de calcul de l'impact en puissance s'appuyant sur de nouvelles notions, soit le facteur de coïncidence de 75 % et les ratio kW/GWh. De plus, le calcul de l'impact en puissance tient compte de la nouvelle part des ventes additionnelles associées aux procédés industriels.

[95] L'AQUIP et la FCEI ont mentionné les motifs pour lesquels elles jugent que la valeur retenue pour le facteur de coïncidence par le Distributeur soulevait des difficultés.

[96] Dans un premier temps, la Régie souligne que l'introduction de la nouvelle méthodologie, à un stade si tardif du dossier, devait être accompagnée d'explications claires pour la convaincre et répondre aux interrogations soulevées dans sa décision D-2017-108. Or, la Régie constate, à l'instar de l'AQUIP et de la FCEI, que les explications initiales du Distributeur relatives à la notion de kW/GWh⁴⁵, qui inclut le facteur de coïncidence, ne sont ni claires ni précises. Les réponses fournies à la suite des DDR⁴⁶ ont permis d'apporter certaines précisions, mais ont soulevé d'autres questions.

⁴⁴ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 3.

⁴⁵ Pièce [B-0050](#), p. 7.

⁴⁶ Pièces [B-0056](#), p. 5, et [B-0055](#), p. 4.

[97] La Régie se questionne sur les niveaux auxquels se situent le facteur de coïncidence et les ratios kW/GWh.

[98] Pour ce qui est du niveau des ratios kW/GWh utilisé dans la Preuve supplémentaire pour calculer l'impact en puissance, la Régie constate qu'après avoir donné très peu d'explications pour justifier la valeur de 266 kW/GWh attribuée à la clientèle des secteurs Commercial et institutionnel qui font de l'écrêtement, par rapport à celle de 455 kW/GWh pour ceux qui n'en font pas, le Distributeur indique :

« Pour les cas types 2 et 3 (édifices à bureaux), avec gestion de la facture, le ratio est de l'ordre de 310 kW/GWh. Il est de 204 kW/GWh pour le cas type 1 (école primaire). Ceci indique donc que l'impact d'une gestion de la facture est plus important dans ce dernier cas. Ce phénomène est dû au fait que le poids relatif de la charge de chauffage est plus important pour ce type de client, ce qui accroît l'impact d'une meilleure gestion de cette charge sur la facture globale du client »⁴⁷.

[99] La Régie rappelle que dans sa décision D-2017-108⁴⁸, elle notait la réponse du Distributeur à l'effet qu'il considérait un coût évité sans puissance pour les clients qui font de l'écrêtement, puisqu'il considérait qu'il existait une probabilité que l'écrêtement coïncide avec la pointe du réseau. La Régie se questionnait sur l'optimisme du Distributeur à l'effet que les clients qui font de l'écrêtement ne génèrent aucun coût de puissance. Elle lui demandait donc *« de justifier, avec documentation à l'appui le cas échéant, les motifs pour lesquels il n'associe aucun coût de puissance à ces clients »⁴⁹.*

[100] La Régie note que la Preuve supplémentaire attribue désormais un impact en puissance aux clients qui font de l'écrêtement. Ceci dit, la nouvelle méthodologie utilisée pour évaluer la valeur de 266 kW/GWh, plutôt que la valeur de 455 kW/GWh, demeure incomplète. Notamment, la Régie se questionne sur la façon dont le facteur de coïncidence de 75 % est inclus dans ce ratio. De la même manière, elle se questionne sur le fait que le Distributeur utilise le même ratio pour le facteur de coïncidence, que les clients fassent ou non de l'écrêtement.

⁴⁷ Pièce [B-0057](#), p. 4.

⁴⁸ Décision [D-2017-108](#), p. 10.

⁴⁹ [Ibid.](#)

[101] À ce sujet, la Régie questionne le résultat d'un facteur de coïncidence de 75 % qui provient de la moyenne pondérée de chacun des huit bâtiments types, dont la valeur oscille entre 60 % et 90 %. En effet, le Distributeur allègue que le résultat d'un facteur de coïncidence de 75 % provient de la moyenne pondérée de chacun des huit bâtiments types, dont la valeur oscille entre 60 % et 90 %. La Régie note, par ailleurs, que les propos de l'AQUIP et de la FCEI remettent en cause ce facteur de coïncidence en raison de diverses affirmations du Distributeur. Malheureusement, ce dernier n'a pas cru bon d'étayer comment il est parvenu au résultat de 75 % de son facteur de coïncidence en fournissant les données source, telles la pondération de chacun et leur valeur par bâtiments types. En conséquence, la Régie juge que la preuve n'est pas satisfaisante pour justifier le niveau de 75 % attribué au facteur de coïncidence.

[102] **Ainsi, la Régie considère que la définition du facteur de coïncidence et des ratios kW/GWh, ainsi que la méthodologie pour les établir, demandent davantage à être expliquées et justifiées.**

Conclusion sur la validité de la valeur de 110 MW d'impact en puissance

[103] Tel qu'exposé plus haut, la Régie juge que le Distributeur n'a pas fourni une preuve satisfaisante permettant de conclure que le facteur de coïncidence à considérer aux fins de l'évaluation de l'impact en puissance du Programme est de 75 %. De ce seul fait, la Régie se questionne sur la validité des ratios en kW/GWh présentés pour le marché Commercial et institutionnel.

[104] En ce qui a trait aux procédés industriels, la Régie reconnaît que le ratio de 140 kW/GWh, proposé par le Distributeur, reflète les facteurs d'utilisation élevés de cet usage. Ceci dit, comme la Régie l'a expliqué dans la section précédente, elle s'interroge plutôt sur la crédibilité à accorder à cette proportion soudainement aussi élevée de procédés industriels pour le Programme, alors que celle-ci était considérée comme marginale dans la Preuve initiale. Or, la part de 32 % des ventes d'énergie pour des procédés industriels ayant un facteur d'utilisation élevé est essentielle pour que l'impact du Programme ne dépasse pas 110 MW. Si une portion de la consommation associée au secteur industriel devait provenir de chauffage de bâtiment, le ratio de 140 kW/GWh serait insuffisant pour capter tout l'impact en puissance de la clientèle industrielle.

[105] **Pour les motifs évoqués ci-dessus, la Régie n'est pas satisfaite de la démonstration présentée par le Distributeur pour justifier que le Programme a un impact de 110 MW coïncidant à la pointe.**

[106] À titre indicatif, la Régie note que le Distributeur a des outils d'analyse utilisant les degrés-heures de chauffage à sa disposition⁵⁰. Il pourrait donc être en mesure de répartir la consommation d'énergie pour le chauffage en 8 760 bâtonnets de puissance et de montrer, pour le même classement des heures, comment cette courbe coïncide avec le profil de charge du réseau électrique. La Régie considère que des compléments d'information, utilisant ce type d'analyse, auraient pu être utiles pour expliquer et justifier sa présentation de l'impact en puissance du Programme, coïncidant à la pointe.

6.3 COÛTS ÉVITÉS UTILISÉS

[107] Tel que mentionné précédemment, le Distributeur a utilisé, dans ses analyses fournies dans la Preuve supplémentaire, les coûts évités présentés au dossier R-4011-2017.

[108] Ce faisant, les coûts évités en puissance de 2017 à 2023 restent les mêmes, mais en dollars de 2017 au lieu de dollars de 2016 et les coûts en puissance à partir de 2024 passent de 108 \$/kW-hiver en dollars de 2016 à 110 \$/kW-hiver en dollars de 2017. Les coûts évités en énergie-hiver passent quant à eux de 6,3 ¢/kWh (\$ 2016) à 5,2 ¢/kWh (\$ 2017).

[109] L'AQCIE-CIFQ considère que l'analyse en fonction des coûts évités en vigueur, qu'il a demandée en DDR, est fondamentale puisqu'elle constitue la base de l'évaluation de la rentabilité du Programme. Le Distributeur n'a toutefois pas fourni cette information. Bien qu'une analyse utilisant les coûts évités proposés au dossier R-4011-2017 puisse être présentée à titre d'analyse de sensibilité, l'intervenant soumet qu'elle ne saurait être la base de la justification du Programme⁵¹.

⁵⁰ Pièce [B-0054](#), p. 10 et 11.

⁵¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0020](#), p. 2.

[110] La FCEI note aussi la mise à jour des Analyses de rentabilité en fonction des coûts évités soumis au dossier R-4011-2017. Or, l'intervenante constate que le Distributeur utilise le taux d'actualisation et la rémunération de l'actionnaire approuvés par la décision D-2017-022⁵². La FCEI estime que les analyses doivent reposer sur des ensembles de données cohérents.

[111] Bien que la FCEI considère aussi que les données plus récentes, mais non approuvées, puissent avoir une certaine valeur, elle juge que, de manière générale, les valeurs approuvées devraient être privilégiées par rapport aux valeurs soumises. L'intervenante constate que cette mise à jour a un impact favorable sur la rentabilité du Programme.

[112] Par ailleurs, la FCEI note que l'information sur les coûts évités en énergie peut être volatile d'une année à l'autre, particulièrement entre 2016 et 2018. Elle considère que dans un contexte de l'approbation d'un programme ayant des implications à long terme sur la consommation d'énergie, cette volatilité peut être problématique, la rentabilité pouvant être favorable ou non selon l'année où la demande est formulée⁵³.

[113] SÉ-AQLPA est en désaccord avec la position de la FCEI quant à l'utilisation des coûts évités découlant du dossier R-3980-2017. L'intervenant soumet que la Régie a connaissance d'office que les coûts évités décroissent chaque année⁵⁴.

[114] Le Distributeur réplique que la preuve originale au présent dossier a été déposée le 30 mars 2017 et que les coûts évités au soutien de cette preuve sont ceux du dossier R-3980-2016. Il considère légitime que l'analyse économique du Programme s'appuie sur les coûts évités les plus récents, afin de bénéficier du portrait le plus à jour possible de l'impact du Programme.

[115] La Régie constate que la prise en compte des coûts évités soumis au dossier R-4011-2017 représente une baisse de près de 20 %⁵⁵ des coûts évités en énergie d'hiver, soit un coût important du Programme. Or, ces coûts n'ont pas encore fait l'objet d'une décision de la Régie.

⁵² Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#).

⁵³ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 5 et 6.

⁵⁴ Pièce [C-SÉ-AQLPA-0027](#), p. 4.

⁵⁵ $((6,3 \text{ ¢/kWh} * 1,02) - 5,2 \text{ ¢/kWh}) / (6,3 \text{ ¢/kWh} * 1,02) = 19 \%$.

[116] Cette utilisation d'un coût en énergie-hiver significativement inférieur dans la nouvelle analyse économique a un impact sur la rentabilité du Programme. À titre d'analyse de sensibilité, la Régie considère pertinent le portrait d'une telle mise à jour.

[117] Toutefois, le Distributeur n'a pas déposé d'analyse économique en fonction des derniers coûts évités approuvés par la Régie. Cette dernière estime qu'il était prématuré de procéder à une telle mise à jour et d'écarter, aux fins de la démonstration de la rentabilité du Programme, les Analyses de rentabilité en fonction des derniers coûts évités qu'elle a approuvés. De plus, cette mise à jour ne donne pas suite à une interrogation exprimée par la Régie dans sa décision D-2017-108.

[118] Par ailleurs, dans sa décision D-2015-023, la Régie s'exprimait comme suit :

« [234] La Régie juge que l'utilité de la contribution de cette intervenante demeure limitée. Une partie de la preuve déposée par l'intervenante repose sur une simulation de l'analyse économique selon des scénarios de taux d'actualisation différents de ceux appliqués par le Transporteur.

[235] Or, la Régie partage l'avis du Transporteur à l'effet que l'analyse économique des solutions aurait dû reposer sur l'utilisation du taux d'actualisation tel qu'approuvé par la Régie »⁵⁶.

[119] La Régie est toujours d'avis qu'une analyse économique doit reposer sur l'utilisation de données approuvées, lorsqu'elles sont disponibles. Par conséquent, elle considère que le Distributeur n'a pas utilisé les bons coûts évités dans les Analyses de rentabilité du Programme fournies à la suite de la réouverture d'enquête.

6.4 COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT DE LA CHARGE LOCALE

[120] Le Distributeur mentionne que l'impact de la charge additionnelle découlant du Programme sur les réseaux de transport et de distribution est négligeable et qu'il se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur ces réseaux⁵⁷. Il

⁵⁶ Dossier R-3887-2014, décision [D-2015-023](#), p. 60.

⁵⁷ Pièce [B-0013](#), p. 20.

précise que les coûts évités en transport et distribution n'ont donc pas été considérés dans les analyses économiques et financières⁵⁸.

[121] L'AQCIE-CIFQ note que le TNT calculé par le Distributeur n'inclut aucune dépense relative à l'impact des besoins additionnels en puissance sur la facture de transport de la charge locale, ni sur les coûts additionnels en équipements de transport et de distribution. L'intervenant soumet qu'il s'agit d'un coût réel que le Distributeur doit assumer et qu'il doit par conséquent prendre en compte dans les évaluations de rentabilité.

[122] L'intervenant soumet l'évaluation suivante de ces coûts, qui s'élèveraient ainsi à près de 1 M\$ par année.

TABLEAU 4
ÉVALUATION DU TARIF DE TRANSPORT DE LA CHARGE LOCALE

| Évaluation du tarif de transport de la charge locale | | | |
|--|---------------|-----------------------|------------------|
| Données du dossier R-3981-2016 ¹ | | Augmentation de : | 110 MW |
| Charge locale | 37 555 MW | | 37 665 MW |
| Point à point | 4 700 MW | | 4 700 MW |
| Revenus requis 2017 | 3 216 873 M\$ | | 3 216 873 M\$ |
| Tarif unitaire | 76,13 \$/kW | | 75,93 \$/kW |
| Facture charge locale | 2 859 062 M\$ | | 2 859 991 M\$ |
| 1: R-3981-2016, B-0178, page 6 | | Augmentation : | 0,929 M\$ |

Source : Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0011](#), p. 10.

[123] Le Distributeur réplique à cet effet que :

« Nonobstant le fait que les coûts évités de transport et de distribution soient considérés ou non, il n'y a pas lieu, dans toute analyse économique, d'introduire de notion de coûts moyens, comme le fait l'intervenant en estimant l'impact sur la facture de la charge locale.

⁵⁸ Pièce [B-0018](#), p. 16.

Le Distributeur souligne que les analyses économiques de ses programmes commerciaux n'intègrent jamais d'impact sur la facture de transport de la charge locale. Par exemple, dans le cas des interventions en efficacité énergétique, et suivant la logique de l'intervenant, le Distributeur devrait créditer à ces programmes une réduction de la facture de la charge locale. Or, le Distributeur n'a jamais procédé ainsi et considère qu'il ne doit pas le faire. La même logique prévaut dans le cadre de l'analyse du Programme »⁵⁹.

[124] L'AQCIE-CIFQ soumet, en réponse au Distributeur, qu'il n'introduit pas des coûts moyens, mais qu'il mesure plutôt le coût marginal d'une augmentation de la demande en puissance de la charge locale. Selon lui, le fait que le Distributeur n'aurait jamais intégré l'impact de la facture de transport dans l'analyse de ses programmes commerciaux n'est pas une justification qui doit être retenue⁶⁰.

[125] Dans sa décision D-2017-108, la Régie retenait cette dernière estimation faite par l'AQCIE-CIFQ pour évaluer les coûts du service de transport de la charge locale. Elle précisait qu'elle n'était pas convaincue de la réponse fournie par le Distributeur aux questions 9.1 et 9.2 de sa DDR n° 2⁶¹.

[126] Dans sa Preuve supplémentaire, le Distributeur maintient que la charge additionnelle du Programme n'aura pas d'impact sur les réseaux de transport et de distribution.

[127] Il ne tient pas compte non plus du coût du service de transport de la charge locale.

[128] SÉ-AQLPA et l'UC sont aussi d'avis que le coût de transport de la charge locale doit être inclus dans l'analyse de rentabilité du Programme.

[129] En ce qui a trait à l'impact sur les réseaux de transport et de distribution, le Distributeur affirme avoir la marge disponible sur son réseau pour les clients bénéficiant du Programme. De plus, la Régie comprend que si le Distributeur se réserve le droit de refuser tout projet qui aurait un impact important sur les réseaux de transport et de distribution, les coûts liés à ces investissements seraient négligeables et n'ont donc pas à être considérés.

⁵⁹ Pièce [B-0043](#), p. 27.

⁶⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 4.

⁶¹ Pièce [B-0043](#), p. 27.

[130] Toutefois, le coût du service de transport de la charge locale doit être inclus dans l'analyse de rentabilité du Programme. Il s'agit d'un impact direct sur les charges du Distributeur en raison du Programme. En effet, dans la mesure où le Programme crée un impact non négligeable à la pointe, son coût de service de transport est affecté.

[131] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet qu'il ne considère pas ce coût dans l'évaluation des interventions en efficacité énergétique. Rien ne l'empêche de le faire, puisque l'objectif même de ces interventions est de réduire ses coûts d'achat et de transport d'électricité.

[132] La Régie réitère qu'elle considère que les coûts additionnels liés au tarif de transport de la charge locale doivent être pris en compte dans l'analyse économique du Programme. En effet, si le Programme génère des besoins additionnels de puissance, ils devront être pris en compte dans la prévision des besoins de transport pour la charge locale que le Distributeur fournit à Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur). La Régie considère que le calcul effectué par l'AQCIE-CIFQ représente une estimation satisfaisante du coût marginal d'une augmentation de la demande en puissance de la charge locale.

[133] En conséquence, la Régie est d'avis que le Distributeur n'a pas considéré tous les coûts liés au Programme dans ses Analyses de rentabilité soumises à la suite de la réouverture d'enquête en omettant de prendre en compte les coûts du service de transport de la charge locale.

6.5 ATTRIBUTION DES COÛTS ÉVITÉS D'ÉNERGIE D'HIVER AUX SEULES HEURES D'ACHATS

[134] Dans sa Preuve supplémentaire, le Distributeur propose d'attribuer, à titre d'analyse de sensibilité de son évaluation économique, le coût évité d'énergie d'hiver seulement aux heures où des achats sur les marchés sont prévus dans le bilan en énergie. Ce faisant, le TNT passerait à 54,9 M\$ actualisés de 2017, au lieu de 21,9 M\$, soit un gain additionnel de 33 M\$ qui pourrait être considéré en faveur du Programme.

[135] Pour justifier cette analyse de sensibilité, le Distributeur explique qu'il a été très prudent dans son scénario de base quant au coût additionnel en énergie, puisqu'il suppose que la totalité des 2 904 heures d'hiver est susceptible d'occasionner un achat sur les

marchés au prix de l'énergie d'hiver (5,2 ¢/kWh), plutôt qu'à la valeur de l'énergie patrimoniale (2,8 ¢/kWh)⁶².

[136] Le Distributeur précise le nombre d'heures considéré pour les achats additionnels prévus pour couvrir les besoins des hivers de la période d'analyse :

TABLEAU 5
NOMBRE D'HEURES D'ACHATS ADDITIONNELS
PRÉVUS POUR LES BESOINS D'HIVER

TABLEAU R-4.2 :
NOMBRE D'HEURES D'ACHATS ADDITIONNELS PRÉVUS POUR LES BESOINS D'HIVER

| | 2017- 2018 | 2018- 2019 | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 |
|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Nombre d'heures | 48 | 139 | 248 | 391 | 653 | 819 | 1 112 | 1 437 | 1 756 | 2 330 | 2 904 |

Source : Pièce [B-0057](#), p. 7.

[137] Par ailleurs, le Distributeur indique que le coût évité en énergie utilisé pour obtenir le TNT de 54,9 M\$ est celui qu'il a présenté au tableau suivant et qui provient du dossier R-4011-2017 :

TABLEAU 6
COÛTS ÉVITÉS (\$ 2017)

COÛTS ÉVITÉS (\$ 2017)

| | |
|---------------------------|--|
| Coûts évités en puissance | 2017 à 2023 : 20 \$/kW-hiver À partir de 2024 : 110 \$ kW-hiver |
| Coûts évités en énergie | Été : 2,8 ¢/kWh Hiver : 5,2 ¢/kWh |

Source : Pièce [B-0050](#), p. 9.

[138] La FCEI juge qu'il est justifié de tenir compte de la prévision du nombre d'heures d'achat sur les marchés de court terme en hiver. Par contre, elle estime que l'utilisation du nombre d'heures basé sur le scénario moyen donne un résultat biaisé et trop favorable au

⁶² Pièce [B-0050](#), p. 11.

Programme, car le nombre d'heures d'achat sur les marchés de court terme serait une variable « *tronquée à gauche* »⁶³.

[139] L'intervenante ajoute que l'utilisation d'un scénario à température moyenne tend à sous-estimer le besoin moyen d'achat sur les marchés de court terme. Cet effet est d'autant plus prononcé lorsque les achats sur les marchés de court terme sont faibles, comme c'est le cas pour les premières années de l'analyse du Distributeur.

[140] La FCEI recommande, pour une éventuelle future demande de prolongation du Programme, de développer un indicateur de coût évité des achats de court terme moins volatil que la prévision des prix pour le prochain hiver et plus représentatif des coûts sur la période d'analyse⁶⁴.

[141] La Régie a examiné avec soin l'analyse de sensibilité destinée à confirmer, en marge de la preuve principale, la rentabilité du Programme.

[142] Avant de retenir les conclusions du Distributeur à la suite de l'analyse de sensibilité, il faut d'abord établir la validité de la méthode d'attribution proposée. Celle-ci consiste à attribuer le signal de coût évité de 5,2 ¢/kWh établi pour les 2 904 heures de la période d'hiver (1^{er} décembre au 31 mars) à un nombre beaucoup plus faible d'heures correspondant aux périodes d'achats additionnels d'électricité et à attribuer le coût patrimonial de 2,8 ¢/kWh aux heures restantes. Le Distributeur propose donc de garder la valeur de 5,2 ¢/kWh pour les seules heures d'achats de court terme.

[143] La Régie se questionne sur ce principe d'attribution. Dans sa Preuve initiale, le Distributeur précisait qu'il calculait les coûts évités des approvisionnements additionnels en appliquant la méthodologie approuvée et utilisée dans les précédents dossiers tarifaires. En ce qui a trait à la méthodologie de calcul des coûts évités, il réfère plus particulièrement au dossier R-3610-2006⁶⁵.

[144] La Régie note que, dans ce dernier dossier, le Distributeur expliquait notamment :

« *Le coût évité est établi en fonction de :*

⁶³ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 6.

⁶⁴ Pièce [C-FCEI-0023](#), p. 9.

⁶⁵ Pièce [B-0022](#), p. 9, et note de bas de page 1.

- *L'offre disponible et future.*
- *La nature de la demande (niveau, répartition dans le temps, durée) »⁶⁶.*

[nous soulignons]

[145] La valeur du coût évité en énergie pour la période d'hiver a été calculée en fonction des 2 904 heures des quatre mois d'hiver⁶⁷. Ainsi, dans le dossier R-4011-2017, lorsque cette méthodologie est suivie, le coût évité de l'énergie en période d'hiver donne 5,2 ¢/kWh.

[146] La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré qu'il peut utiliser ce coût évité pour des périodes inférieures à 2 904 heures, comme il le propose. En effet, la répartition dans le temps et la durée sont des paramètres importants dans l'établissement de ce coût évité. Ainsi, il est possible, voire probable, que ce coût évité d'énergie d'hiver doive être ajusté à la hausse si la répartition dans le temps et la durée utilisées devaient correspondre aux seules heures d'achat additionnels d'électricité. Afin d'utiliser cette méthodologie, le Distributeur aurait dû tenir compte d'un coût évité d'énergie d'hiver ajusté en fonction des heures d'achats qu'il propose. Ce qu'il n'a pas fait.

[147] La Régie doit constater que les conclusions du Distributeur sont fondées sur des données sur lesquelles elle ne peut se fier. Elle ne peut conséquemment les retenir.

[148] En conséquence, la Régie ne retient pas l'analyse de sensibilité sur l'attribution des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats sur les marchés, comme un élément pouvant nuancer son jugement quant à l'analyse de rentabilité du Programme.

6.6 HORIZON D'ANALYSE

[149] Le Distributeur présente ses analyses sur un horizon de 10 ans. Il justifie le choix de cet horizon de la manière suivante :

⁶⁶ Dossier R-3610-2006, pièce [HQD-15](#), doc. 2, annexe A, p. 4 de la présentation du 12 mai 2006. Décision [D-2007-12](#), p. 106.

⁶⁷ Dossier R-3980-2016, décision [D-2017-022](#), p. 57.

« La période d'analyse a été choisie en tenant compte à la fois de la durée de vie physique des équipements et des considérations commerciales du Programme. Cette période est suffisamment longue pour couvrir les deux premières années où l'appui financier sera versé ainsi que les cinq années subséquentes qui équivalent à la durée minimale de participation des clients, comme prévu dans les modalités du Programme. Le Distributeur considère qu'un horizon d'analyse supérieur à dix ans présente peu de valeur compte tenu des incertitudes quant aux différents paramètres d'analyse. Le Distributeur rappelle également qu'à chaque mise à jour du Programme, il procédera toujours à l'analyse sur une période de dix ans, ce qui permet de capter l'évolution du contexte »⁶⁸.

[150] Le Distributeur précise que la durée de vie des équipements qui seraient installés serait pratiquement illimitée pour les équipements électriques de type résistif et de plus de 20 ans pour les thermopompes⁶⁹.

[151] Toutefois, il soumet que 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. Ainsi, il ne considère pas prudent de justifier le Programme sur l'hypothèse que la consommation des clients sera stable sur une très longue période. De plus, l'équilibre énergétique du Distributeur est appelé à évoluer, ce qui rend difficiles les évaluations sur un horizon lointain⁷⁰.

[152] La Régie a demandé au Distributeur de fournir les Analyses de rentabilité sur 20 ans, en précisant et justifiant les hypothèses de la consommation au-delà de 2027. Le Distributeur dépose d'abord ces analyses en fonction des coûts évités découlant du dossier R-3980-2016, ce qui donne un TNT de -24 M\$, générant une hausse du tarif. Il nuance ce résultat en fonction des arguments présentés ci-dessus quant à l'utilisation d'un horizon supérieur à 10 ans. Il considère ainsi que l'analyse sur 20 ans présente peu de valeur, compte tenu des incertitudes quant aux différents paramètres d'analyse⁷¹.

[153] À titre indicatif, le Distributeur présente les Analyses de rentabilité sur 20 ans, en utilisant les coûts évités soumis dans le cadre du dossier R-4011-2017. Il en arrive à un TNT de 6,9 M\$, ce qui démontre, selon lui, que le Programme est clairement rentable⁷².

⁶⁸ Pièce [B-0018](#), p. 14.

⁶⁹ Pièce [B-0022](#), p. 18, R6.1.

⁷⁰ Pièce [B-0022](#), p. 18, R6.2.

⁷¹ Pièce [B-0043](#), p. 23 et 24, R8.2.

⁷² Pièce [B-0043](#), p. 24.

[154] La FCEI est d'avis qu'il importe de considérer un horizon d'analyse suffisamment long, en utilisant un éventail significatif des scénarios probables et de procéder à des analyses de sensibilité. L'intervenante recommande, par conséquent, de revoir l'analyse économique du Programme et les analyses de sensibilité en les prolongeant sur un horizon de 20 ans⁷³.

[155] SÉ-AQLPA partage la position de la FCEI.

[156] Considérant la durée de vie des équipements, la volatilité importante des coûts de puissance et la problématique de la gestion de la demande en pointe, l'UC recommande que la période d'analyse de rentabilité du Programme couvre au moins 20 ans.

[157] L'UC rappelle la probabilité énoncée par le Distributeur que les participants au Programme soient principalement des établissements scolaires (cas type 1), voire des institutions gouvernementales. Il y a donc lieu de présumer de l'utilisation de ces équipements au-delà de l'horizon de 10 ans. Elle soumet que le Distributeur devrait poser une hypothèse quant à l'effritement des ventes sur un horizon de 20 ans, soit la durée de vie utile des systèmes et fournir une analyse de rentabilité en conséquence.

[158] La Régie est satisfaite des justifications fournies par le Distributeur quant à l'horizon de 10 ans utilisé dans ses Analyses de rentabilité pour les scénarios de base.

[159] Toutefois, la Régie estime qu'il y a lieu de s'attendre à ce qu'une proportion significative des ventes additionnelles générées par le Programme et, potentiellement, de la puissance additionnelle qui y est associée, soit toujours consommée au-delà de cette période. Dans ce contexte, le portrait, à titre d'analyse de sensibilité, de la rentabilité du Programme sur un horizon plus grand est pertinent à l'appréciation de la robustesse des Analyses de rentabilité.

[160] La Régie précise que les explications portant sur l'horizon d'analyse ont été fournies dans le cadre de la Preuve initiale et n'ont pas fait l'objet de questionnements dans sa décision D-2017-108. La position de la Régie s'applique tant à la Preuve initiale qu'à la Preuve supplémentaire.

⁷³ Pièce [C-FCEI-0010](#), p. 12.

6.7 IMPACT DU PLAFONNEMENT DE L'APPUI FINANCIER AUX PROJETS SUR LES COÛTS TOTAUX EFFECTIFS DU PROGRAMME

[161] Dans sa décision D-2017-119, la Régie mentionnait :

« [37] Par ailleurs, la prise en compte de l'appui effectif sur le budget d'appui financier [note de bas de page omise] pourrait avoir un effet favorable sur la rentabilité du Programme. La Régie ne peut toutefois conclure de la preuve que cela rendrait le Programme rentable »⁷⁴.

[162] En effet, si le Distributeur devait prendre en considération le plafonnement dans l'appui financier utilisé dans les Analyses de rentabilité, les coûts totaux d'appui financier pourraient être inférieurs au budget qui y est inclus et ainsi avoir un impact favorable sur la rentabilité⁷⁵.

[163] Le Distributeur indique, dans sa Preuve initiale, que son objectif premier est de permettre l'adhésion d'un maximum de clients, tout en assurant la rentabilité du Programme. Pour ce motif, la prise en compte du plafonnement des appuis financiers, en maintenant le budget total d'appuis financiers inchangés, pourrait apporter des ventes additionnelles de 34 GWh et permettrait d'accroître la rentabilité du Programme⁷⁶.

[164] Toutefois, le Distributeur n'a pas fourni le détail de cette analyse. De plus, cette dernière a été faite avant la réouverture d'enquête, alors que le Distributeur a modifié certains paramètres de base dans sa Preuve supplémentaire, dont sa méthode de calcul de l'impact en puissance et la répartition de la consommation additionnelle entre les cas types.

[165] Ainsi, la Régie ne peut conclure que la prise en compte du plafonnement des appuis financiers aurait le même impact favorable sur la rentabilité du Programme, selon la Preuve supplémentaire, et encore moins que cette prise en compte permettrait de compenser l'ensemble des éléments soulevés aux sections 6.1 à 6.6.

⁷⁴ Décision [D-2017-119](#) Motifs à suivre, p. 9.

⁷⁵ Pièce [B-0043](#), p. 12 et 13, R5.2.

⁷⁶ Pièce [B-0043](#), p. 12 à 14, R5.4.

7. CONCLUSION

[166] La Régie a détaillé de manière spécifique, aux sections 6.1 à 6.6, chacun des éléments énumérés au paragraphe 36 de sa décision D-2017-119⁷⁷. Par ailleurs, la description de la preuve à chacune de ces sections démontre que cette dernière a considérablement évolué au cours de l'examen du dossier. Ainsi, le Distributeur a modifié la preuve de manière substantielle, sans que chacune de ces modifications ne soit justifiée par les éléments soulevés dans la décision D-2017-108. À cet égard, la Régie souligne que les seules données de base importantes qui sont demeurées inchangées sont la quantité d'énergie vendue, soit 340 GWh, et le budget pour l'aide financière offerte.

[167] Il est essentiel de noter que le Distributeur a modifié les besoins en puissance, passant de 170 MW à 110 MW, une réduction substantielle de 35 %, en fonction d'un changement méthodologique pour les calculer. Il a de plus modifié la répartition des ventes additionnelles. Ce faisant, le Distributeur ne considère plus le recours au programme GDP Affaires pour réduire l'impact sur les besoins en puissance du Programme.

[168] Il a également modifié sa méthodologie pour calculer ce coût en puissance, pour désormais l'évaluer en multipliant directement son impact en puissance par le coût évité exprimé en \$/kW. La Régie est satisfaite de cette modification puisqu'elle répond à une préoccupation exprimée dans sa décision D-2017-108.

[169] Enfin, le Distributeur a aussi modifié les coûts de référence dans ses Analyses de rentabilité en utilisant uniquement les coûts évités soumis au dossier R-4011-2017.

[170] Bien que certains compléments d'informations aient été nécessaires à la compréhension de la demande du Distributeur et que certaines modifications répondaient à des préoccupations exprimées par la Régie, l'ampleur de ces modifications soulève des incertitudes sur la validité des données fournies et sur la crédibilité de la preuve soumise par le Distributeur.

⁷⁷ Décision [D-2017-119](#) Motifs à suivre, p. 9.

[171] Considérant l'ensemble des éléments décrits aux sections 6.1 à 6.6 et ce qui précède, la Régie ne peut conclure sur la rentabilité du Programme en fonction de la preuve soumise par le Distributeur.

[172] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande d'approbation du programme de conversion du mazout pour la conversion à l'électricité des équipements fonctionnant au mazout ou au propane dans les marchés commercial, institutionnel et industriel.

Lise Duquette

Régisseur

Représentants :

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ) représenté par M^e Pierre Pelletier;

Association québécoise des indépendants du pétrole (AQUIP) représentée par M^e Pierre-Olivier Charlebois;

Association québécoise du propane (AQP) représentée par M^e Michael Dezainde;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M^e André Turmel;

Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M^e Geneviève Paquet;

Hydro-Québec représentée par M^e Simon Turmel;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M^e Franklin S. Gertler;

Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M^e Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC) représentée par M^e Hélène Sicard.