

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2017-108

R-4000-2017

25 septembre 2017

---

**PRÉSENTE :**

Lise Duquette  
Régisseur

---

**Hydro-Québec**  
Demanderesse

et

**Intervenants dont les noms apparaissent ci-après**

---

**Décision procédurale**

*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 (ROÉÉ);**

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

**Union des consommateurs (UC).**

## 1. INTRODUCTION

[1] Le 1<sup>er</sup> 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*<sup>1</sup> (la Loi).

[3] Le 24 mars 2017, la Régie rend sa décision D-2017-037<sup>2</sup> 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 ainsi que la preuve à son soutien.

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

[6] Le 18 mai 2017, la Régie tient une rencontre préparatoire.

[7] Le 30 mai 2017, la Régie rend sa décision procédurale D-2017-058<sup>3</sup>.

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

[9] 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.

---

<sup>1</sup> [RLRQ, c. R-6.01.](#)

<sup>2</sup> Décision [D-2017-037](#).

<sup>3</sup> 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 leur mémoire, respectivement les 20 et 21 juillet 2017.

[11] Le 20 juillet 2017, la Régie rend la décision D-2017-079<sup>4</sup> portant sur les demandes d'ordonnance relatives aux réponses données par le Distributeur à certaines DDR. Le 25 juillet 2017, le Distributeur dépose les compléments requis par cette décision.

[12] L'AQCIE-CIFQ amende son mémoire le 26 juillet 2017 et la FCEI produit un complément le 27 juillet 2017.

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

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

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

[16] Le 15 septembre 2017, la Régie annonce qu'elle examine la possibilité de procéder à une réouverture d'enquête et demande aux participants de réserver leur disponibilité en vue de l'éventuelle convocation d'une audience à cet égard. Par la présente décision, la Régie confirme qu'elle procède à une réouverture d'enquête et convoque une audience à cet effet.

## 2. CONTEXTE ET ÉLÉMENTS DE LA RÉOUVERTURE D'ENQUÊTE

[17] Dans le cadre du présent dossier, aux fins d'autoriser le Programme en vertu de l'article 74 de la Loi<sup>5</sup>, la Régie doit être satisfaite de la démonstration de sa rentabilité. Cette rentabilité est estimée acquise lorsque la valeur actualisée des revenus totaux

---

<sup>4</sup> Décision [D-2017-079](#).

<sup>5</sup> [RLRQ, c. R-6.01](#).

générés par le Programme atteint ou, préférablement, surpasse la valeur actualisée des coûts totaux associés à celui-ci.

[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 :

*« 1<sup>re</sup> 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) »<sup>6</sup>.*

[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.

[20] Sur ce dernier point, dans sa DDR n° 2, la Régie fait part de sa compréhension de l'hypothèse retenue par le Distributeur pour calculer la puissance, notamment l'utilisation de 110 MW, au lieu des 170 MW générés par le Programme, en raison de la diminution attribuable à l'utilisation du programme GDP Affaires<sup>7</sup>. La Régie cherche ainsi à tenir compte, dans l'analyse de rentabilité du Programme, de la totalité des coûts de Puissance additionnelle, selon les deux approches suivantes :

- 1) l'ajout des coûts du programme GDP Affaires, liés à la réduction de l'impact sur les besoins en puissance du Programme, aux coûts des 110 MW de puissance;

---

<sup>6</sup> Pièce [B-0037](#), p. 9.

<sup>7</sup> Pièce [B-0043](#), p. 15 à 17.

- 2) ou la considération des coûts, sur la base de l'impact brut sur les besoins en puissance additionnelle de 170 MW<sup>8</sup>, sans appliquer de mesures d'atténuation de ces impacts.

[21] En réponse à ces questions, le Distributeur<sup>9</sup> :

- précise que les coûts et les bénéfices du programme GDP Affaires n'ont pas été considérés dans ses analyses économiques et financières;
- précise que ses analyses expriment le coût de la puissance en ¢/kWh, en le répartissant sur chaque kWh d'hiver<sup>10</sup> et que, ce faisant, les résultats ne sont pas sensibles à la quantité de puissance, seulement à la quantité d'énergie;
- fait valoir qu'il y aurait une erreur méthodologique à combiner les analyses économiques du programme GDP Affaires avec celles du présent Programme, sans expliquer davantage en quoi consiste cette erreur.

[22] Ces réponses laissent la Régie perplexe quant à la validité de la méthodologie retenue.

[23] La Régie constate que certains intervenants ont également des interrogations quant à la validité de la méthodologie utilisée par le Distributeur.

[24] En procédant à l'analyse de rentabilité du Programme sur un horizon de 20 ans, la FCEI évalue les coûts de la puissance en multipliant les besoins en puissance par les coûts évités<sup>11</sup>. Pour le Distributeur, la multiplication du coût évité de puissance par 110 MW faite par la FCEI conduit à une surestimation des coûts évités<sup>12</sup>. Toutefois, il omet ici aussi d'indiquer en quoi la méthodologie utilisée par la FCEI est fautive et ne saurait être retenue.

[25] L'AQCIE-CIFQ questionne l'affirmation du Distributeur voulant que la multiplication du coût évité de puissance par 110 MW conduit à une surestimation des

---

<sup>8</sup> Pièce [B-0043](#), p. 16.

<sup>9</sup> Pièce [B-0043](#), p. 15 à 17.

<sup>10</sup> Pièce [B-0037](#), p. 9.

<sup>11</sup> Pièce [C-FCEI-0012](#), p. 6.

<sup>12</sup> Pièce [B-0043](#), p. 23, R8.1.

coûts évités. Concernant la méthodologie utilisée par la FCEI et celle utilisée par le Distributeur, l'AQCIE-CIFQ constate :

*« 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 :*

$$20,8\$/kW / 2\,904\text{heures} * 73,4\% * 340\,000\text{ MWh} = 1\,787,5\text{ K\$}$$

*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.*

*50- Nous soumettons que l'impact de cette différence est important et qu'en l'absence de justification de la part du Distributeur, son analyse économique doit être écartée, notamment pour ce motif »<sup>13</sup>.*

[26] Sur ce point, la Régie est d'accord avec l'AQCIE-CIFQ : le Distributeur doit justifier davantage sa méthodologie de calcul de la Puissance additionnelle. **En conséquence, la Régie juge opportun de rouvrir l'enquête et convoque une audience le vendredi 29 septembre 2017 à 9 h dans ses locaux de Montréal.**

---

<sup>13</sup> Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 10.



[27] Aux fins de procéder à cette audience de manière efficiente, la Régie considère que le Distributeur doit connaître plus précisément les incompréhensions que soulève sa méthodologie du coût de la Puissance additionnelle.

[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.

[29] De même, il y a lieu d'envisager que l'analyse de rentabilité devrait inclure l'impact total du Programme sur les besoins en puissance. Ainsi, tel qu'évoqué par les deux cas de figures présentés aux questions 6.2 et 6.4 de la DDR n° 2 de la Régie, cette dernière demande au Distributeur de justifier la pertinence d'exclure l'évaluation :

- 1) des coûts associés à cet impact total (170 MW) en fonction des coûts évités utilisés au présent dossier, dans la mesure où le Distributeur ne prévoit pas compenser une partie de cet impact en puissance par ce programme;
- 2) des coûts du programme GDP Affaires, dans la mesure où le Distributeur prévoit compenser une partie de cet impact en puissance par ce programme pour réduire l'impact à 110 MW.

[30] Par ailleurs, en ce qui a trait à l'analyse de l'impact du comportement d'une proportion des participants qui optimisent leur puissance facturée et en maximisent l'utilisation en ayant recours à l'écrêtement, le Distributeur émet l'hypothèse qu'ils représentent le quart des clients du Programme, car une part importante des bâtiments visés par ce Programme possède des systèmes de contrôle électroniques leur permettant de gérer leur consommation, incluant la pointe<sup>14</sup>.

[31] Par ailleurs, le Distributeur explique :

---

<sup>14</sup> Pièce [B-0013](#), p. 15.

« [...] Dans son analyse économique, le Distributeur a considéré, pour les clients qui font de l'écrêtement, un coût évité sans puissance. Cette hypothèse tient compte du fait que, puisque la consommation additionnelle à la suite de la conversion survient durant les quatre mois d'hiver, il existe une probabilité que l'écrêtement coïncide avec la pointe du réseau. Le Distributeur s'est assuré que cette hypothèse était robuste et ne remettait pas en cause la rentabilité du Programme au moyen d'une analyse de sensibilité, dont les résultats sont présentés au tableau 8 cité au préambule (i) »<sup>15</sup>. [nous soulignons]

[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.

[33] Toujours dans le but de procéder de manière efficiente à l'audience, la Régie produit en annexe ses calculs pour évaluer la rentabilité du Programme selon deux méthodologies.

[34] La première méthodologie est similaire à celle retenue par la FCEI et l'AQCIE-CIFQ, en ajustant toutefois la formule du coût de l'énergie pour y retirer la composante de puissance que le Distributeur y inclut.

[35] La Régie a utilisé les données fournies par le Distributeur au présent dossier. Elle constate qu'il utilise des coûts évités en puissance de 20 \$/kW-hiver de 2017 à 2023 et de 108 \$/kW-hiver à partir de 2024<sup>16</sup>, en \$ 2016, tel qu'approuvé par la décision D-2017-022<sup>17</sup>.

[36] Aux fins de son analyse, la Régie intègre aux coûts du Programme celui lié au service de transport de la charge locale, tel qu'évalué par l'AQCIE-CIFQ. À ce jour, la Régie n'est pas convaincue de la réponse fournie par le Distributeur aux questions 9.1 et

---

<sup>15</sup> Pièce [B-0043](#), p. 20.

<sup>16</sup> Pièce [B-0018](#), p. 16, tableau 3.

<sup>17</sup> Pièce [B-0010](#), p. 10. Toutefois, la décision [D-2017-022](#) fixe le signal de prix en puissance à 20 \$/kW-hiver pour les hivers 2016-2017 à 2024-2025, indexé à l'inflation et à 108 \$/kW à partir de l'hiver 2025-2026 et non à partir de 2024.

9.2 de sa DDR n° 2<sup>18</sup>. À défaut d'avoir l'estimation du Distributeur pour évaluer ces coûts, elle considère que ceux fournis par l'AQCIE-CIFQ constituent une évaluation raisonnable pour les fins de son examen.

[37] Ce faisant, la Régie obtient une valeur actualisée des Coûts-Revenus de 22 M\$, soit un impact à la hausse sur le tarif.

[38] La deuxième méthodologie consiste à évaluer les coûts d'approvisionnement du Programme en utilisant les coûts évités du tarif M pour l'usage « *Chauffage des locaux* »<sup>19</sup>. Cette analyse de rentabilité utilise ce coût évité puisque les cas-types sur lesquels s'appuie le Distributeur pour établir son analyse de rentabilité sont des cas de chauffage de bâtiments<sup>20</sup>.

[39] La Régie a questionné le Distributeur sur l'utilisation de ce coût. En réponse, ce dernier l'a référée à la méthodologie qu'il utilisait, sans fournir d'explications sur ses raisons de ne pas utiliser ces coûts évités<sup>21</sup>. La Régie s'attend à ce que le Distributeur justifie les motifs de ne pas utiliser ceux-ci aux fins de l'analyse du Programme.

[40] Les données utilisées par la Régie aux fins de ses calculs sont basées sur celles déposées lors de la demande initiale du dossier R-3980-2016<sup>22</sup>. Comme la décision D-2017-022 a reporté le signal de prix pour la puissance à l'hiver 2025-2026<sup>23</sup>, la Régie a appliqué un taux d'indexation de 2 % pour les années 2019 à 2024 et a utilisé les données fournies au dossier R-3980-2016 à partir de 2025<sup>24</sup>. La Régie obtient une valeur actualisée des Coûts - Revenus de 40,5 M\$, soit un impact à la hausse sur le tarif.

[41] En somme, les interrogations de la Régie portent sur :

---

<sup>18</sup> Pièce [B-0043](#), p. 25 à 27.

<sup>19</sup> Exemple : Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), p. 14, tableau A-3, établi selon la méthodologie présentée au dossier R-3610-2006, pièce [HQD-15, document 2](#), Annexe A.

<sup>20</sup> Pièce [B-0022](#), p. 17, R5.4.

<sup>21</sup> Pièce [B-0022](#), p. 13, R3.4.

<sup>22</sup> Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), p. 14, tableau A-3.

<sup>23</sup> Décision [D-2017-022](#), p. 60.

<sup>24</sup> Dossier R-3980-2016, pièce [B-0021](#), p. 14, tableau A-3.

- la méthodologie utilisée pour considérer les coûts associés à la Puissance additionnelle;
- à la quantité de puissance à considérer aux fins de l'analyse de rentabilité.

[42] La Régie invite le Distributeur à lui présenter une preuve additionnelle à cet égard. Notamment, la Régie demande au Distributeur d'élaborer, lors de l'audience, sur la robustesse des calculs réalisés par la Régie, joints en annexe, qui reflètent les méthodologies décrites ci-dessus.

[43] Par ailleurs, la Régie demande aux intervenants qui souhaitent faire des représentations à cet égard de l'en informer **au plus tard le 27 septembre 2017 à 12 h.**

[44] **Pour ces motifs,**

**La Régie de l'énergie :**

**CONVOQUE** une audience **vendredi le 29 septembre à 9 h**, à ses bureaux de Montréal, en réouverture d'enquête sur la rentabilité du Programme.

Lise Duquette

Régisseur

**Représentants :**

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

**Association québécoise des indépendants du pétrole (AQUIP) représentée par M<sup>e</sup> Pierre-Olivier Charlebois;**

**Association québécoise du propane (AQP) représentée par M<sup>e</sup> Michael Dezainde;**

**Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie (GRAME) représenté par M<sup>e</sup> Geneviève Paquet;**

**Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel;**

**Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ) représenté par M<sup>e</sup> Franklin S. Gertler;**

**Stratégies énergétiques et Association québécoise de lutte contre la pollution atmosphérique (SÉ-AQLPA) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;**

**Union des consommateurs (UC) représentée par M<sup>e</sup> Hélène Sicard.**

# ANNEXE

**Annexe (5 pages)**

**L. D.** \_\_\_\_\_

## Annexe : Méthodologie 1

### Étape 1 :

À partir des données fournies par le Distributeur sur chacun des cas-types, la Régie applique les calculs de l'encadré de la pièce [B-0037](#), page 10, mais sans y inclure la composante puissance. Le calcul suivant est donc adapté, selon le cas-type, en fonction de la différence relative à leur proportion de consommation en hiver.

<b>Coût évité de 2017 pour la charge additionnelle du cas type 3</b>
=
$[(\text{Coût évité énergie Hiver en pointe} * \text{proportion de la consommation en pointe}) +$ $(\text{Coût évité énergie Hiver hors pointe} * \text{proportion de la consommation hors pointe})] * \text{proportion consommation Hiver}$
+
$[(\text{Coût évité énergie Été en pointe} * \text{proportion de la consommation en pointe}) +$ $(\text{Coût évité énergie Été hors pointe} * \text{proportion de la consommation hors pointe})] * \text{proportion consommation Été}$
+
$\text{Coût évité puissance en } \phi/\text{kWh} * \text{proportion consommation Hiver}$
=
$[(7,0 \phi/\text{kWh} * 53\%) + (5,8 \phi/\text{kWh} * 47\%)] * 73,4\% + [(3,4 \phi/\text{kWh} * 53\% + 2,9 \phi/\text{kWh} * 47\%)] * 26,6\% + 0,7 \phi/\text{kWh} * 73,4\% = 6,07 \phi/\text{kWh}$
$\text{Coût évité pour le cas type 3 incluant pertes de distribution de } 1,5\% = 6,07 \phi/\text{kWh} / (1 - 1,5\%) = 6,16 \phi/\text{kWh}$

La Régie obtient les coûts évités suivants :

	En \$
Cas-type 3 :	
Tout à l'électricité (TAÉ)	0,05651
Avec écrêtement	0,05647
Cas-type 1 :	
TAÉ	0,05591
Avec écrêtement	0,05574
Cas-type 2 :	
TAÉ	0,05651
Avec écrêtement	0,05647
Cas-type 4 :	
TAÉ	0,0574
Avec écrêtement	0,0573

### Étape 2 :

Les résultats obtenus à l'étape 1 sont appliqués à la consommation additionnelle par cas-types, fournie pas le Distributeur au tableau R-3.1.1-G de la pièce [B-0037](#), p. 8. Un taux d'indexation de 2 % est appliqué aux coûts évités obtenus à l'étape précédente à partir de 2018.

La Régie obtient les coûts en énergie suivants :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Clients TAÉ											
cas-type 3	452	2 190	2 234	2 279	2 324	2 371	2 418	2 467	2 516	2 566	2 617
cas-type 1	1 006	4 697	5 177	5 280	5 386	5 494	5 604	5 716	5 830	5 947	6 066
cas-type 2	1 017	5 130	5 232	5 337	5 444	5 553	5 664	5 777	5 892	6 010	6 130
cas-type 4	459	2 225	2 269	2 315	2 361	2 408	2 457	2 506	2 556	2 607	2 659
Clients avec écrêtement											
cas-type 3	169	749	764	779	795	811	827	843	860	877	895
cas-type 1	334	1 706	1 740	1 775	1 810	1 846	1 883	1 921	1 959	1 999	2 039
cas-type 2	339	1 728	1 763	1 798	1 834	1 871	1 908	1 946	1 985	2 025	2 065
cas-type 4	172	760	775	791	806	822	839	856	873	890	908
Total Coût énergie	3 949	19 184	19 954	20 353	20 760	21 175	21 599	22 031	22 471	22 921	23 379

### Étape 3 :

La Régie utilise les données du tableau 3 de la pièce B-0018 pour les coûts évités en puissance, qui sont calculés en deux étapes :

#### Étape 3.1 :

Coût des 110 premiers MW : Le coût de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016) de 2017 à 2023, indexé au taux de 2 % : 108 \$/kW-hiver à partir de 2024 (en \$ 2016), indexé à 2 %. La Régie ne calcule des coûts en puissance qu'à compter de 2018.

#### Étape 3.2 :

Pour les 60 MW qui s'ajoutent aux 110 MW de l'étape 3.1, la Régie applique un coût de 20 \$/kW-hiver de 2017 à 2023 (\$ 2016, indexé à 2 %) et de 70 \$/kW-hiver à partir de 2024, soit le coût du GDP (source : <http://www.hydroquebec.com/affaires/efficacite-energetique/gestion-demande-puissance/appui-financier/>).



Étape 4 :

La Régie considère les autres coûts tels que soumis par le Distributeur :

En milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Amortissement de l'appui financier	512	3 070	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	5 116	4 604
Frais financiers	100	620	1 079	957	836	714	592	471	349	227	111
Coûts d'exploitation	220	508									

Étape 5 :

La Régie ajoute les coûts du service de transport de la charge locale :

En milliers de \$ (en \$ 2017 indexé à 2 %)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coût de transport de 929 k\$ pour 110 MW à partir de 2018	0	948	986	1 006	1 026	1 046	1 067	1 088	1 110	1 132	1 155

Étape 6 :

En additionnant tous ces coûts, la Régie obtient les coûts totaux suivants :

En milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coût total avec 170 MW, <b>sans transport</b>	4 781	26 920	29 757	30 107	30 466	30 834	31 212	45 737	46 334	46 946	47 066

En milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coût total avec 170 MW, <b>avec transport</b>	4 781	27 867	30 742	31 112	31 492	31 880	32 280	46 826	47 444	48 078	48 221

Étape 7 :

La Régie considère les revenus additionnels tels que soumis par le Distributeur (pièce [B-0037](#), tableau R-3.3.1-F, p. 13) :

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Revenus du Programme	6 018	30 674	31 288	31 913	32 552	33 203	33 867	34 544	35 235	35 940	36 658

La Régie obtient les valeurs « Coûts-revenus » suivantes :

En milliers de \$	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Coûts-revenus (sans transport)	-1 237	-3 754	-1 531	-1 807	-2 085	-2 369	-2 655	11 193	11 099	11 006	10 408
Coûts-revenus (avec transport)	-1 237	-2 806	-545	-801	-1 060	-1 322	-1 587	12 282	12 209	12 138	11 563

### Étape 8 :

La Régie obtient les valeurs actualisées suivantes des données obtenues à l'étape précédente :

- 1) Coûts-revenus (sans transport) : 14,4 M\$, donc un impact à la hausse sur le tarif;
- 2) Coût-revenus (avec transport) : 22 M\$, donc un impact à la hausse sur le tarif.

#### Étape 8.1 :

En considérant un coût de 20 \$/kW-hiver (\$ 2016), indexé à 2 %, jusqu'en 2024 et en incluant les coûts du service de transport de la charge locale, la Régie obtient une valeur actualisée Coûts-revenus de 12,6 M\$, donc un impact à la hausse sur les tarifs.

Le taux d'actualisation est fourni à la pièce [B-0013](#), p. 15. Il s'agit toutefois du taux approuvé par la décision D-2016-033. La Régie soumet qu'il serait opportun d'utiliser le taux approuvé par la décision [D-2017-022](#), p. 46, de 5,053 %. Cela n'affecte toutefois pas les conclusions auxquelles elle arrive.

#### Scénario 2 : Prise en compte de l'appui effectif

En réponse à la DDR n° 2 de la Régie, le Distributeur précise qu'en tenant compte de l'appui financier effectif, considérant qu'une part importante des projets verront leur appui financier plafonné au maximum autorisé de 75 % des dépenses admissibles, le budget d'appui financier serait de 46,5 M\$. Il en résulte un TNT de 20,1 M\$ au lieu de 15,7 M\$. Ainsi, la prise en compte de l'appui effectif sur le budget demandé pourrait avoir un impact favorable de 4,4 M\$ sur le TNT.

