

## **IMPLANTATION D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI) – PHASE 3**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>CRITÈRES POUR L'ÉTABLISSEMENT DES FACTEURS Y ET DES FACTEURS Z</b> .....	<b>6</b>
1.1.	Cadre établi par la Régie .....	6
1.2.	Application des critères de détermination des exclusions et des exogènes .....	8
1.3.	Seuil de matérialité .....	9
1.3.1.	Vérification du seuil .....	9
1.3.2.	Niveau du seuil .....	10
<b>1.4.</b>	<b>Traitement des comptes d'écarts et de reports (CER)</b> .....	<b>11</b>
<b>2.</b>	<b>ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXCLUSIONS (FACTEUR Y)</b> .....	<b>12</b>
2.1.	Coût de retraite .....	13
2.1.1.	Variabilité vs volatilité du coût de retraite .....	13
2.1.2.	Sensibilité du coût de retraite au taux d'actualisation et au rendement de l'actif .....	16
2.1.3.	Impact des ajustements salariaux .....	17
2.1.4.	Position du Distributeur .....	17
2.2.	Interventions en efficacité énergétique .....	17
2.2.1.	Dépenses capitalisables des interventions en efficacité énergétique du Distributeur (IEÉ) .....	17
2.2.2.	Charges liées aux interventions en efficacité énergétique .....	18
2.2.3.	Dépenses de Transition énergétique Québec (anciennement BEÉ) .....	20
2.3.	Dépense de mauvaises créances .....	20
2.4.	Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR) .....	21
2.5.	Maîtrise de la végétation .....	22
2.6.	Coûts des combustibles .....	22
<b>3.</b>	<b>ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXOGÈNES (FACTEUR Z)</b> .....	<b>24</b>
3.1.	Événements imprévisibles en réseaux autonomes .....	24
3.2.	Pannes majeures .....	25
3.3.	Autres événements imprévisibles .....	26
<b>4.</b>	<b>TRAITEMENT DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) EXISTANTS COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) AFFÉRENTS AUX EXCLUSIONS ET EXOGÈNES</b> .....	<b>27</b>
<b>5.</b>	<b>AUTRES CONSIDÉRATIONS</b> .....	<b>28</b>
5.1.	Soldes des CER pré-MRI .....	28
<b>6.</b>	<b>TABLEAU RÉCAPITULATIF</b> .....	<b>29</b>
<b>7.</b>	<b>CONCLUSION</b> .....	<b>29</b>
<b>ANNEXE A : CARACTÉRISTIQUES DU MRI DU DISTRIBUTEUR (D-2017-043)</b> .....		<b>31</b>

### LISTE DES FIGURES

Figure 1	Évolution du coût des services rendus et des autres composantes 2008-2018 ....	15
Figure 2	Historique des coûts réels de combustibles .....	23

### LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1	Historique Coût de retraite du Distributeur 2004-2016 .....	14
-----------	-------------------------------------------------------------	----

---

Tableau 2 : Historique Taux d'actualisation et coût de retraite Hydro Québec.....	
2008-2018.....	15
Tableau A-1 : Sommaire des caractéristiques du MRI du Distributeur (D-2017-043) .....	33

1 Dans sa décision D-2017-043<sup>1</sup>, la Régie a approuvé les caractéristiques du mécanisme de  
2 réglementation incitative (MRI) applicable au Distributeur pour les quatre années tarifaires  
3 débutant en 2018-2019. Elle a également ordonné la tenue de la phase 3 du dossier  
4 R-3897-2014 (« Phase 3 ») dans le cadre du présent dossier tarifaire.

5 Conformément à la décision de la Régie<sup>2</sup>, les revenus requis de l'année témoin 2018 de la  
6 présente demande, l'année 1 du premier MRI, sont établis selon la méthode du coût de  
7 service et ceux des trois années subséquentes le seront en fonction d'un mécanisme de  
8 plafonnement des revenus<sup>3</sup>.

9 Un sommaire des caractéristiques du premier MRI du Distributeur est présenté à l'annexe A.  
10 La Régie a réservé pour la phase 3 sa décision finale à l'égard de certaines de ces  
11 caractéristiques, soit :

- 12 • le seuil de matérialité pour la création et le maintien des exclusions de la Formule  
13 d'indexation (Facteurs Y) et des éléments exogènes (Facteurs Z) ;
- 14 • le traitement qu'elle propose pour les coûts de retraite et les charges liées aux  
15 interventions en efficacité énergétique ;
- 16 • les éléments à traiter en Facteur Y et en Facteur Z ;
- 17 • la pertinence des comptes d'écarts et de reports existants ;
- 18 • les indices qu'elle propose pour l'indexation des salaires et des autres charges  
19 (Facteur I) ;
- 20 • le facteur de productivité (Facteur X) déterminé selon la méthode basée sur le  
21 jugement, et sujet à une possible révision pour la dernière année du MRI en fonction  
22 des résultats d'une étude de productivité multifactorielle à déposer au cours de  
23 l'année 2020 ;
- 24 • les modalités d'application d'un Facteur Y pour neutraliser l'effet de la variation des  
25 taux d'intérêt et du taux de rendement sur les capitaux propres sur le coût moyen  
26 pondéré du capital du Distributeur ;
- 27 • la révision des modalités du mécanisme de traitement des écarts de rendement  
28 (MTÉR) ;
- 29 • les indicateurs de performance rattachés à la qualité de service à lier au MTÉR et  
30 leurs modalités de liaison ;
- 31 • les modalités d'une clause de sortie.

---

<sup>1</sup> Dossier R-3897-2014. *Établissement d'un mécanisme de réglementation incitative assurant la réalisation de gains d'efficacité par le distributeur d'électricité et le transporteur d'électricité.*

<sup>2</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 99 et dispositif.

<sup>3</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 508.

1 Dans le présent document, le Distributeur se penche sur les quatre premières  
2 caractéristiques du MRI de la liste précédente. **Les propositions du Distributeur pour le**  
3 **Facteur I, le Facteur X et le facteur Y de neutralisation des variations des taux d'intérêt et du**  
4 **taux de rendement sur les capitaux propres sont présentées à la pièce HQD-20, document 1.**  
5 ~~Les autres caractéristiques et modalités faisant~~ **feront** l'objet d'une preuve à être déposée  
6 ultérieurement.

7 **Eu égard au MTÉR, la Régie indique dans sa lettre du 21 novembre 2017 (A-0032) « qu'elle**  
8 **considère que les modalités du MTÉR applicables pour le MRI sont celles qui ont été**  
9 **déterminées dans le cadre de la décision D-2014-034 et reprises par la Décision**  
10 **D-2017-043 ». La Régie précise qu'advenant le dépôt d'une preuve portant sur les modalités**  
11 **du MTÉR d'ici le 5 janvier 2018, elle ne procéderait pas à son examen dans le cadre du**  
12 **présent dossier tarifaire. Conséquemment, la proposition du Distributeur à la présente pièce**  
13 **tient compte de cette décision.**

14 Le Distributeur souhaite ~~néanmoins~~ **également** souligner que la proposition à la présente  
15 pièce s'inscrit dans un ensemble devant former un tout cohérent et équilibré. À ce titre, la  
16 proposition du Distributeur s'appuie donc également sur ~~ses réflexions en cours~~ **celles**  
17 portant plus spécifiquement sur les facteurs I et X, ~~mais également sur le MTÉR. Or, ces~~  
18 ~~caractéristiques du MRI sont présentées subséquentement~~ **à la pièce HQD-20, document 1 et**  
19 **sur les modalités du MTÉR actuellement en vigueur.** Réciproquement, les positionnements  
20 du Distributeur **sur les éléments présentés à la pièce HQD-20, document 1** ~~sur ces éléments~~  
21 ne peuvent qu'être conditionnés par le positionnement développé dans le présent document.

22 **Par ailleurs, le Distributeur précise que les propositions au présent document sont afférentes**  
23 **à une mise en application dès le 1<sup>er</sup> janvier 2018 aux fins des tarifs entrant en vigueur le 1<sup>er</sup>**  
24 **avril 2018. Si la Régie devait reporter sa décision relative aux présentes propositions de**  
25 **sorte que, si elles étaient retenues, elles ne pourraient être applicables qu'à compter du 1<sup>er</sup>**  
26 **janvier 2019 aux fins des tarifs prenant effet le 1<sup>er</sup> avril 2019, le Distributeur comprend que ce**  
27 **sont les pratiques réglementaires actuellement en vigueur, plus particulièrement en ce qui a**  
28 **trait au maintien des CER pré-MRI, qui s'appliqueraient d'ici là.**

## 1. CRITÈRES POUR L'ÉTABLISSEMENT DES FACTEURS Y ET DES FACTEURS Z

### 1.1. Cadre établi par la Régie

29 Dans sa décision D-2017-043, la Régie note que tous les éléments de coûts des revenus  
30 requis ne peuvent être intégrés dans une Formule d'indexation aux motifs qu'ils ne peuvent  
31 ni participer à l'atteinte de l'objectif d'efficacité recherchée par celle-ci, ni permettre la  
32 détermination de tarifs justes et raisonnables. Elle conclut qu'il s'avère nécessaire de traiter  
33 certains coûts à l'extérieur de la Formule d'indexation.

34 Les coûts à traiter à l'extérieur de la Formule d'indexation constituent soit une exclusion  
35 (Facteur Y), soit un exogène (Facteur Z). Ces facteurs se distinguent fondamentalement en

1 ce qui a trait à leur prévisibilité : un élément de coût traité en Facteur Y est habituellement  
2 récurrent d'une année à l'autre, alors que l'occurrence d'un élément de coût traité en Facteur  
3 Z est impossible à prévoir pendant la durée du MRI.

4 À des fins d'allégement réglementaire, la Régie souhaite éviter la multiplication d'éléments à  
5 traiter hors de la formule. Elle identifie des critères de détermination des éléments pouvant  
6 être traités en Facteur Y ou en Facteur Z :

- 7 1. La récurrence (Facteur Y) ou l'imprévisibilité de l'émergence (Facteur Z) des coûts  
8 pendant la durée du MRI ;
- 9 2. L'imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts ;
- 10 3. L'insuffisance du contrôle du Distributeur sur les éléments de coûts ;
- 11 4. Un seuil de matérialité proposé à 15 M\$.

12 En ce qui a trait au critère de seuil de matérialité, la Régie croit que celui-ci doit être utilisé  
13 tant pour la création que le maintien d'un coût en Facteur Y. Elle réserve par ailleurs sa  
14 décision quant à l'établissement du seuil de matérialité lors de la phase 3.

15 La Régie procède à l'examen d'éléments de coûts que le Distributeur a identifié comme  
16 devant faire l'objet d'exclusions afin de déterminer s'ils doivent être traités en Facteur Y ou Z,  
17 en fonction des critères établis.

18 Elle confirme que les achats d'électricité, les charges de transport et la mise à jour du coût  
19 moyen pondéré du capital font l'objet d'exclusions (facteurs Y).

20 Bien que jugeant que les coûts de retraite doivent être couverts par la Formule d'indexation,  
21 la Régie réserve sa décision finale sur le traitement des coûts de retraite en phase 3, lors de  
22 la détermination finale du MRI.

23 Les coûts de combustibles, selon la Régie, doivent quant à eux être couverts par la Formule  
24 d'indexation.

25 Les dépenses capitalisables des interventions en efficacité énergétique, de l'avis de la  
26 Régie, peuvent être traitées en Facteur Y. Elle requiert toutefois une démonstration de  
27 l'opportunité d'accorder un tel traitement aux charges liées à ces interventions.

28 La Régie juge finalement qu'elle doit examiner en phase 3 chacun des comptes d'écart et  
29 de reports (« CER ») existants afin de déterminer s'ils doivent être traités dans la Formule  
30 d'indexation ou en Facteur Y. **Pour des raisons de cohérence, la Régie exprime toutefois  
31 l'avis que les CER liés aux éléments de coûts qu'elle a déterminés comme faisant l'objet  
32 d'exclusions, doivent également être exclus, alors que les CER liés à des éléments de coûts  
33 couverts par l'application de la Formule d'indexation ne devraient pas être traités en  
34 Facteur Y. À cet égard Néanmoins,** la Régie exprime l'avis que les CER liés aux coûts  
35 d'achats d'électricité et de service de transport doivent être maintenus à titre d'exclusions<sup>4</sup>.

---

<sup>4</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 402.

1 Dans les sections suivantes, le Distributeur présente son cadre de réflexion relatif à la  
2 détermination des exclusions et des exogènes en fonction des critères identifiés par la  
3 Régie. Par ailleurs, il se prononce sur les éléments pour lesquels la Régie a réservé sa  
4 décision lors de la phase 3, ou sur lesquels elle ne s'est pas explicitement exprimée. De  
5 plus, à la lumière des critères énoncés par la Régie, le Distributeur expose sa position quant  
6 à un élément de coût pour lequel celle-ci a rejeté le traitement à titre de Facteur Y.

## 1.2. Application des critères de détermination des exclusions et des exogènes

7 Les mécanismes de type I-X tels que la Formule d'indexation sont améliorés en y ajoutant  
8 des composantes additionnelles, « étant donné qu'une formule simple ne peut intégrer toutes  
9 les pressions exercées sur les coûts des sociétés de service public<sup>5</sup> ».

10 Parmi ces composantes, on compte notamment « les éléments traités à l'extérieur de la  
11 formule (facteurs Y) et les coûts reliés à des événements extraordinaires ou imprévus hors  
12 du contrôle de la société de service public (facteurs Z)<sup>6</sup> ».

13 Ces deux composantes, bien qu'ayant une finalité commune, soit celle de permettre la  
14 récupération de coûts non intégrés à la Formule d'indexation, ont des fonctions différentes.  
15 Le Distributeur estime donc qu'il convient de moduler l'application des critères identifiés par  
16 la Régie en tenant compte de ces différences.

17 Le traitement en Facteur Y permet la récupération de coûts récurrents, donc connus, bien  
18 que considérés comme hors du contrôle direct du Distributeur, et dont l'évolution n'est pas  
19 conforme à celle d'une formule de type I-X. De l'avis du Distributeur, cette dernière  
20 caractéristique, que la Régie associe au critère d'imprévisibilité des montants liés aux  
21 éléments de coûts, constitue l'essence d'un élément de coût à traiter en Facteur Y. Par  
22 ailleurs, compte tenu de la nature variée des coûts ne pouvant être adéquatement couverts  
23 par une formule, le Distributeur estime que l'utilisation d'une seule et même grille de critères  
24 suppose une application nuancée de celle-ci au regard de chacune des exclusions  
25 examinées. Le Distributeur identifie actuellement un nombre restreint d'éléments à traiter en  
26 Facteur Y au cours de la durée de son MRI. À cet égard, il importe de souligner que le  
27 traitement d'une rubrique de coût en exclusion ne constitue en rien un frein à l'efficacité au  
28 chapitre des activités visées par l'exclusion en question.

29 Le traitement en Facteur Z vise quant à lui la récupération de coûts exceptionnels, résultant  
30 d'événements inopinés échappant au contrôle du Distributeur, dont il est impossible de  
31 prévoir l'occurrence. Le Distributeur considère que ce dernier aspect, qui correspond au  
32 critère distinguant les exclusions des exogènes, s'avère déterminant dans l'identification d'un  
33 élément de coût à traiter en Facteur Z. En outre, dans sa décision sur la phase 1 du MRI, la  
34 Régie précisait : « ...si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une  
35 ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de

<sup>5</sup> Dossier R-3897-2014, Rapport Elenchus (pièce A-0005), pages 2 et 3.

<sup>6</sup> *Ibidem*.



1 tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z<sup>7</sup> ». Ainsi, le Distributeur  
2 comprend que l'application des critères retenus peut être nuancée au regard des exogènes  
3 examinés. Les événements susceptibles de déclencher un traitement en Facteur Z, bien que  
4 d'occurrence peu probable, sont nombreux et diversifiés et par définition, inattendus.  
5 Conséquemment, il est impossible pour le Distributeur d'estimer le nombre d'exogènes  
6 pouvant survenir au cours de la durée de son MRI.

### 1.3. Seuil de matérialité

7 Le Distributeur estime que le critère de seuil de matérialité doit s'appliquer de façon  
8 différenciée, eu égard à la distinction fondamentale que fait la Régie entre un Facteur Y et un  
9 Facteur Z.

#### 1.3.1. Vérification du seuil

10 Cette application différenciée se concrétise tout d'abord dans la volonté de la Régie que le  
11 seuil de matérialité soit vérifié, en ce qui concerne les exclusions uniquement, tant pour la  
12 création que pour le maintien de celles-ci, du fait de leur récurrence. Cette exigence ne  
13 trouve évidemment pas d'application pour les exogènes, en raison de leur caractère  
14 exceptionnel.

15 À l'égard des exclusions, le Distributeur estime que la vérification en continu du seuil de  
16 matérialité doit s'effectuer en tenant compte d'une nécessaire stabilisation des coûts, ainsi  
17 que de son évolution anticipée, avant de procéder au transfert de l'élément visé sous  
18 l'application de la Formule d'indexation si son montant n'atteint plus le seuil.

19 La notion de stabilisation des coûts constitue un principe de précaution auquel semble  
20 adhérer la Régie lorsqu'elle indique considérer « qu'il ne suffit pas que le montant d'une  
21 catégorie de coûts dépasse le seuil pendant une seule année pour que cette catégorie  
22 devienne admissible à ce traitement [en Facteur Y]<sup>8</sup> ».

23 Ainsi, puisqu'il s'agit de porter un jugement sur la trajectoire de coûts que suivra durablement  
24 cet élément au cours des années subséquentes, il apparaît nécessaire au Distributeur de  
25 considérer un horizon minimum de deux années historiques avant d'initier le réexamen  
26 pouvant donner lieu à l'intégration d'une exclusion à la Formule d'indexation. La période de  
27 deux ans correspond d'ailleurs à celle reconnue<sup>9</sup> par la Régie pour permettre la  
28 reclassification des éléments spécifiques aux activités de base du Distributeur.

29 Dans le cas où il sera jugé utile de procéder à un tel réexamen, le jugement éclairé de la  
30 Régie ne saurait toutefois s'exercer en ne considérant que la dimension historique. Le  
31 Distributeur est en effet d'avis qu'il y aura lieu de compléter cette analyse par une

<sup>7</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 261.

<sup>8</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 318.

<sup>9</sup> Décision D-2011-028, page 87.

1 appréciation de la trajectoire anticipée des exclusions soumises à un réexamen en vue de  
2 leur maintien.

### 1.3.2. Niveau du seuil

3 Le Distributeur soutient que le niveau du seuil de matérialité mérite également une  
4 application différenciée selon qu'il s'applique aux exclusions ou aux exogènes.

5 En ce qui a trait aux exclusions, le Distributeur comprend que la Régie souhaite « éviter  
6 [avoir] des éléments de coûts [à traiter en Facteur Y] avec des montants annuels  
7 négligeables<sup>10</sup> », notamment dans l'optique où elle considère « que la création d'une  
8 multitude de Facteurs Y n'est pas de nature à favoriser l'atteinte de l'objectif d'allègement  
9 réglementaire prévu à l'article 48.1<sup>11</sup> ».

10 La Régie réitère ici une préoccupation dont elle a fait état antérieurement dans le cadre de  
11 l'examen des éléments spécifiques. Dans ce cas, la Régie a jugé utile d'ajouter aux critères  
12 d'établissement des éléments spécifiques un seuil minimum de 5 M\$<sup>12</sup>. Ce montant a de plus  
13 été retenu ultérieurement par la Régie comme seuil de détermination du caractère significatif  
14 de montants à récupérer lors du débat portant sur le traitement réglementaire des coûts des  
15 projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés<sup>13</sup>. Dans l'une et l'autre de ces situations, la  
16 préoccupation de la Régie quant à la multiplication des éléments éligibles au traitement visé  
17 a trouvé écho dans l'établissement d'un seuil de matérialité à 5 M\$.

18 Ce seuil correspond donc à celui auquel la Régie a recours depuis plusieurs années, en  
19 raison de son caractère significatif, pour limiter le nombre d'éléments éligibles à des  
20 traitements réglementaires particuliers. Dans le cas de tels éléments, qui s'apparentent par  
21 nature à des exclusions, ce n'est pas tant la notion de risque d'affaires qui intervient que  
22 celle du biais introduit par l'impossibilité de les considérer adéquatement dans  
23 l'établissement des revenus requis, n'eût été de ces traitements réglementaires particuliers.

24 Le Distributeur est favorable à l'argument de la Régie selon lequel « il faut envisager  
25 l'inclusion des divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une vision  
26 d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne »<sup>14</sup> ». Il note toutefois que, malgré  
27 le phénomène de possible compensation invoqué par la Régie dans une telle perspective  
28 d'ensemble, et à moins que chaque mouvement ne se voit systématiquement neutralisé par  
29 son contraire, le risque lié au biais ci-haut mentionné augmente à mesure que s'accroît le  
30 nombre d'éléments récurrents dont la trajectoire de coûts s'avère incompatible avec celle de  
31 la Formule d'indexation à laquelle ils seraient soumis, advenant l'établissement d'un seuil de  
32 matérialité trop restrictif.

<sup>10</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 313.

<sup>11</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 306.

<sup>12</sup> Décision D-2011-028, paragraphe 318.

<sup>13</sup> Décision D-2012-024, paragraphe 129.

<sup>14</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 231.

1 De l'avis du Distributeur, il importe donc d'établir le seuil de matérialité des facteurs Y à un  
2 niveau qui permet le juste calibrage de la Formule d'indexation, de façon à ce que le MRI du  
3 Distributeur intègre au mieux les multiples pressions exercées sur ses coûts, tout en tenant  
4 compte de l'objectif d'allègement réglementaire. De la sorte, le MRI sera à même de jouer  
5 son rôle en matière d'efficience recherchée et de détermination de tarifs justes et  
6 raisonnables. Sur la base de ces considérations, le Distributeur estime approprié que soit  
7 fixé à 5 M\$ le seuil de matérialité s'appliquant aux exclusions.

8 La logique d'établissement d'un seuil de matérialité à 15 M\$ s'est quant à elle inscrite dans  
9 une perspective d'évaluation de ce qui fait partie, ou non, du risque d'affaires du Distributeur.  
10 Le précédent auquel réfère la Régie en ce qui a trait à un tel seuil concerne le cas spécifique  
11 de la mise en place d'un mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements  
12 imprévisibles afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux  
13 autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de leur manutention. Dans  
14 sa décision autorisant ce mécanisme, la Régie concluait que ces risques n'étaient pas  
15 couverts par le risque global d'affaires du Distributeur et, référant au seuil d'éligibilité au  
16 traitement d'un événement en Facteur Z établi par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») à  
17 40 points de base du taux de rendement des capitaux propres (« TRCP »), fixait au montant  
18 correspondant de 15 M\$ pour le Distributeur le seuil minimum des coûts par événement à  
19 être inclus dans le compte hors base de tarification ainsi créé<sup>15</sup>.

20 Pour ce qui est des exogènes, le Distributeur estime donc plus approprié le parallèle avec le  
21 cas spécifique du mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements imprévisibles  
22 afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes.  
23 Le Distributeur prend donc acte de la volonté de la Régie d'imposer un seuil de matérialité de  
24 15 M\$ pour que les coûts associés à des événements de telle nature soient éligibles à un  
25 traitement en Facteur Z. Le Distributeur comprend par ailleurs que le seuil évoqué sera  
26 appliqué en tenant compte de l'ensemble des coûts suscités par un événement éligible à un  
27 tel traitement, et non pas seulement sur la base des flux annuels constatés. ~~De plus, il est~~  
28 ~~d'avis que ce seuil pourrait être revu afin d'être cohérent avec les autres caractéristiques et~~  
29 ~~modalités du MRI qui seront abordées dans une phase ultérieure.~~

#### 1.4. **Traitement des comptes d'écarts et de reports (CER)**

30 Un CER consiste en un mécanisme de récupération de coûts. De l'avis du Distributeur, de  
31 façon générale et plus spécifiquement dans le cadre d'un MRI lorsqu'il se rapporte à une  
32 exclusion ou un exogène, le CER constitue simplement un mécanisme accessoire dont le  
33 traitement doit suivre celui de l'élément auquel il se rapporte.

34 Il convient néanmoins de déterminer si les CER, existants ou futurs, doivent être couverts, ou  
35 non, par la Formule d'indexation. Le Distributeur adhère à la notion de cohérence mise de  
36 l'avant par la Régie dans sa décision<sup>16</sup> en ce qui a trait au traitement hors Formule

<sup>15</sup> Décision D-2015-150, paragraphe 69.

<sup>16</sup> Décision D-2017-043, paragraphes 402.

1 d'indexation des CER se rapportant à des éléments de coûts faisant l'objet d'exclusion.  
2 Toutefois, le Distributeur est d'avis qu'à compter du moment où un élément de coût est inclus  
3 dans une formule d'indexation, il n'est plus possible d'y assortir un compte d'écarts<sup>17</sup>,  
4 puisque l'élément en question ne sera plus présenté ni suivi de façon spécifique dans les  
5 revenus requis des années 2, 3 et 4 du MRI. Ainsi, il devient impossible de dégager l'écart  
6 entre le réel et l'autorisé pour un tel élément de coût.

7 En ce qui concerne les CER se rapportant à des exclusions, il ne s'agit pas de « créer » un  
8 nouvel élément à traiter en Facteur Y, mais plutôt de faire en sorte que l'exclusion à laquelle  
9 est associé le CER en question, intégrée aux revenus requis, soit traitée en pur « *pass-*  
10 *through* » (ou « *flow-through*»). D'une part, l'élément de coût auquel se rapporte un CER a  
11 déjà subi le test de qualification au traitement en Facteur Y. D'autre part, la décision de créer  
12 un CER s'est appuyée sur la détermination du bien-fondé, par la Régie, de garder indemnes,  
13 tant le Distributeur que ses clients, des écarts entre les coûts prévus et les coûts réels,  
14 notamment pour des éléments estimés hors du contrôle du Distributeur, imprévisibles,  
15 volatiles ou importants, puisque les exclusions peuvent varier tant à la hausse qu'à la baisse  
16 par rapport aux prévisions. En conséquence, le Distributeur soutient qu'il est nécessaire  
17 d'adjoindre un CER à chacun des éléments de coûts traités en exclusion.

18 Pour ce qui est des CER associés à des exogènes, il s'agit de mettre en place un  
19 mécanisme de récupération des coûts éligibles à un tel traitement, sur la base des coûts  
20 prévus ou réels, selon le cas. Dans ce cas également, c'est l'événement à l'origine d'un  
21 possible déclenchement d'un Facteur Z, et non pas le CER, qui fera l'objet de l'examen de la  
22 Régie, à la lumière des critères dont elle se sera dotée.

23 En conséquence, le Distributeur soutient qu'en ce qui a trait aux CER associés à des  
24 exclusions et dans le cas où des exogènes nécessitent la création de CER, la notion de  
25 cohérence doit se substituer aux critères de détermination des éléments à traiter en Facteur  
26 Y ou Z. Le critère du seuil de matérialité ne s'applique donc pas aux CER.

## 2. ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXCLUSIONS (FACTEUR Y)

27 Outre les achats d'électricité, les charges liées au service de transport (ainsi que les CER  
28 liés à ces deux éléments de coûts<sup>18</sup>) et la mise à jour du coût moyen pondéré du capital pour  
29 lesquels la Régie a déterminé qu'ils seraient traités en Facteurs Y, le Distributeur se  
30 prononce dans la présente section sur les autres éléments à traiter en exclusions. Le  
31 Distributeur expose également sa position quant au coût des combustibles pour lequel la  
32 Régie a rejeté le traitement à titre de Facteur Y.

---

<sup>17</sup> Ce que sous-tend l'énoncé au paragraphe 403 de la décision D-2017-043.

<sup>18</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 402.

## 2.1. Coût de retraite

1 Dans sa décision D-2017-043<sup>19</sup>, la Régie juge que les coûts de retraite devraient être  
2 couverts par la Formule d'indexation, réservant toutefois sa décision finale à cet égard en  
3 phase 3, lors de la détermination finale du MRI.

4 La Régie invoque les motifs suivants au soutien de la position actuelle<sup>20</sup> :

5 La Régie estime que, dans le présent contexte de marchés financiers stables,  
6 un poids plus important doit être accordé au contrôle du Distributeur de sa  
7 masse salariale plutôt qu'à la volatilité des marchés financiers.

8 Il y aura vraisemblablement une variabilité des coûts de retraite mais, comme  
9 par le passé, celle-ci pourra être gérée à l'intérieur de la masse salariale.

10 La Régie estime qu'à terme, le Distributeur a le contrôle de ses coûts de  
11 retraite, et que les variations de rendement de ses comptes de retraite font  
12 partie de son risque d'affaire.

13 Par ailleurs, comme la Formule d'indexation s'applique sur la masse salariale  
14 du Distributeur, la Régie juge pertinent qu'elle s'applique aussi au reste de la  
15 masse salariale, y compris les coûts de retraite.

16 Afin d'assister la Régie dans sa décision finale, le Distributeur est d'avis qu'il convient  
17 d'apporter certaines nuances à ces éléments, comme développé ci-après.

### 2.1.1. Variabilité vs volatilité<sup>21</sup> du coût de retraite

18 D'emblée, le Distributeur juge important de revenir sur la variabilité du coût de retraite,  
19 élément qui avait été débattu lors des discussions entourant la mise en place d'un compte  
20 d'écarts.

21 Ainsi, dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010<sup>22</sup>, et comme rappelé par la Régie au  
22 paragraphe 361 de sa décision D-2017-043, le Distributeur considérait à l'époque que  
23 l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de  
24 retraite ne constituait pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir contre la  
25 variabilité de ces coûts. En appui à cette affirmation, il rappelait que la somme cumulative  
26 des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour  
27 lesquelles des données complètes étaient disponibles, soit 2004 à 2009, était de l'ordre de  
28 7 M\$ défavorable à son égard.

29 Le Distributeur est toujours en accord avec cette analyse. Contrairement à la Régie<sup>23</sup>, le  
30 Distributeur constate cependant que la volatilité des coûts de retraite d'année en année s'est

<sup>19</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 371.

<sup>20</sup> Décision D-2017-043, paragraphes 367 à 370.

<sup>21</sup> À titre informatif et afin de faciliter la compréhension du texte, le Distributeur réfère au terme « variabilité » pour décrire les variations de coûts réel/autorisé pour une année donnée. Quant au terme « volatilité », le Distributeur y réfère pour décrire les fluctuations de coûts d'année en année.

<sup>22</sup> Dossier R-3740-2010, *Demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012*.

<sup>23</sup> D-2017-043, paragraphe 365.

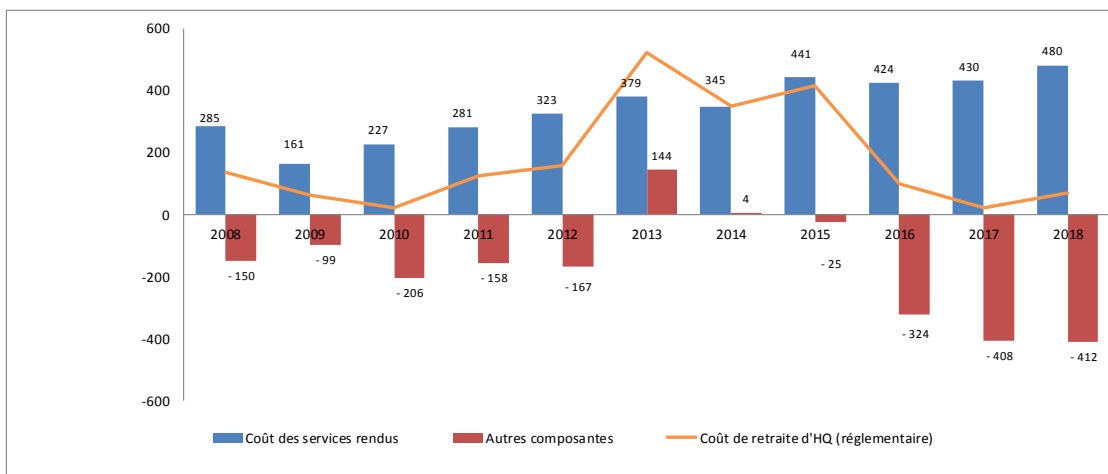
1 maintenue et a même pris de l'ampleur au fil du temps. Le Distributeur considère que c'est  
 2 cette volatilité qui est le principal élément à considérer pour déterminer si le coût de retraite  
 3 doit être établi comme une exclusion ou être intégré à la Formule d'indexation, et non pas la  
 4 variabilité en lien avec les écarts réel/autorisé pour une année donnée, ~~qui elle sera captée~~  
 5 ~~par le MTÉR.~~

6 Le tableau 1 présente, pour la période 2004 à 2016, l'historique du coût de retraite du  
 7 Distributeur ainsi que les écarts d'une année à l'autre (en dollars et pourcentage). La figure 1  
 8 présente quant à elle, pour la période 2008 à 2018, et sous forme de graphique, l'évolution  
 9 des composantes du coût de retraite soit le coût des services rendus et les autres  
 10 composantes.

**TABLEAU 1 :**  
**HISTORIQUE COÛT DE RETRAITE DU DISTRIBUTEUR 2004-2016 (M\$)**

	Réel (M\$)	Écarts réels Année / Année antérieure (M\$)	% d'écarts Réels / Année ant.
2004	-		
2005	47,8	47,8	
2006	87,9	40,1	84%
2007	98,3	10,4	12%
2008	50,4	(47,9)	-49%
2009	25,7	(24,7)	-49%
2010	18,4	(7,3)	-28%
2011	37,0	18,6	101%
2012	47,4	10,4	28%
2013	154,2	106,8	225%
2014	98,3	(55,9)	-36%
2015	110,6	12,3	13%
2016	26,5	(84,1)	-76%
	<b>802,5</b>		

**FIGURE 1**  
**ÉVOLUTION DU COÛT DES SERVICES RENDUS ET DES AUTRES COMPOSANTES 2008-2018**



- 1 Dans le tableau 1 et la figure 1, l'historique présenté fait état, pour le coût de retraite, de la
- 2 volatilité des montants réels d'une année à l'autre.
- 3 Ainsi, le tableau 1 présente, pour le Distributeur, des écarts année / année variant de -76 %
- 4 à 225 %. Le tableau 2 présente, quant à lui, les variations du taux d'actualisation d'une
- 5 année à l'autre, taux qui, comme expliqué ci-après, influence le coût des services rendus et
- 6 les autres composantes.

**TABEAU 2 :**  
**HISTORIQUE TAUX D'ACTUALISATION ET COÛT DE RETRAITE HYDRO QUÉBEC 2008-2018**

	Réal									Année de base	Année témoin
	2008 PCGR	2009 PCGR	2010 PCGR	2011 PCGR	2012 IFRS	2013 IFRS	2014 IFRS	2015 US GAAP <sup>1</sup>	2016 US GAAP <sup>2</sup>	2017 US GAAP <sup>3</sup>	2018 US GAAP <sup>4</sup>
<b>Taux d'actualisation</b>	5,53%	7,49%	6,17%	5,54%	5,01%	4,36%	4,77%	3,98%	4,00%	3,94%	3,64%
<b>Coût de retraite HQ (M\$)</b>	135	62	21	123	156	523	349	416	100	22	68

SP = Services passés

<sup>1</sup> US GAAP (339-29 (SP) = 310) / IFRS (513) : 416,0

<sup>2</sup> 116-16 (SP) = 100

<sup>3</sup> 33-11 (SP) = 22

<sup>4</sup> 75-7 (SP) = 68

- 7 Ainsi, dans le contexte des modifications de l'ASC 715 qui excluent des charges
- 8 d'exploitation les autres composantes du coût des avantages sociaux futurs, même si le coût
- 9 des services rendus demeure la seule composante des avantages sociaux futurs qui origine
- 10 directement du service des employés et qui, à ce titre, fait partie de la masse salariale,
- 11 l'historique montre une augmentation importante du coût des services rendus sur la période
- 12 à compter de 2009, et ce, malgré une baisse de l'effectif sur la même période.

1 Comme en faisait mention la Régie dans sa décision D-2011-028 au paragraphe 146, le  
2 Distributeur constate donc, à la lumière de données couvrant une période plus longue, que le  
3 coût de retraite d'une année à l'autre est volatil et difficile à prévoir, et ce, compte tenu  
4 notamment des variations du taux d'actualisation et du taux de rendement des actifs, deux  
5 éléments qui sont hors du contrôle du Distributeur.

6 Comme expliqué à la note 1 du Rapport annuel 2016 d'Hydro-Québec portant sur les  
7 principales conventions comptables, les taux d'actualisation sont fondés sur la courbe des  
8 taux d'intérêt à la date de l'évaluation, soit le 31 décembre, pour des obligations de sociétés  
9 canadiennes de qualité supérieure et tiennent compte du montant et des différentes  
10 échéances de paiement des prestations projetées de chaque régime. Quant au rendement  
11 prévu de l'actif, il est fondé sur une valeur liée au marché qui est déterminée par l'application  
12 d'une moyenne mobile sur cinq ans, dans le cas des actions, et par l'évaluation à leur juste  
13 valeur des autres catégories d'actifs.

14 La majorité des fluctuations du coût de retraite, tant en ce a trait au coût des services rendus  
15 qu'aux autres composantes, sont dues à des fluctuations de valeurs de marché tant au  
16 niveau du taux d'actualisation que du rendement de l'actif. Le tableau 1 montre des  
17 fluctuations une année sur l'autre jusqu'à 107 M\$, soit une variation équivalente à un taux de  
18 rendement autorisé de près de 3 %. Ces fluctuations sont clairement hors du contrôle  
19 d'Hydro-Québec et une telle volatilité année sur année ne saurait être captée par la Formule  
20 d'indexation.

### **2.1.2. Sensibilité du coût de retraite au taux d'actualisation et au rendement de l'actif**

21 L'impact des fluctuations du taux d'actualisation se fait sentir tant sur le coût des services  
22 rendus que sur les autres composantes du coût de retraite.

23 Des analyses de sensibilité démontrent qu'une fluctuation de 1 % du taux d'actualisation du  
24 passif peut entraîner un mouvement de près de 300 M\$ du coût de retraite. Ces variations du  
25 taux d'actualisation, dictées par les taux d'intérêts, sont entièrement hors du contrôle  
26 d'Hydro-Québec.

27 Les variations du rendement de l'actif affectent les autres composantes du coût de retraite.  
28 Ainsi, des analyses de sensibilité démontrent qu'une variation de 10 % du rendement de  
29 l'actif de la caisse de retraite autour du rendement espéré entraîne une fluctuation de près de  
30 200 M\$ du coût de retraite. Les écarts entre le rendement attendu et le rendement réalisé  
31 proviennent majoritairement d'éléments hors du contrôle d'Hydro-Québec : mouvements des  
32 taux d'intérêts et des taux de change, et rendements des indices boursiers. Selon ces  
33 analyses, seulement une petite partie des fluctuations du rendement de l'actif de la caisse de  
34 retraite, soit les décisions d'investissement, est attribuable aux actions d'Hydro-Québec.



### **2.1.3. Impact des ajustements salariaux**

1 Le coût de retraite est également influencé par les augmentations salariales. À titre  
2 d'exemple, une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés  
3 actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de  
4 l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ  
5 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations  
6 projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle. Le Distributeur constate donc  
7 que les éléments sous le contrôle d'Hydro-Québec n'influencent que très peu les coûts de  
8 retraite annuels.

### **2.1.4. Position du Distributeur**

9 À partir des constats exposés ci-dessus, le Distributeur est d'avis que l'évolution du coût de  
10 retraite ne peut s'inscrire dans une formule d'indexation qui ne refléterait pas les fluctuations  
11 des valeurs de marché, tant pour le taux d'actualisation que pour le rendement de l'actif.  
12 L'évolution du coût de retraite intégré dans les revenus requis du Distributeur ne peut être  
13 conditionnée par l'application d'une formule de type I-X, les facteurs d'inflation et de  
14 productivité ne reflétant pas la réalité des marchés qui influencent les régimes de retraite.

15 Considérant les éléments suivants :

- 16 • volatilité importante découlant des variations du taux d'actualisation et du rendement  
17 de l'actif ;
- 18 • absence de contrôle d'Hydro-Québec sur les fluctuations des valeurs de marché des  
19 taux ;
- 20 • coût de retraite annuel supérieur au seuil de 5 M\$ demandé ;
- 21 • dépense de nature récurrente ;

22 le Distributeur soutient que le coût de retraite se qualifie à titre d'exclusion.

## **2.2. Interventions en efficacité énergétique**

### **2.2.1. Dépenses capitalisables des interventions en efficacité énergétique du Distributeur (IEÉ)**

23 Comme la Régie le souligne dans sa décision D-2017-043<sup>24</sup>, les dépenses capitalisables des  
24 IEÉ du Distributeur satisfont les critères d'un Facteur Y et peuvent donc être traitées en  
25 exclusions. La Régie reconnaît que, une fois les IEÉ approuvées, le Distributeur ne peut  
26 qu'appliquer les subventions ou autres mesures prédéterminées, à l'intérieur des budgets  
27 établis, sans possibilité de les optimiser.

---

<sup>24</sup> Décision D-2017-043, paragraphes 394 et 398.

1 Le Distributeur partage l'avis de la Régie à cet égard. Comme mentionné en phase 1 du  
2 MRI, il n'est pas souhaitable d'appliquer à ces dépenses un facteur de productivité qui aurait  
3 pour effet de contraindre les efforts visant à favoriser les économies d'énergie et la gestion  
4 de la demande en puissance.

5 Selon le Distributeur, un traitement à titre d'exclusion est donc justifié pour l'amortissement et  
6 le rendement associés aux dépenses capitalisables des IEÉ.

### **2.2.2. Charges liées aux interventions en efficacité énergétique**

7 Dans sa décision D-2017-043, si la Régie accepte le traitement en Facteur Y pour les  
8 dépenses capitalisables des IEÉ du Distributeur, elle réserve toutefois sa décision quant aux  
9 charges liées à ces IEÉ. Ces dernières sont composées notamment des coûts des activités  
10 et programmes de recherche, de commercialisation, de publicité, de promotion et  
11 d'administration générale.

12 Le Distributeur tient d'abord à rappeler que la distinction entre dépenses capitalisables et  
13 charges découle de la dérogation de l'application des normes comptables en vigueur. En  
14 effet, en vertu de la norme ASC 350, *Intangibles-Goodwill and Other* des PCGR des États-  
15 Unis, l'ensemble des coûts en efficacité énergétique ne se qualifient pas à titre d'actifs  
16 incorporels<sup>25</sup>. Toutefois, lors du passage des IFRS aux PCGR des États-Unis en 2015, la  
17 Régie a approuvé la demande du Distributeur de reconnaître les dépenses jusqu'alors  
18 capitalisables, ainsi que les dépenses futures de même nature, comme actifs réglementaires  
19 et de maintenir la comptabilisation des coûts non capitalisables des IEÉ aux charges  
20 d'exploitation<sup>26</sup>.

21 Dès sa décision D-2003-110, la Régie indiquait vouloir procéder annuellement à un examen  
22 concomitant des IEÉ du Distributeur et des dépenses afférentes afin de s'assurer que ces  
23 dernières sont nécessaires et se justifient par la pertinence et la qualité des mesures et  
24 programmes prévus par le Distributeur. Faisant d'abord l'objet d'un dossier distinct, cet  
25 examen se fait depuis plusieurs années dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur.  
26 Lors de l'approbation du budget annuel en efficacité énergétique, la Régie porte également  
27 une appréciation sur les résultats des tests économiques, incluant des analyses de  
28 sensibilité, et l'évaluation de l'impact tarifaire des mesures et programmes prévus par le  
29 Distributeur<sup>27</sup>.

30 Dans l'élaboration de son budget en efficacité énergétique, le Distributeur prend en compte  
31 les dépenses capitalisables et les charges liées à chaque intervention. Les charges, de  
32 l'ordre de 15 à 25 % du budget total, ne représentent pas un montant négligeable. De même,  
33 les analyses économiques et financières sont constituées de tous les coûts des programmes  
34 et mesures, et non seulement des dépenses capitalisables. Le Distributeur est ainsi d'avis

<sup>25</sup> Décision D-2015-189, paragraphe 34 à 36.

<sup>26</sup> Décision D-2015-189, paragraphes 50 et 51.

<sup>27</sup> Décisions D-2003-110, pp. 9, 10 et 33 et D-2013-037, paragraphes 491 à 493.

1 que la Régie ne peut pas faire l'analyse d'un budget partiel amputé des charges, ni de tests  
2 économiques et financiers n'incluant pas tous les coûts des interventions.

3 À la suite de son examen concomitant des IEE et des budgets, la Régie peut approuver, en  
4 totalité ou partiellement, le budget d'une intervention. Dans la situation d'une approbation  
5 partielle, celle-ci aura nécessairement un impact à la fois sur les dépenses capitalisables et  
6 sur les charges d'exploitation de l'intervention visée.

7 Les éléments qui précèdent militent pour un traitement similaire des deux catégories de  
8 coûts que sont les dépenses capitalisables et les charges d'exploitation afférentes, dans le  
9 MRI.

10 De plus, les charges d'exploitation liées aux IEE satisfont à tous les critères d'établissement  
11 d'une exclusion.

12 D'abord, les charges d'exploitation sont des coûts récurrents qui dépassent le seuil de  
13 matérialité demandé par le Distributeur de 5 M\$.

14 Ensuite, comme mentionné dans le dossier R-3897-2014, les dépenses en efficacité  
15 énergétique, dépenses capitalisables et charges, sont conditionnées par les interventions  
16 prévues et par l'objectif d'économies d'énergie visé, plutôt que par des facteurs tels que  
17 l'inflation. Les charges d'exploitation prévues d'une IEE sont déterminées selon la stratégie  
18 qui permettra l'atteinte de l'objectif d'économies d'énergie prévue pour cette intervention. Le  
19 fait de restreindre l'évolution du montant des charges en fonction de la Formule d'indexation  
20 pourrait, par exemple, se répercuter en une réduction des dépenses en commercialisation ou  
21 en promotion, diminuant d'autant le nombre de participants, ce qui pourrait compromettre  
22 l'atteinte de l'objectif.

23 Quant au contrôle exercé sur les charges d'exploitation, le Distributeur a certes un certain  
24 contrôle sur ses dépenses en activités et programmes de recherche, de commercialisation,  
25 de publicité, de promotion et d'administration générale. Toutefois, ce contrôle est exercé  
26 sous contrainte du pouvoir que peut exercer la Régie dans la réalisation des IEE. À cet  
27 élément s'ajoute l'incertitude quant à l'impact de Transition énergétique Québec (TEQ) dans  
28 la détermination des objectifs et des budgets en efficacité énergétique du Distributeur.

29 Ainsi, pour les raisons mentionnées précédemment, le Distributeur est d'avis que  
30 l'application de la Formule d'indexation aux charges aurait comme impact de contraindre les  
31 efforts en efficacité énergétique. Selon le Distributeur, un traitement en exclusion est donc  
32 également justifié pour les charges liées aux IEE.

### 2.2.3. Dépenses de Transition énergétique Québec (anciennement BEIÉ)

1 Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, la contribution versée au ministère de l'Énergie et des Ressources  
2 naturelles (MERN) pour les activités de TEQ (anc. BEIÉ) est présentée intégralement à titre  
3 de charges<sup>28</sup>.

4 Les montants payables par le Distributeur au MERN sont fixés par des décrets du  
5 gouvernement du Québec. Outre l'absence de contrôle, tant sur les montants engagés que  
6 sur les dates d'adoption des décrets promulguant ces coûts, le Distributeur ne peut pas  
7 prévoir ces coûts qui sont volatils. À titre d'exemple :

- 8 • Le 7 avril 2015, dans son décret numéro 321-2015, le gouvernement du Québec fixe  
9 la quote-part 2014-2015 (pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2014 au 31 mars 2015) à  
10 24,6 M\$ pour l'électricité.
- 11 • Le 16 décembre 2015, dans son décret numéro 1146-2015, le gouvernement du  
12 Québec fixe la quote-part 2015-2016 (pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2015 au 31 mars  
13 2016) à 34,4 M\$ pour l'électricité.
- 14 • Le 17 août 2016, dans son décret numéro 746-2016, le gouvernement du Québec  
15 fixe la quote-part 2016-2017 (pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2016 au 31 mars 2017) à  
16 35,9 M\$ pour l'électricité.

17 D'ailleurs, dans sa décision D-2013-037<sup>29</sup>, la Régie, reconnaissait que ces coûts sont hors  
18 du contrôle du Distributeur et les montants impliqués, significatifs.

19 De plus, le Distributeur rappelle que sa contribution a fait l'objet d'un reclassement à la  
20 rubrique Taxes des Autres charges en 2013, à la suite du constat que les coûts encourus,  
21 étant fixés par décret, s'apparentent plus à la notion de taxes qu'à celle de charge  
22 d'exploitation<sup>30</sup>.

23 Pour ces raisons, le Distributeur est d'avis que les dépenses reliées aux activités de TEQ  
24 satisfont à tous les critères pour l'établissement d'une exclusion. ~~Toutefois, advenant la~~  
25 ~~promulgation en cours de MRI d'un décret dont l'application résulterait en une variation~~  
26 ~~importante de cet élément de coût, le Distributeur estimerait justifiée la demande de~~  
27 ~~reconnaissance de ce décret à titre d'exogène, dans la mesure où le seuil de matérialité~~  
28 ~~serait atteint.~~

### 2.3. Dépense de mauvaises créances

29 Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître la dépense de mauvaises créances  
30 (« DMC ») à titre de Facteur Y puisque cette dépense satisfait à tous les critères établissant  
31 une exclusion.

<sup>28</sup> Voir la section 12 de la pièce HQD-9, document 7 pour l'amortissement du solde non-amorti des activités capitalisées avant le 1<sup>er</sup> janvier 2012.

<sup>29</sup> Décision D-2013-037, paragraphe 282.

<sup>30</sup> Dossier R-3854-2013, HQD-4, document 1 (B-0018), page 4

1 D'abord, la DMC représente une dépense de nature récurrente qui dépasse largement le  
2 seuil de matérialité de 5 M\$ demandé par le Distributeur, cette dépense étant de l'ordre de  
3 70 M\$ pour 2018.

4 De plus, l'évolution de la DMC peut être volatile et non conforme à la trajectoire définie par la  
5 Formule d'indexation. La DMC est plutôt conditionnée par des facteurs hors du contrôle du  
6 Distributeur qui ont un impact sur le niveau des comptes à recevoir, soient les variations de  
7 la température, la demande de la clientèle et le contexte économique.

8 Malgré le fait que le Distributeur exerce un contrôle sur sa stratégie de recouvrement, il est  
9 d'avis que ce contrôle est partiel puisqu'il fait face à certaines contraintes. En effet, le  
10 Distributeur doit respecter les conditions de services d'électricité en vigueur en lien avec  
11 l'interruption de la clientèle en période hivernale et il a l'obligation d'alimenter tous les clients  
12 québécois, quelle que soit leur capacité de payer leur facture d'électricité. Le Distributeur n'a  
13 pas de contrôle direct sur la capacité de payer des clients.

14 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur estime que la DMC se qualifie à titre  
15 d'exclusion.

#### **2.4. Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)**

16 Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts de la stratégie pour la clientèle  
17 à faible revenu à titre d'exclusion puisque cette dépense satisfait à tous les critères  
18 établissant une exclusion.

19 Les éléments exposés à la section 2.3 pour la dépense de mauvaises créances s'appliquent  
20 également à la stratégie pour la clientèle à faible revenu. Les coûts de la stratégie MFR se  
21 situent à 29,3 M\$ pour 2018.

22 En réponse au décret 841-2014 du gouvernement du Québec<sup>31</sup>, la Régie doit tenir compte,  
23 lors de la fixation des tarifs d'électricité, de la capacité de payer des ménages à faible revenu  
24 qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie.

25 Ainsi un rôle social est explicitement attribué à Hydro Québec, ce rôle étant d'aider la  
26 population à plus faible revenu avec diverses initiatives, telles que les ententes MFR et la  
27 mise en place d'un centre d'accompagnement. Ce rôle se traduit par des efforts croissants  
28 demandés au Distributeur en ce sens. De plus, la possibilité de hausse de la demande pour  
29 les ententes MFR de la part de la clientèle qui se qualifie comme étant à faible revenu a  
30 aussi un impact sur les coûts de la stratégie MFR. Par conséquent, le Distributeur n'exerce  
31 aucun contrôle direct sur ces éléments.

32 Pour ces raisons, le Distributeur demande à la Régie de traiter les coûts de la stratégie MFR  
33 à titre d'exclusion.

---

<sup>31</sup> Décret concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie se rapportant à l'évolution des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016.

## 2.5. Maîtrise de la végétation

1 Le Distributeur a procédé à une analyse de ses activités de maîtrise de la végétation et  
2 souhaite apporter des modifications à sa stratégie actuelle<sup>32</sup>. L'analyse effectuée démontre  
3 que des mesures correctives sont requises afin d'assurer la sécurité du public et des  
4 travailleurs, diminuer le nombre de pannes et réduire le cycle de retour du Distributeur. La  
5 stratégie envisagée par le Distributeur lui permettra d'agir concrètement sur le maintien de la  
6 qualité de service et le taux de pannes. Elle lui donnera également la flexibilité nécessaire  
7 permettant de répondre aux engagements pris auprès des municipalités. Toutefois, afin de  
8 mettre en œuvre les mesures correctives identifiées, le Distributeur est d'avis qu'un  
9 rehaussement de ses activités est nécessaire.

10 Bien que les activités de maîtrise de la végétation fassent partie intégrante des activités de  
11 base du Distributeur, certains éléments les conditionnant sont hors de son contrôle,  
12 notamment la fréquence et la violence des événements climatiques ainsi que la présence  
13 d'insectes envahisseurs comme l'agrile du frêne. Ces facteurs influencent la planification et  
14 la réalisation des travaux et diminuent le contrôle que le Distributeur est en mesure d'exercer  
15 sur ceux-ci.

16 Dans le cadre de la présente demande, en lien notamment avec les éléments évoqués  
17 ci-haut, le Distributeur fait état de besoins additionnels substantiels en matière de maîtrise de  
18 la végétation. Comme expliqué à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 1, une portion de  
19 ces besoins est temporaire et permettra de déployer le déboisement cycle court jusqu'à  
20 l'atteinte du niveau optimal. Les autres coûts sont récurrents et permettront de hausser  
21 progressivement les activités d'élagage et d'abattage afin d'atteindre le niveau requis. Le  
22 Distributeur constate que les coûts nécessaires à la stratégie qu'il souhaite déployer dans  
23 une perspective de sécurité du public et des travailleurs, de fiabilité et de qualité de service,  
24 ne cadrent pas dans la trajectoire définie par la Formule d'indexation.

25 Le Distributeur est d'avis que l'inclusion des activités de maîtrise de la végétation traitées  
26 dans la Formule d'indexation ne permettra pas, à la fois, d'améliorer le taux de pannes, de  
27 déployer les activités de déboisement cycle court et de répondre aux besoins spécifiques  
28 des municipalités. Il propose donc de considérer l'ensemble des activités de maîtrise de la  
29 végétation à titre de Facteur Y d'ici à ce que son plan d'action (détaillé à la pièce HQD-8,  
30 document 1) permette une stabilisation du rythme des dépenses, soit autour de 2023. Un tel  
31 traitement permettra à la Régie d'avoir une vue globale des coûts nécessaires à la réalisation  
32 de l'activité et en facilitera les redditions de comptes.

## 2.6. Coûts des combustibles

33 Dans sa décision D-2017-043<sup>33</sup>, la Régie détermine que les coûts des combustibles doivent  
34 être couverts par la Formule d'indexation. Dans le cadre de son examen des éléments

---

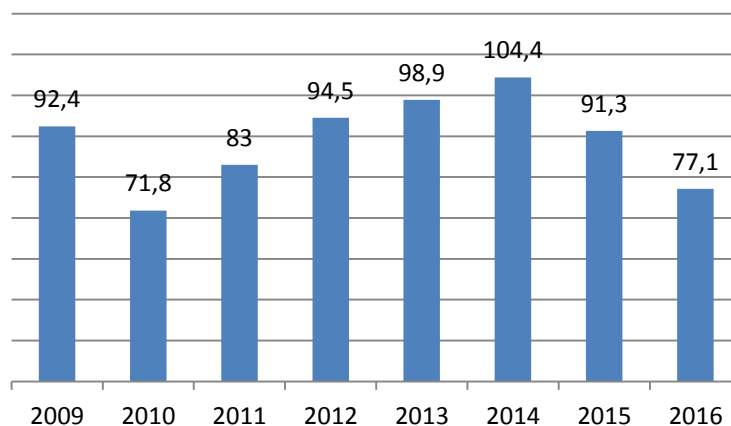
<sup>32</sup> Les détails de la stratégie du Distributeur dans ses activités de maîtrise de la végétation sont présentés à l'annexe B de la pièce HQD-8, document 1.

<sup>33</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 383.

1 devant être traités en Facteur Y, le Distributeur juge nécessaire de revenir sur la question du  
2 traitement du coût des combustibles en regard des critères établis par la Régie pour la  
3 détermination des exclusions, et cela, à la lumière des arguments suivants.

4 Dans la décision précitée, la Régie indique que les éléments de coûts qui, en raison de leur  
5 volatilité, de leur imprévisibilité ou de leur importance, ne cadrent pas dans la trajectoire  
6 définie par la Formule d'indexation doivent être exclus<sup>34</sup>. Or, le Distributeur note des  
7 variations importantes du coût des achats de combustible d'une année à l'autre pour les  
8 montants réels de 2009 à 2016 comme illustré par la figure 2.

**FIGURE 2 :  
HISTORIQUE DES COÛTS RÉELS DE COMBUSTIBLES (M\$)**



9 Le Distributeur fait en effet face à l'imprévisibilité des prix du pétrole en raison de leur  
10 sensibilité, tant aux facteurs économiques comme l'équilibre offre/demande sur les marchés  
11 pétroliers ou encore le ralentissement économique dans certains pays, qu'aux enjeux  
12 géopolitiques. Par ailleurs, le Distributeur constate, sur la base de ses plus récentes  
13 prévisions basées sur la prévision du prix du pétrole WTI de l'*U.S. Energy Information*  
14 *Administration* (EIA), publiée dans son rapport *Annual Energy Outlook 2017*<sup>35</sup>, que les coûts  
15 des achats de combustible croîtront de plus de 10 % annuellement en moyenne au cours  
16 des trois prochaines années.

17 À cet égard, le Distributeur rappelle que dans le dossier R-3677-2008<sup>36</sup>, les prix des  
18 combustibles s'étaient fortement accrus. Par exemple, les prix à terme du WTI pour le mois  
19 de juillet 2009 avaient doublé entre les mois de juin 2007 et juillet 2008. Le Distributeur  
20 mentionnait d'ailleurs dans cette même pièce que « La croissance forte et rapide du prix du  
21 pétrole et sa variabilité créent un environnement volatile qui se reflète dans les prix anticipés  
22 de l'ensemble des combustibles acquis pour satisfaire les besoins des réseaux

<sup>34</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 312.

<sup>35</sup> [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/tables\\_ref.cfm](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/tables_ref.cfm) (table 12).

<sup>36</sup> Pièce HQD-7, document 9.

1 autonomes.<sup>37</sup> » Ainsi, si les achats réels de 2007 s'élevaient à 61,8 M\$, ils ont été estimés à  
2 46,3 M\$ de plus pour l'année 2009 compte tenu de la forte augmentation des prix, soit une  
3 augmentation de 75 %.

4 Pour ce qui est de la notion de contrôle du Distributeur, au-delà du fait que, comme le  
5 reconnaît la Régie, celui-ci n'a pas de contrôle sur les prix internationaux du pétrole<sup>38</sup>, le  
6 Distributeur souhaite souligner certains points à l'attention de la Régie.

7 Les coûts des combustibles dépendent d'une part, du prix des produits pétroliers (diesel  
8 léger, diesel arctique et mazout lourd) qui, comme énoncé précédemment, sont fonction du  
9 prix de marché<sup>39</sup>, et d'autre part, des coûts reflétant les frais de livraison et d'exploitation du  
10 fournisseur, sur lesquels il n'a également que peu de contrôle. En effet, même si l'appel à la  
11 concurrence est privilégié dans l'attribution des contrats, il en résulte néanmoins que la  
12 situation géographique et climatique des villages dans ces réseaux limite la concurrence  
13 entre les fournisseurs ainsi que les solutions possibles dans la gestion des contrats de  
14 transport. Par exemple, les livraisons de combustible dans les villages du Nunavik sont  
15 réalisées uniquement par bateau en période estivale, et ce, en raison des conditions  
16 climatiques et géographiques de la région. De plus, compte tenu de ces contraintes, la  
17 FCNQ Pétro et Nunavik Pétro inc<sup>40</sup> sont les seuls fournisseurs aptes et intéressés à  
18 approvisionner ces villages en combustible.

19 Enfin, quant aux critères de récurrence et de matérialité des coûts, le Distributeur rappelle  
20 qu'il est propriétaire des centrales thermiques en réseaux autonomes et, de ce fait, qu'il a la  
21 responsabilité d'acheter le combustible afin de produire et de distribuer l'électricité à ses  
22 clients situés dans ces réseaux éloignés et non raccordés au réseau principal. Ses coûts  
23 consacrés à l'achat de combustibles sont chaque année, comme le montre la figure 2,  
24 nettement supérieurs au seuil de matérialité proposé pour les exclusions.

25 Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur demande respectueusement à la Régie de  
26 reconsidérer le traitement des coûts de combustibles sous la formule d'indexation et  
27 d'accepter de les traiter comme une exclusion.

### 3. ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXOGÈNES (FACTEUR Z)

#### 3.1. Événements imprévisibles en réseaux autonomes

28 Dans sa décision D-2015-150<sup>41</sup>, la Régie autorisait le Distributeur à mettre en place un  
29 mécanisme de récupération des coûts liés aux événements imprévisibles en réseaux  
30 autonomes qui ne seraient pas couverts par le risque d'affaires global de l'entreprise, dont le

---

<sup>37</sup> Idem, section 1.

<sup>38</sup> D-2017-043, paragraphe 380.

<sup>39</sup> Comme stipulé dans les contrats avec les villages en réseaux autonomes.

<sup>40</sup> Nunavik Petro inc et FCNQ Pétro sont deux entités appartenant à la Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ).

<sup>41</sup> Décision D-2015-150, paragraphe 69.



1 déversement accidentel d'hydrocarbures survenu aux Îles-de-la-Madeleine (IDL) en 2014.  
2 Particulièrement, ce mécanisme permet de couvrir les risques liés à l'utilisation des  
3 combustibles dans les réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur  
4 transbordement et de leur manutention.

5 De façon plus spécifique, la Régie autorisait la création d'un CER hors base de tarification  
6 pour y verser les coûts en deçà de 50 M\$ liés à de tels événements, en vue d'une disposition  
7 ultérieure dans les tarifs. Elle fixait à 15 M\$ par événement le seuil minimum des coûts à être  
8 inclus dans le CER.

9 Le déversement survenu aux IDLM est le premier et seul événement imprévisible en réseaux  
10 autonomes dont les coûts sont captés dans ce CER. Le solde du CER au 31 décembre 2018  
11 totalisera 23,3 M\$<sup>42</sup>, incluant des intérêts de 1,0 M\$.

12 Le Distributeur considère que, de par leur nature, les événements imprévisibles en réseaux  
13 autonomes, comme celui de 2014 aux IDLM, doivent être traités comme exogènes. Par  
14 définition, un événement imprévisible comprend les événements inattendus, accidentels ou  
15 non récurrents de nature fortuite qui ont une incidence majeure sur les coûts<sup>43</sup>. Un  
16 événement imprévisible est forcément constaté après coup.

17 Dans le cadre du MRI, le Distributeur considère que ce type d'événement doit être traité à  
18 titre de Facteur Z.

### 3.2. Pannes majeures

19 Devant l'augmentation de la fréquence et de l'ampleur des événements climatiques  
20 occasionnant des pannes sur le réseau, le Distributeur a proposé en 2008 un mécanisme de  
21 récupération des charges d'exploitation associées aux pannes majeures.

22 Ce mécanisme, qui se décline en deux composantes, a été accepté par la Régie dans sa  
23 décision D-2009-016<sup>44</sup>. Il s'agit d'un mécanisme hybride en ce qu'il allie une provision pour  
24 pannes majeures à un compte d'écarts. La provision sert à couvrir le coût des pannes  
25 majeures survenant chaque année alors que le compte d'écarts vise à récupérer la portion  
26 des coûts liés aux pannes jugées exceptionnelles en raison de leur importance.

27 De façon plus précise, chaque année une provision de 8 M\$ est intégrée aux revenus requis.  
28 Ce montant a été déterminé sur la base d'une moyenne annuelle des charges générées par  
29 les pannes majeures entre 2001 et 2007. Il a été établi que les charges variaient entre 0 \$ et  
30 16 M\$. Les charges au-delà d'un seuil de 16 M\$ sont consignées dans le compte d'écarts –  
31 Pannes majeures afin d'être récupérées ultérieurement par voie de tarifs.

32 Cette approche hybride permet un partage du risque lié aux pannes majeures entre le  
33 Distributeur et ses clients puisque les coûts jusqu'à 8 M\$ sont couverts par une provision  
34 alors que ceux de plus de 8 M\$, mais de 16 M\$ et moins, sont absorbés par le Distributeur.

<sup>42</sup> Pièce HQD-9, document 7, tableau 9.

<sup>43</sup> Décision D-2015-150, paragraphe 77.

<sup>44</sup> Décision D-2009-016, pages 15 et 16.

1 Le compte d'écart permet, pour sa part, la récupération des montants exceptionnels, soit  
2 ceux dépassant les 16 M\$.

3 Le Distributeur considère que, de par leur nature, les pannes majeures doivent être traitées  
4 comme exogènes. En effet, le Distributeur n'a pas de contrôle sur les événements  
5 climatiques et l'occurrence ainsi que l'ampleur des pannes sont imprévisibles. Les coûts  
6 annuels qui en découlent peuvent être importants. Par exemple, en 2012, 2013 et 2016, les  
7 charges d'exploitation associées aux pannes majeures ont été respectivement de 24 M\$, de  
8 41 M\$ et de 20 M\$. De plus, le Distributeur observe une grande variabilité puisque ces coûts  
9 étaient de 5,7 M\$ en 2015.

10 Dans le cas particulier des pannes majeures, le Distributeur propose donc de maintenir une  
11 provision de 8 M\$ dans ses revenus requis et de traiter en exogène les charges actuellement  
12 consignées dans le compte d'écart – Pannes majeures.

### 3.3. Autres événements imprévisibles

13 Outre les événements imprévisibles en réseaux autonomes et les pannes majeures, le  
14 Distributeur peut, dans le cours de ses activités, faire face à d'autres événements de nature  
15 imprévisible pour lesquels, à défaut d'un traitement en Facteur Z, il n'aurait aucun moyen  
16 raisonnable pour récupérer les coûts qu'ils occasionneraient sur la durée du MRI. La nature  
17 « imprévisible » s'entend ici par un événement dont le Distributeur ne pouvait prévoir  
18 l'occurrence (hors de son contrôle), mais aussi par un événement dont le Distributeur n'a pu  
19 intégrer les coûts au moment de l'établissement des revenus requis assujettis au mécanisme  
20 de plafonnement des revenus.

21 De façon plus spécifique mais non exhaustive, le Distributeur identifie les événements  
22 suivants qui pourraient donner lieu à un traitement en Facteur Z s'ils survenaient durant le  
23 MRI :

- 24 • changements touchant le cadre réglementaire ;
- 25 • demandes découlant de décrets ou changements législatifs ;
- 26 • contributions majeures à des projets de raccordement ;
- 27 • projets majeurs (investissements, programmes) non prévus.

28 De tels événements s'imposent au Distributeur de différentes manières, soit par le biais de  
29 décisions de la Régie ou de demandes gouvernementales, soit par l'évolution du marché et  
30 des technologies (opportunités d'affaires à saisir et nécessité de s'adapter pour demeurer  
31 compétitif). Le Distributeur ne pouvant se permettre d'attendre au prochain MRI ou *rebasing*  
32 pour agir face à ces situations, leur traitement à titre de Facteur Z, le cas échéant, permet  
33 d'assurer la récupération des coûts qui y sont liés.

1 En regard des dépenses en immobilisation, la Régie a déjà indiqué<sup>45</sup> que si le Distributeur  
2 souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il  
3 lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un  
4 exogène, de type Facteur Z. À titre d'exemple, les projets majeurs, tels SIC, OSC et LAD,  
5 auraient été traités en Facteur Z dans le cadre d'un MRI. Le Distributeur entend par ailleurs,  
6 le cas échéant, faire une demande en ce sens non seulement pour les dépenses en  
7 immobilisations, mais également pour tout événement exceptionnel majeur de même nature  
8 que ceux décrits dans cette section.

9 Comme indiqué à la section 1.3.2, le seuil de matérialité pour un Facteur Z serait appliqué en  
10 tenant compte de l'ensemble des coûts (incluant entre autres la charge d'amortissement et le  
11 rendement associés aux dépenses capitalisables) suscités par l'événement éligible à un tel  
12 traitement, et non pas seulement sur la base des flux de chacune des années. Par ailleurs,  
13 pour un projet s'étirant sur plusieurs années, le Distributeur juge raisonnable que le  
14 traitement en Facteur Z soit maintenu jusqu'à l'année de *rebasings* suivant la fin du  
15 déploiement du projet et intégré dans la Formule d'indexation par la suite.

#### 4. ~~TRAITEMENT DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) EXISTANTS~~ **COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) AFFÉRENTS AUX EXCLUSIONS ET EXOGÈNES**

16 Le Distributeur prend acte de, et partage, la position de la Régie à l'égard du maintien des  
17 CER liés aux coûts des achats d'électricité et de service de transport, à savoir, le compte de  
18 *pass-on* pour les achats d'électricité, le compte de nivellement pour les aléas climatiques et  
19 le CER de la charge locale de transport<sup>46</sup>.

20 **Par ailleurs, comme mentionné à la section 1.4, le Distributeur soutient qu'il est également**  
21 **nécessaire d'adjoindre un CER à chacun des éléments de coûts récurrents traités en**  
22 **exclusion. À cet égard, le Distributeur propose donc :**

23 ~~En ce qui a trait aux CER existants suivants en lien avec des coûts récurrents de distribution~~  
24 ~~et de service à la clientèle : le Distributeur propose le retrait des CER suivants :~~

- 25 • **Le maintien des CER suivants :**
  - 26 ○ Compte d'écarts relatif au coût de retraite ;
  - 27 ○ Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ) ;
  - 28 ○ Compte d'écarts relatif aux combustibles.
  - 29 ○ ~~Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.~~
- 30 • **La création d'un CER afférent à chacun des éléments de coûts suivants :**

<sup>45</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 261.

<sup>46</sup> Décision D-2017-043, paragraphe 402.

- 1           o les charges d'exploitation liées aux IEE ainsi que la charge d'amortissement et
- 2           le rendement associés aux dépenses capitalisables des IEE ;
- 3           o la dépense de mauvaises créances ;
- 4           o les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu ;
- 5           o les activités de maîtrise de la végétation.

6 ~~Cette proposition a pour but de limiter le nombre d'éléments à suivre à l'extérieur de la~~  
7 ~~formule d'indexation, comme le souhaite la Régie, et ainsi, favoriser l'allégement~~  
8 ~~réglementaire en vertu de l'article 48.1. En outre, le Distributeur souligne que le MTÉR~~  
9 ~~permet le traitement d'écart découlant d'éventuelles variations de coûts autorisés/réels pour~~  
10 ~~les exclusions auxquelles ces comptes d'écart auraient pu être associés. De fait, le MTÉR~~  
11 ~~permet de traiter les écarts de prévision de toutes les dépenses associées aux coûts de~~  
12 ~~distribution et de services à la clientèle. À cet égard, le Distributeur rappelle que, comme il~~  
13 ~~est d'ailleurs prévu dans le cadre de la phase 3 du MRI, les dispositions de ce mécanisme~~  
14 ~~seront revues afin de tenir compte de l'ensemble du nouveau régime réglementaire établi.~~

15 Pour ce qui est des éléments de coûts non récurrents éligibles au traitement en Facteur Z, il  
16 importe de maintenir un mécanisme de récupération des coûts associés aux exogènes, de  
17 type « récipient de coûts » ou CER, par exemple. Ainsi, de nouveaux CER pourraient devoir  
18 être créés pour recueillir les coûts d'éventuels événements imprévisibles reconnus à titre  
19 d'exogènes par la Régie. De l'avis du Distributeur, le mode d'intégration des coûts ainsi  
20 captés aura à être déterminé au cas par cas, selon le type de facteur Z visé.

21 Dans ce contexte, le Distributeur propose le maintien des CER Événements imprévisibles en  
22 réseaux autonomes et Pannes majeures à titre d'exogènes, ~~qui, avec le compte de pass-on~~  
23 ~~pour les achats d'électricité, le compte de nivellement pour les aléas climatiques et le CER~~  
24 ~~de la charge locale de transport, portent à cinq le nombre de CER existants que le~~  
25 ~~Distributeur propose de maintenir.~~

26 **Par ailleurs, le Distributeur propose de retirer le CER relatif au tarif de maintien de la charge,**  
27 **ce dernier n'étant pas lié à un élément de coût traité à titre d'exclusion.**

## 5. AUTRES CONSIDÉRATIONS

### 5.1. Soldes des CER pré-MRI

28 Eu égard aux décisions antérieures de la Régie ~~et conformément à la proposition présentée~~  
29 ~~à la section 4,~~ le Distributeur versera aux revenus requis de l'année témoin 2018 et des  
30 années subséquentes, les soldes relatifs à des écarts antérieurs à l'année témoin 2018 des  
31 CER déjà reconnus par la Régie ~~mais qui ne seront pas maintenus une fois la Formule~~  
32 ~~d'indexation en vigueur (« CER pré-MRI »), selon les modalités de disposition afférentes à~~  
33 ~~ces comptes. Les CER pré-MRI à solder sont les suivants :~~

- 34           • Compte d'écart relatif au coût de retraite ;

- 1       • Compte d'écart relatif au TEQ (anciennement BEIÉ) ;  
2       • Compte d'écart relatif aux combustibles ;  
3       • ~~Compte d'écart relatif au programme Conversion à l'électricité ;~~  
4       • Compte d'écart relatif aux modifications à l'ASC 715, dont les modalités de  
5       disposition seront autorisées dans le cadre du présent dossier.

6 Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que les montants ainsi versés aux revenus requis, de  
7 même que tout montant qui serait ultérieurement versé aux revenus requis à l'égard d'un de  
8 ces CER qui serait maintenu au-delà de l'année tarifaire 2017-2018, ne devraient pas être  
9 intégrés dans la Formule d'indexation.

## 6. TABLEAU RÉCAPITULATIF

10 Le tableau 6 de la pièce HQD-5, document 1 fait état des facteurs Y et Z proposés par le  
11 Distributeur dans le cadre de la phase 3 de l'établissement de son MRI, ainsi que des soldes  
12 des CER pré-MRI à solder. Ces facteurs Y et Z, examinés dans les sections précédentes,  
13 répondent aux critères définis par la Régie au regard du cadre que se donne le Distributeur à  
14 la section 1 de la présente pièce.

## 7. CONCLUSION

15 La proposition détaillée dans cette pièce concernant les facteurs Y et Z ainsi que les CER y  
16 afférents (existants ou à créer) représente le positionnement du Distributeur sur ces  
17 questions, s'appuyant sur la décision rendue par la Régie à l'égard des caractéristiques de  
18 son MRI incluant le maintien des modalités actuelles du MTÉR pour le MRI, de même que  
19 sur les impératifs de son contexte. Comme indiqué en introduction, le Distributeur rappelle  
20 que cette proposition s'inscrit dans un ensemble devant former un tout cohérent et équilibré  
21 dont plusieurs paramètres demeurent à finaliser lors d'étapes subséquentes. À ce titre, la  
22 proposition du Distributeur s'appuie donc également sur ses réflexions en cours celles  
23 portant plus spécifiquement sur les facteurs I et X, mais également sur le MTÉR, qui  
24 présentées à la pièce HQD-20, document 1 ultérieurement et sur les modalités du MTÉR  
25 actuellement en vigueur. Réciproquement, les positionnements du Distributeurs sur les  
26 éléments présentés à la pièce HQD-20, document 1 sur ces éléments ne peuvent qu'être  
27 conditionnés par le positionnement développé dans le présent document.

28 En conséquence, le Distributeur compte devancer à l'automne 2017 le dépôt, initialement  
29 prévu à l'automne 2018<sup>47</sup>, de sa preuve portant sur les modalités du MTÉR et celles de la  
30 clause de sortie. Le Distributeur rappelle que c'est également à l'automne 2017 qu'il  
31 déposera ses propositions à l'égard des autres caractéristiques de son MRI, notamment les  
32 modalités d'application d'un Facteur Y pour neutraliser l'effet de la variation des taux d'intérêt

<sup>47</sup> Dossier R-3897-2014, lettre du Distributeur datée du 16 juin 2017 (C-HQT-HQD-0147).

- 1 ~~et du taux de rendement des capitaux propres sur le coût moyen pondéré du capital du~~
- 2 ~~Distributeur.~~
- 3 ~~Avec égards, le Distributeur demande donc à la Régie de réserver sa décision à l'égard de la~~
- 4 ~~présente proposition du Distributeur pour la phase subséquente du MRI prévue à l'automne~~
- 5 ~~2017.~~

**ANNEXE A :**

**CARACTÉRISTIQUES DU MRI DU DISTRIBUTEUR (D-2017-043)**





**TABLEAU A-1 :  
SOMMAIRE DES CARACTÉRISTIQUES DU MRI DU DISTRIBUTEUR (D-2017-043)**

Caractéristiques	Description	Examen en Phase 3
Type de MRI	Méthode de plafonnement des revenus requis	
Durée	4 ans L'établissement des revenus requis du Distributeur sera réalisé pour la première année sur la base du coût de service et, pour les trois années subséquentes, en fonction de l'application du MRI	
Inflation (I)	Indice combinant l'IPC-Québec réel et le taux de croissance moyenne de la rémunération hebdomadaire des salariés québécois	√
Productivité (X) et dividende clients	Pour les trois premières années, le jugement exercé par la Régie et la quatrième année, en fonction des résultats de l'étude de productivité	
Croissance des activités	$G = (\text{Croissance des abonnements} \times 0,75)$	
Éléments de coûts couverts par la Formule d'indexation	Les charges d'exploitation, taxes, frais corporatifs, amortissement, rendement sur la base de tarification, coût de retraite, coût de combustibles, excluant les éléments de coûts traités en Facteur Y ou en Facteur Z	√ (Coût de retraite, charges PGEE)
Exclusions (Y)	Critères : 1. Récurrence des coûts 2. Imprévisibilité des coûts 3. Coûts liés à des événements hors du contrôle du Distributeur 4. Seuil de matérialité de 15 M\$	√ (Seuil de matérialité)
Exogènes (Z)	1. Éléments de coûts imprévus durant la période du MRI 2. Imprévisibilité des coûts 3. Coûts liés à des événements hors du contrôle du Distributeur 4. Seuil de matérialité de 15 M\$	√ (Seuil de matérialité)
Partage des écarts de rendements	Modalités du MTÉR, telles que prévues dans la décision D-2014-033 et sous réserve de la présente décision sur les indicateurs de performance	√
Indicateur de performance	Choix d'un nombre limité d'indicateurs de qualité de service retenus aux fins du partage des écarts de rendement et développement d'un indicateur « Utilisation achats court terme vs utilisation du patrimoniale, énergie et puissance »	√
Clause de sortie	Possibilité d'interruption du MRI	√