

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

TABLE DES MATIÈRES

1.	CRITÈRES POUR L'ÉTABLISSEMENT DES FACTEURS Y ET DES FACTEURS Z	6
1.1.	Cadre établi par la Régie	6
1.2.	Application des critères de détermination des exclusions et des exogènes	7
1.3.	Seuil de matérialité	8
1.3.1.	<i>Vérification du seuil</i>	8
1.3.2.	<i>Niveau du seuil</i>	9
2.	ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXCLUSIONS (FACTEUR Y)	11
2.1.	Coût de retraite	11
2.1.1.	<i>Variabilité vs volatilité du coût de retraite</i>	12
2.1.2.	<i>Sensibilité du coût de retraite au taux d'actualisation et au rendement de l'actif</i>	15
2.1.3.	<i>Impact des ajustements salariaux</i>	15
2.1.4.	<i>Position du Distributeur</i>	15
2.2.	Interventions en efficacité énergétique	16
2.2.1.	<i>Dépenses capitalisables des interventions en efficacité énergétique du Distributeur (IEÉ)</i>	16
2.2.2.	<i>Charges liées aux interventions en efficacité énergétique</i>	16
2.2.3.	<i>Dépenses de Transition énergétique Québec (anciennement BEIÉ)</i>	18
2.3.	Dépense de mauvaises créances	19
2.4.	Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)	19
2.5.	Maîtrise de la végétation	20
2.6.	Coûts des combustibles	21
3.	ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXOGÈNES (FACTEUR Z)	23
3.1.	Événements imprévisibles en réseaux autonomes	23
3.2.	Pannes majeures	23
3.3.	Autres événements imprévisibles	24
4.	TRAITEMENT DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) EXISTANTS	25
5.	AUTRES CONSIDÉRATIONS	26
5.1.	Soldes des CER pré-MRI	26
6.	TABLEAU RÉCAPITULATIF	27
7.	CONCLUSION	27
ANNEXE A : CARACTÉRISTIQUES DU MRI DU DISTRIBUTEUR (D-2017-043)		29

LISTE DES FIGURES

Figure 1 :	Évolution du coût des services rendus et des autres composantes 2008-2018	13
Figure 2 :	Historique des coûts réels de combustibles	21

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 :	Historique Coût de retraite du Distributeur 2004-2016	13
Tableau 2 :	Historique Taux d'actualisation et coût de retraite Hydro Québec 2008-2018	14
Tableau A-1	Sommaire des caractéristiques du MRI du Distributeur (D-2017-043)	31

1 Dans sa décision D-2017-043¹, 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 Régie², 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 revenus³.

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.

¹ 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.*

² Décision D-2017-043, paragraphe 99 et dispositif.

³ 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 autres caractéristiques et modalités
3 faisant l'objet d'une preuve à être déposée ultérieurement.

4 Le Distributeur souhaite néanmoins souligner que la proposition à la présente pièce s'inscrit
5 dans un ensemble devant former un tout cohérent et équilibré. À ce titre, la proposition du
6 Distributeur s'appuie donc également sur ses réflexions en cours portant plus spécifiquement
7 sur les facteurs I et X, mais également sur le MTÉR. Or, ces caractéristiques du MRI seront
8 présentées subséquemment. Réciproquement, les positionnements du Distributeur sur ces
9 éléments ne peuvent qu'être conditionnés par le positionnement développé dans le présent
10 document.

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

1.1. Cadre établi par la Régie

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

16 Les coûts à traiter à l'extérieur de la Formule d'indexation constituent soit une exclusion
17 (Facteur Y), soit un exogène (Facteur Z). Ces facteurs se distinguent fondamentalement en
18 ce qui a trait à leur prévisibilité : un élément de coût traité en Facteur Y est habituellement
19 récurrent d'une année à l'autre, alors que l'occurrence d'un élément de coût traité en Facteur
20 Z est impossible à prévoir pendant la durée du MRI.

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

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

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

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

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

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

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

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

14 La Régie juge finalement qu'elle doit examiner en phase 3 chacun des comptes d'écart et
15 de reports (« CER ») existants afin de déterminer s'ils doivent être traités dans la Formule
16 d'indexation ou en Facteur Y. Néanmoins, la Régie exprime l'avis que les CER liés aux coûts
17 d'achats d'électricité et de service de transport doivent être maintenus à titre d'exclusions⁴.

18 Dans les sections suivantes, le Distributeur présente son cadre de réflexion relatif à la
19 détermination des exclusions et des exogènes en fonction des critères identifiés par la
20 Régie. Par ailleurs, il se prononce sur les éléments pour lesquels la Régie a réservé sa
21 décision lors de la phase 3, ou sur lesquels elle ne s'est pas explicitement exprimée. De
22 plus, à la lumière des critères énoncés par la Régie, le Distributeur expose sa position quant
23 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

24 Les mécanismes de type I-X tels que la Formule d'indexation sont améliorés en y ajoutant
25 des composantes additionnelles, « étant donné qu'une formule simple ne peut intégrer toutes
26 les pressions exercées sur les coûts des sociétés de service public⁵ ».

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

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

⁴ Décision D-2017-043, paragraphe 402.

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

⁶ *Ibidem*.

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

13 Le traitement en Facteur Z vise quant à lui la récupération de coûts exceptionnels, résultant
14 d'événements inopinés échappant au contrôle du Distributeur, dont il est impossible de
15 prévoir l'occurrence. Le Distributeur considère que ce dernier aspect, qui correspond au
16 critère distinguant les exclusions des exogènes, s'avère déterminant dans l'identification d'un
17 élément de coût à traiter en Facteur Z. En outre, dans sa décision sur la phase 1 du MRI, la
18 Régie précisait : « ...si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une
19 ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de
20 tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z⁷ ». Ainsi, le Distributeur
21 comprend que l'application des critères retenus peut être nuancée au regard des exogènes
22 examinés. Les événements susceptibles de déclencher un traitement en Facteur Z, bien que
23 d'occurrence peu probable, sont nombreux et diversifiés et par définition, inattendus.
24 Conséquemment, il est impossible pour le Distributeur d'estimer le nombre d'exogènes
25 pouvant survenir au cours de la durée de son MRI.

1.3. Seuil de matérialité

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

1.3.1. Vérification du seuil

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

⁷ Décision D-2017-043, paragraphe 261.

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

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

9 Ainsi, puisqu'il s'agit de porter un jugement sur la trajectoire de coûts que suivra durablement
10 cet élément au cours des années subséquentes, il apparaît nécessaire au Distributeur de
11 considérer un horizon minimum de deux années historiques avant d'initier le réexamen
12 pouvant donner lieu à l'intégration d'une exclusion à la Formule d'indexation. La période de
13 deux ans correspond d'ailleurs à celle reconnue⁹ par la Régie pour permettre la
14 reclassification des éléments spécifiques aux activités de base du Distributeur.

15 Dans le cas où il sera jugé utile de procéder à un tel réexamen, le jugement éclairé de la
16 Régie ne saurait toutefois s'exercer en ne considérant que la dimension historique. Le
17 Distributeur est en effet d'avis qu'il y aura lieu de compléter cette analyse par une
18 appréciation de la trajectoire anticipée des exclusions soumises à un réexamen en vue de
19 leur maintien.

1.3.2. Niveau du seuil

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

22 En ce qui a trait aux exclusions, le Distributeur comprend que la Régie souhaite « éviter
23 [avoir] des éléments de coûts [à traiter en Facteur Y] avec des montants annuels
24 négligeables¹⁰ », notamment dans l'optique où elle considère « que la création d'une
25 multitude de Facteurs Y n'est pas de nature à favoriser l'atteinte de l'objectif d'allègement
26 réglementaire prévu à l'article 48.1¹¹ ».

27 La Régie réitère ici une préoccupation dont elle a fait état antérieurement dans le cadre de
28 l'examen des éléments spécifiques. Dans ce cas, la Régie a jugé utile d'ajouter aux critères
29 d'établissement des éléments spécifiques un seuil minimum de 5 M\$¹². Ce montant a de plus
30 été retenu ultérieurement par la Régie comme seuil de détermination du caractère significatif
31 de montants à récupérer lors du débat portant sur le traitement réglementaire des coûts des
32 projets supérieurs à 10 M\$ et non autorisés¹³. Dans l'une et l'autre de ces situations, la

⁸ Décision D-2017-043, paragraphe 318.

⁹ Décision D-2011-028, page 87.

¹⁰ Décision D-2017-043, paragraphe 313.

¹¹ Décision D-2017-043, paragraphe 306.

¹² Décision D-2011-028, paragraphe 318.

¹³ Décision D-2012-024, paragraphe 129.

1 préoccupation de la Régie quant à la multiplication des éléments éligibles au traitement visé
2 a trouvé écho dans l'établissement d'un seuil de matérialité à 5 M\$.

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

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

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

25 La logique d'établissement d'un seuil de matérialité à 15 M\$ s'est quant à elle inscrite dans
26 une perspective d'évaluation de ce qui fait partie, ou non, du risque d'affaires du Distributeur.
27 Le précédent auquel réfère la Régie en ce qui a trait à un tel seuil concerne le cas spécifique
28 de la mise en place d'un mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements
29 imprévisibles afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux
30 autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de leur manutention. Dans
31 sa décision autorisant ce mécanisme, la Régie concluait que ces risques n'étaient pas
32 couverts par le risque global d'affaires du Distributeur et, référant au seuil d'éligibilité au
33 traitement d'un événement en Facteur Z établi par l'Alberta Utilities Commission (« AUC ») à
34 40 points de base du taux de rendement des capitaux propres (« TRCP »), fixait au montant
35 correspondant de 15 M\$ pour le Distributeur le seuil minimum des coûts par événement à
36 être inclus dans le compte hors base de tarification ainsi créé¹⁵.

37 Pour ce qui est des exogènes, le Distributeur estime donc plus approprié le parallèle avec le
38 cas spécifique du mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements imprévisibles

¹⁴ Décision D-2017-043, paragraphe 231.

¹⁵ Décision D-2015-150, paragraphe 69.

1 afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes.
2 Le Distributeur prend donc acte de la volonté de la Régie d'imposer un seuil de matérialité de
3 15 M\$ pour que les coûts associés à des événements de telle nature soient éligibles à un
4 traitement en Facteur Z. Le Distributeur comprend par ailleurs que le seuil évoqué sera
5 appliqué en tenant compte de l'ensemble des coûts suscités par un événement éligible à un
6 tel traitement, et non pas seulement sur la base des flux annuels constatés. De plus, il est
7 d'avis que ce seuil pourrait être revu afin d'être cohérent avec les autres caractéristiques et
8 modalités du MRI qui seront abordées dans une phase ultérieure.

2. ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXCLUSIONS (FACTEUR Y)

9 Outre les achats d'électricité, les charges liées au service de transport (ainsi que les CER
10 liés à ces deux éléments de coûts¹⁶) et la mise à jour du coût moyen pondéré du capital pour
11 lesquels la Régie a déterminé qu'ils seraient traités en Facteurs Y, le Distributeur se
12 prononce dans la présente section sur les autres éléments à traiter en exclusions. Le
13 Distributeur expose également sa position quant au coût des combustibles pour lequel la
14 Régie a rejeté le traitement à titre de Facteur Y.

2.1. Coût de retraite

15 Dans sa décision D-2017-043¹⁷, la Régie juge que les coûts de retraite devraient être
16 couverts par la Formule d'indexation, réservant toutefois sa décision finale à cet égard en
17 phase 3, lors de la détermination finale du MRI.

18 La Régie invoque les motifs suivants au soutien de la position actuelle¹⁸ :

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

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

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

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

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

¹⁶ Décision D-2017-043, paragraphe 402.

¹⁷ Décision D-2017-043, paragraphe 371.

¹⁸ Décision D-2017-043, paragraphes 367 à 370.

2.1.1. Variabilité vs volatilité¹⁹ du coût de retraite

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

4 Ainsi, dans le cadre du dossier tarifaire R-3740-2010²⁰, et comme rappelé par la Régie au
5 paragraphe 361 de sa décision D-2017-043, le Distributeur considérait à l'époque que
6 l'établissement d'un compte d'écarts qui capterait les écarts de prévision des coûts de
7 retraite ne constituait pas le mécanisme le plus approprié pour se prémunir contre la
8 variabilité de ces coûts. En appui à cette affirmation, il rappelait que la somme cumulative
9 des écarts entre les montants autorisés et les montants réels pour les six années pour
10 lesquelles des données complètes étaient disponibles, soit 2004 à 2009, était de l'ordre de
11 7 M\$ défavorable à son égard.

12 Le Distributeur est toujours en accord avec cette analyse. Contrairement à la Régie²¹, le
13 Distributeur constate cependant que la volatilité des coûts de retraite d'année en année s'est
14 maintenue et a même pris de l'ampleur au fil du temps. Le Distributeur considère que c'est
15 cette volatilité qui est le principal élément à considérer pour déterminer si le coût de retraite
16 doit être établi comme une exclusion ou être intégré à la Formule d'indexation, et non pas la
17 variabilité en lien avec les écarts réel/autorisé pour une année donnée, qui elle sera captée
18 par le MTÉR.

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

¹⁹ 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.

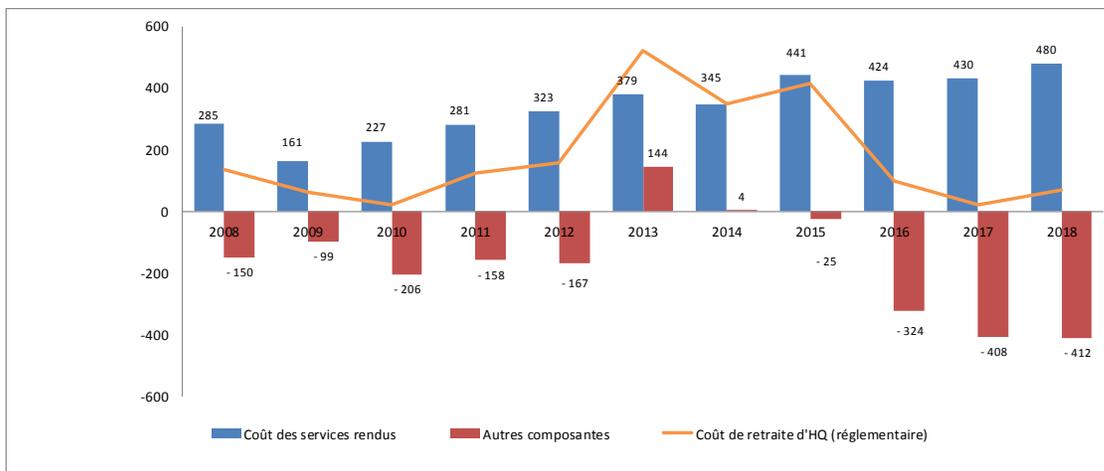
²⁰ Dossier R-3740-2010, *Demande du Distributeur relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2011-2012*.

²¹ D-2017-043, paragraphe 365.

**TABEAU 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%
	802,5		

**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.

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

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

SP = Services passés

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

² 116-16 (SP) = 100

³ 33-11 (SP) = 22

⁴ 75-7 (SP) = 68

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

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

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

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

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

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

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

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

2.1.3. Impact des ajustements salariaux

15 Le coût de retraite est également influencé par les augmentations salariales. À titre
16 d'exemple, une augmentation salariale additionnelle de 1 % octroyée à tous les employés
17 actifs d'Hydro-Québec se traduit par un impact estimé de 15 M\$ sur le coût de retraite de
18 l'année suivante, dont environ 5 M\$ sur le coût des services rendus (augmentation d'environ
19 1 % de celui-ci), 3 M\$ d'intérêts sur le passif relatif aux obligations au titre des prestations
20 projetées et 7 M\$ sur l'amortissement de la perte actuarielle. Le Distributeur constate donc
21 que les éléments sous le contrôle d'Hydro-Québec n'influencent que très peu les coûts de
22 retraite annuels.

2.1.4. Position du Distributeur

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

29 Considérant les éléments suivants :

- 30 • volatilité importante découlant des variations du taux d'actualisation et du rendement
31 de l'actif ;
- 32 • absence de contrôle d'Hydro-Québec sur les fluctuations des valeurs de marché des
33 taux ;

- 1 • coût de retraite annuel supérieur au seuil de 5 M\$ demandé ;
- 2 • dépense de nature récurrente ;
- 3 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)*

4 Comme la Régie le souligne dans sa décision D-2017-043²², les dépenses capitalisables des
5 IEÉ du Distributeur satisfont les critères d'un Facteur Y et peuvent donc être traitées en
6 exclusions. La Régie reconnaît que, une fois les IEÉ approuvées, le Distributeur ne peut
7 qu'appliquer les subventions ou autres mesures prédéterminées, à l'intérieur des budgets
8 établis, sans possibilité de les optimiser.

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

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

2.2.2. *Charges liées aux interventions en efficacité énergétique*

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

20 Le Distributeur tient d'abord à rappeler que la distinction entre dépenses capitalisables et
21 charges découle de la dérogation de l'application des normes comptables en vigueur. En
22 effet, en vertu de la norme ASC 350, *Intangibles-Goodwill and Other* des PCGR des États-
23 Unis, l'ensemble des coûts en efficacité énergétique ne se qualifient pas à titre d'actifs
24 incorporels²³. Toutefois, lors du passage des IFRS aux PCGR des États-Unis en 2015, la
25 Régie a approuvé la demande du Distributeur de reconnaître les dépenses jusqu'alors
26 capitalisables, ainsi que les dépenses futures de même nature, comme actifs réglementaires
27 et de maintenir la comptabilisation des coûts non capitalisables des IEÉ aux charges
28 d'exploitation²⁴.

²² Décision D-2017-043, paragraphes 394 et 398.

²³ Décision D-2015-189, paragraphe 34 à 36.

²⁴ Décision D-2015-189, paragraphes 50 et 51.

1 Dès sa décision D-2003-110, la Régie indiquait vouloir procéder annuellement à un examen
2 concomitant des IEÉ du Distributeur et des dépenses afférentes afin de s'assurer que ces
3 dernières sont nécessaires et se justifient par la pertinence et la qualité des mesures et
4 programmes prévus par le Distributeur. Faisant d'abord l'objet d'un dossier distinct, cet
5 examen se fait depuis plusieurs années dans le cadre du dossier tarifaire du Distributeur.
6 Lors de l'approbation du budget annuel en efficacité énergétique, la Régie porte également
7 une appréciation sur les résultats des tests économiques, incluant des analyses de
8 sensibilité, et l'évaluation de l'impact tarifaire des mesures et programmes prévus par le
9 Distributeur²⁵.

10 Dans l'élaboration de son budget en efficacité énergétique, le Distributeur prend en compte
11 les dépenses capitalisables et les charges liées à chaque intervention. Les charges, de
12 l'ordre de 15 à 25 % du budget total, ne représentent pas un montant négligeable. De même,
13 les analyses économiques et financières sont constituées de tous les coûts des programmes
14 et mesures, et non seulement des dépenses capitalisables. Le Distributeur est ainsi d'avis
15 que la Régie ne peut pas faire l'analyse d'un budget partiel amputé des charges, ni de tests
16 économiques et financiers n'incluant pas tous les coûts des interventions.

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

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

24 De plus, les charges d'exploitation liées aux IEÉ satisfont à tous les critères d'établissement
25 d'une exclusion.

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

28 Ensuite, comme mentionné dans le dossier R-3897-2014, les dépenses en efficacité
29 énergétique, dépenses capitalisables et charges, sont conditionnées par les interventions
30 prévues et par l'objectif d'économies d'énergie visé, plutôt que par des facteurs tels que
31 l'inflation. Les charges d'exploitation prévues d'une IEÉ sont déterminées selon la stratégie
32 qui permettra l'atteinte de l'objectif d'économies d'énergie prévue pour cette intervention. Le
33 fait de restreindre l'évolution du montant des charges en fonction de la Formule d'indexation
34 pourrait, par exemple, se répercuter en une réduction des dépenses en commercialisation ou
35 en promotion, diminuant d'autant le nombre de participants, ce qui pourrait compromettre
36 l'atteinte de l'objectif.

37 Quant au contrôle exercé sur les charges d'exploitation, le Distributeur a certes un certain
38 contrôle sur ses dépenses en activités et programmes de recherche, de commercialisation,

²⁵ Décisions D-2003-110, pp. 9, 10 et 33 et D-2013-037, paragraphes 491 à 493.

1 de publicité, de promotion et d'administration générale. Toutefois, ce contrôle est exercé
2 sous contrainte du pouvoir que peut exercer la Régie dans la réalisation des IEÉ. À cet
3 élément s'ajoute l'incertitude quant à l'impact de Transition énergétique Québec (TEQ) dans
4 la détermination des objectifs et des budgets en efficacité énergétique du Distributeur.

5 Ainsi, pour les raisons mentionnées précédemment, le Distributeur est d'avis que
6 l'application de la Formule d'indexation aux charges aurait comme impact de contraindre les
7 efforts en efficacité énergétique. Selon le Distributeur, un traitement en exclusion est donc
8 également justifié pour les charges liées aux IEÉ.

2.2.3. Dépenses de Transition énergétique Québec (anciennement BEIÉ)

9 Depuis le 1^{er} janvier 2012, la contribution versée au ministère de l'Énergie et des Ressources
10 naturelles (MERN) pour les activités de TEQ (anc. BEIÉ) est présentée intégralement à titre
11 de charges²⁶.

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

- 16 • Le 7 avril 2015, dans son décret numéro 321-2015, le gouvernement du Québec fixe
17 la quote-part 2014-2015 (pour la période du 1^{er} avril 2014 au 31 mars 2015) à
18 24,6 M\$ pour l'électricité.
- 19 • Le 16 décembre 2015, dans son décret numéro 1146-2015, le gouvernement du
20 Québec fixe la quote-part 2015-2016 (pour la période du 1^{er} avril 2015 au 31 mars
21 2016) à 34,4 M\$ pour l'électricité.
- 22 • Le 17 août 2016, dans son décret numéro 746-2016, le gouvernement du Québec
23 fixe la quote-part 2016-2017 (pour la période du 1^{er} avril 2016 au 31 mars 2017) à
24 35,9 M\$ pour l'électricité.

25 D'ailleurs, dans sa décision D-2013-037²⁷, la Régie, reconnaissait que ces coûts sont hors
26 du contrôle du Distributeur et les montants impliqués, significatifs.

27 De plus, le Distributeur rappelle que sa contribution a fait l'objet d'un reclassement à la
28 rubrique Taxes des Autres charges en 2013, à la suite du constat que les coûts encourus,
29 étant fixés par décret, s'apparentent plus à la notion de taxes qu'à celle de charge
30 d'exploitation²⁸.

31 Pour ces raisons, le Distributeur est d'avis que les dépenses reliées aux activités de TEQ
32 satisfont à tous les critères pour l'établissement d'une exclusion. Toutefois, advenant la

²⁶ Voir la section 12 de la pièce HQD-9, document 7 pour l'amortissement du solde non-amorti des activités capitalisées avant le 1^{er} janvier 2012.

²⁷ Décision D-2013-037, paragraphe 282.

²⁸ Dossier R-3854-2013, HQD-4, document 1 (B-0018), page 4

1 promulgation en cours de MRI d'un décret dont l'application résulterait en une variation
2 importante de cet élément de coût, le Distributeur estimerait justifiée la demande de
3 reconnaissance de ce décret à titre d'exogène, dans la mesure où le seuil de matérialité
4 serait atteint.

2.3. Dépense de mauvaises créances

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

8 D'abord, la DMC représente une dépense de nature récurrente qui dépasse largement le
9 seuil de matérialité de 5 M\$ demandé par le Distributeur, cette dépense étant de l'ordre de
10 70 M\$ pour 2018.

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

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

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

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

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

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

29 En réponse au décret 841-2014 du gouvernement du Québec²⁹, la Régie doit tenir compte,
30 lors de la fixation des tarifs d'électricité, de la capacité de payer des ménages à faible revenu
31 qui éprouvent des difficultés à supporter les hausses de coût de l'énergie.

²⁹ 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.

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

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

2.5. Maîtrise de la végétation

10 Le Distributeur a procédé à une analyse de ses activités de maîtrise de la végétation et
11 souhaite apporter des modifications à sa stratégie actuelle³⁰. L'analyse effectuée démontre
12 que des mesures correctives sont requises afin d'assurer la sécurité du public et des
13 travailleurs, diminuer le nombre de pannes et réduire le cycle de retour du Distributeur. La
14 stratégie envisagée par le Distributeur lui permettra d'agir concrètement sur le maintien de la
15 qualité de service et le taux de pannes. Elle lui donnera également la flexibilité nécessaire
16 permettant de répondre aux engagements pris auprès des municipalités. Toutefois, afin de
17 mettre en œuvre les mesures correctives identifiées, le Distributeur est d'avis qu'un
18 rehaussement de ses activités est nécessaire.

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

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

34 Le Distributeur est d'avis que l'inclusion des activités de maîtrise de la végétation traitées
35 dans la Formule d'indexation ne permettra pas, à la fois, d'améliorer le taux de pannes, de

³⁰ 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.

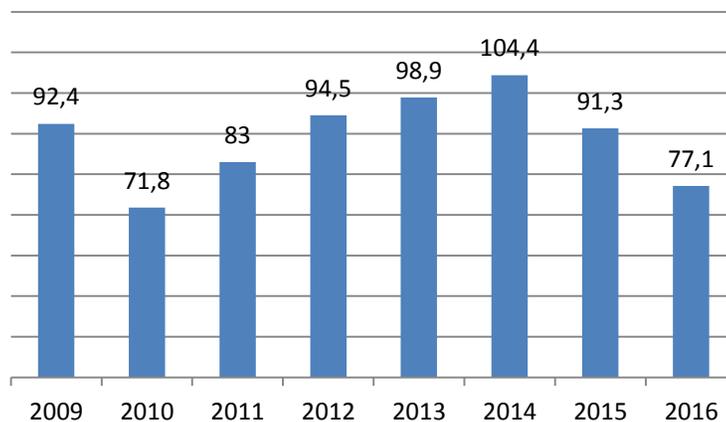
1 déployer les activités de déboisement cycle court et de répondre aux besoins spécifiques
2 des municipalités. Il propose donc de considérer l'ensemble des activités de maîtrise de la
3 végétation à titre de Facteur Y d'ici à ce que son plan d'action (détaillé à la pièce HQD-8,
4 document 1) permette une stabilisation du rythme des dépenses, soit autour de 2023. Un tel
5 traitement permettra à la Régie d'avoir une vue globale des coûts nécessaires à la réalisation
6 de l'activité et en facilitera les redditions de comptes.

2.6. Coûts des combustibles

7 Dans sa décision D-2017-043³¹, la Régie détermine que les coûts des combustibles doivent
8 être couverts par la Formule d'indexation. Dans le cadre de son examen des éléments
9 devant être traités en Facteur Y, le Distributeur juge nécessaire de revenir sur la question du
10 traitement du coût des combustibles en regard des critères établis par la Régie pour la
11 détermination des exclusions, et cela, à la lumière des arguments suivants.

12 Dans la décision précitée, la Régie indique que les éléments de coûts qui, en raison de leur
13 volatilité, de leur imprévisibilité ou de leur importance, ne cadrent pas dans la trajectoire
14 définie par la Formule d'indexation doivent être exclus³². Or, le Distributeur note des
15 variations importantes du coût des achats de combustible d'une année à l'autre pour les
16 montants réels de 2009 à 2016 comme illustré par la figure 2.

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



17 Le Distributeur fait en effet face à l'imprévisibilité des prix du pétrole en raison de leur
18 sensibilité, tant aux facteurs économiques comme l'équilibre offre/demande sur les marchés
19 pétroliers ou encore le ralentissement économique dans certains pays, qu'aux enjeux
20 géopolitiques. Par ailleurs, le Distributeur constate, sur la base de ses plus récentes
21 prévisions basées sur la prévision du prix du pétrole WTI de l'*U.S. Energy Information*

³¹ Décision D-2017-043, paragraphe 383.

³² Décision D-2017-043, paragraphe 312.

1 *Administration* (EIA), publiée dans son rapport *Annual Energy Outlook 2017*³³, que les coûts
2 des achats de combustible croîtront de plus de 10 % annuellement en moyenne au cours
3 des trois prochaines années.

4 À cet égard, le Distributeur rappelle que dans le dossier R-3677-2008³⁴, les prix des
5 combustibles s'étaient fortement accrus. Par exemple, les prix à terme du WTI pour le mois
6 de juillet 2009 avaient doublé entre les mois de juin 2007 et juillet 2008. Le Distributeur
7 mentionnait d'ailleurs dans cette même pièce que « La croissance forte et rapide du prix du
8 pétrole et sa variabilité créent un environnement volatile qui se reflète dans les prix anticipés
9 de l'ensemble des combustibles acquis pour satisfaire les besoins des réseaux
10 autonomes.³⁵ » Ainsi, si les achats réels de 2007 s'élevaient à 61,8 M\$, ils ont été estimés à
11 46,3 M\$ de plus pour l'année 2009 compte tenu de la forte augmentation des prix, soit une
12 augmentation de 75 %.

13 Pour ce qui est de la notion de contrôle du Distributeur, au-delà du fait que, comme le
14 reconnaît la Régie, celui-ci n'a pas de contrôle sur les prix internationaux du pétrole³⁶, le
15 Distributeur souhaite souligner certains points à l'attention de la Régie.

16 Les coûts des combustibles dépendent d'une part, du prix des produits pétroliers (diesel
17 léger, diesel arctique et mazout lourd) qui, comme énoncé précédemment, sont fonction du
18 prix de marché³⁷, et d'autre part, des coûts reflétant les frais de livraison et d'exploitation du
19 fournisseur, sur lesquels il n'a également que peu de contrôle. En effet, même si l'appel à la
20 concurrence est privilégié dans l'attribution des contrats, il en résulte néanmoins que la
21 situation géographique et climatique des villages dans ces réseaux limite la concurrence
22 entre les fournisseurs ainsi que les solutions possibles dans la gestion des contrats de
23 transport. Par exemple, les livraisons de combustible dans les villages du Nunavik sont
24 réalisées uniquement par bateau en période estivale, et ce, en raison des conditions
25 climatiques et géographiques de la région. De plus, compte tenu de ces contraintes, la
26 FCNQ Pétro et Nunavik Pétro inc³⁸ sont les seuls fournisseurs aptes et intéressés à
27 approvisionner ces villages en combustible.

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

³³ http://www.eia.gov/forecasts/aeo/er/tables_ref.cfm (table 12).

³⁴ Pièce HQD-7, document 9.

³⁵ Idem, section 1.

³⁶ D-2017-043, paragraphe 380.

³⁷ Comme stipulé dans les contrats avec les villages en réseaux autonomes.

³⁸ Nunavik Petro inc et FCNQ Pétro sont deux entités appartenant à la Fédération des Coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ).

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

3. ÉLÉMENTS À TRAITER EN EXOGÈNES (FACTEUR Z)

3.1. Événements imprévisibles en réseaux autonomes

4 Dans sa décision D-2015-150³⁹, la Régie autorisait le Distributeur à mettre en place un
5 mécanisme de récupération des coûts liés aux événements imprévisibles en réseaux
6 autonomes qui ne seraient pas couverts par le risque d'affaires global de l'entreprise, dont le
7 déversement accidentel d'hydrocarbures survenu aux Îles-de-la-Madeleine (IDL) en 2014.
8 Particulièrement, ce mécanisme permet de couvrir les risques liés à l'utilisation des
9 combustibles dans les réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur
10 transbordement et de leur manutention.

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

15 Le déversement survenu aux IDL est le premier et seul événement imprévisible en réseaux
16 autonomes dont les coûts sont captés dans ce CER. Le solde du CER au 31 décembre 2018
17 totalisera 23,3 M\$⁴⁰, incluant des intérêts de 1,0 M\$.

18 Le Distributeur considère que, de par leur nature, les événements imprévisibles en réseaux
19 autonomes, comme celui de 2014 aux IDL, doivent être traités comme exogènes. Par
20 définition, un événement imprévisible comprend les événements inattendus, accidentels ou
21 non récurrents de nature fortuite qui ont une incidence majeure sur les coûts⁴¹. Un
22 événement imprévisible est forcément constaté après coup.

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

3.2. Pannes majeures

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

³⁹ Décision D-2015-150, paragraphe 69.

⁴⁰ Pièce HQD-9, document 7, tableau 9.

⁴¹ Décision D-2015-150, paragraphe 77.

1 Ce mécanisme, qui se décline en deux composantes, a été accepté par la Régie dans sa
2 décision D-2009-016⁴². Il s'agit d'un mécanisme hybride en ce qu'il allie une provision pour
3 pannes majeures à un compte d'écarts. La provision sert à couvrir le coût des pannes
4 majeures survenant chaque année alors que le compte d'écarts vise à récupérer la portion
5 des coûts liés aux pannes jugées exceptionnelles en raison de leur importance.

6 De façon plus précise, chaque année une provision de 8 M\$ est intégrée aux revenus requis.
7 Ce montant a été déterminé sur la base d'une moyenne annuelle des charges générées par
8 les pannes majeures entre 2001 et 2007. Il a été établi que les charges variaient entre 0 \$ et
9 16 M\$. Les charges au-delà d'un seuil de 16 M\$ sont consignées dans le compte d'écarts –
10 Pannes majeures afin d'être récupérées ultérieurement par voie de tarifs.

11 Cette approche hybride permet un partage du risque lié aux pannes majeures entre le
12 Distributeur et ses clients puisque les coûts jusqu'à 8 M\$ sont couverts par une provision
13 alors que ceux de plus de 8 M\$, mais de 16 M\$ et moins, sont absorbés par le Distributeur.
14 Le compte d'écarts permet, pour sa part, la récupération des montants exceptionnels, soit
15 ceux dépassant les 16 M\$.

16 Le Distributeur considère que, de par leur nature, les pannes majeures doivent être traitées
17 comme exogènes. En effet, le Distributeur n'a pas de contrôle sur les événements
18 climatiques et l'occurrence ainsi que l'ampleur des pannes sont imprévisibles. Les coûts
19 annuels qui en découlent peuvent être importants. Par exemple, en 2012, 2013 et 2016, les
20 charges d'exploitation associées aux pannes majeures ont été respectivement de 24 M\$, de
21 41 M\$ et de 20 M\$. De plus, le Distributeur observe une grande variabilité puisque ces coûts
22 étaient de 5,7 M\$ en 2015.

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

3.3. Autres événements imprévisibles

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

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

⁴² Décision D-2009-016, pages 15 et 16.

- 1 • changements touchant le cadre réglementaire ;
- 2 • demandes découlant de décrets ou changements législatifs ;
- 3 • contributions majeures à des projets de raccordement ;
- 4 • projets majeurs (investissements, programmes) non prévus.

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

11 En regard des dépenses en immobilisation, la Régie a déjà indiqué⁴³ que si le Distributeur
12 souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il
13 lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un
14 exogène, de type Facteur Z. À titre d'exemple, les projets majeurs, tels SIC, OSC et LAD,
15 auraient été traités en Facteur Z dans le cadre d'un MRI. Le Distributeur entend par ailleurs,
16 le cas échéant, faire une demande en ce sens non seulement pour les dépenses en
17 immobilisations, mais également pour tout événement exceptionnel majeur de même nature
18 que ceux décrits dans cette section.

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

4. TRAITEMENT DES COMPTES D'ÉCARTS ET DE REPORTS (CER) EXISTANTS

26 Le Distributeur prend acte de, et partage, la position de la Régie à l'égard du maintien des
27 CER liés aux coûts des achats d'électricité et de service de transport, à savoir, le compte de
28 *pass-on* pour les achats d'électricité, le compte de nivellement pour les aléas climatiques et
29 le CER de la charge locale de transport⁴⁴.

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

- 32 • Compte d'écart relatif au coût de retraite ;
- 33 • Compte d'écart relatif au TEQ (anciennement BEIÉ) ;

⁴³ Décision D-2017-043, paragraphe 261.

⁴⁴ Décision D-2017-043, paragraphe 402.

- 1 • Compte d'écarts relatif aux combustibles ;
- 2 • Compte d'écarts relatif au tarif de maintien de la charge.

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

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

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

5. AUTRES CONSIDÉRATIONS

5.1. Soldes des CER pré-MRI

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

- 29 • Compte d'écarts relatif au coût de retraite ;
- 30 • Compte d'écarts relatif au TEQ (anciennement BEIÉ) ;
- 31 • Compte d'écarts relatif aux combustibles ;
- 32 • Compte d'écarts relatif au programme Conversion à l'électricité ;
- 33 • Compte d'écarts relatif aux modifications à l'ASC 715.

1 Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que les montants ainsi versés aux revenus requis ne
2 devraient pas être intégrés dans la Formule d'indexation.

6. TABLEAU RÉCAPITULATIF

3 Le tableau 6 de la pièce HQD-5, document 1 fait état des facteurs Y et Z proposés par le
4 Distributeur dans le cadre de la phase 3 de l'établissement de son MRI, ainsi que des CER
5 pré-MRI à solder. Ces facteurs Y et Z, examinés dans les sections précédentes, répondent
6 aux critères définis par la Régie au regard du cadre que se donne le Distributeur à la section
7 1 de la présente pièce.

7. CONCLUSION

8 La proposition détaillée dans cette pièce concernant les facteurs Y et Z ainsi que les CER
9 existants représente le positionnement du Distributeur sur ces questions, s'appuyant sur la
10 décision rendue par la Régie à l'égard des caractéristiques de son MRI, de même que sur
11 les impératifs de son contexte. Comme indiqué en introduction, le Distributeur rappelle que
12 cette proposition s'inscrit dans un ensemble devant former un tout cohérent et équilibré dont
13 plusieurs paramètres demeurent à finaliser lors d'étapes subséquentes. À ce titre, la
14 proposition du Distributeur s'appuie donc également sur ses réflexions en cours portant plus
15 spécifiquement sur les facteurs I et X, mais également sur le MTÉR, qui seront présentés
16 ultérieurement. Réciproquement, les positionnements du Distributeurs sur ces éléments ne
17 peuvent qu'être conditionnés par le positionnement développé dans le présent document.

18 En conséquence, le Distributeur compte devancer à l'automne 2017 le dépôt, initialement
19 prévu à l'automne 2018⁴⁵, de sa preuve portant sur les modalités du MTÉR et celles de la
20 clause de sortie. Le Distributeur rappelle que c'est également à l'automne 2017 qu'il
21 déposera ses propositions à l'égard des autres caractéristiques de son MRI, notamment les
22 modalités d'application d'un Facteur Y pour neutraliser l'effet de la variation des taux d'intérêt
23 et du taux de rendement des capitaux propres sur le coût moyen pondéré du capital du
24 Distributeur.

25 Avec égards, le Distributeur demande donc à la Régie de réserver sa décision à l'égard de la
26 présente proposition du Distributeur pour la phase subséquente du MRI prévue à l'automne
27 2017.

⁴⁵ Dossier R-3897-2014, lettre du Distributeur datée du 16 juin 2017 (C-HQT-HQD-0147).

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	√