

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

DOSSIER R-4011-2017
PHASE 1, PARTIE « MRI »

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

CAUSE TARIFAIRE 2018-2019
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
PHASE 1
PARTIE PORTANT SUR « LA PHASE 3 DE
L'ÉTABLISSEMENT DU MÉCANISME DE
RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI)
D'HQD »

HYDRO-QUÉBEC
En sa qualité de Distributeur

Demanderesse

-et-

STRATÉGIES ÉNERGÉTIQUES (S.É.)

Intervenante

**LA PHASE 3 DE L'ÉTABLISSEMENT DU MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI)
D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**

MÉMOIRE

Jacques Fontaine, Consultant en énergie
M^e Dominique Neuman, LL.B., Procureur

Préparé pour:
Stratégies Énergétiques (S.É.)

Le 5 janvier 2018 (v.r.)

SOMMAIRE EXÉCUTIF

(...)

RECOMMANDATION NO. 2-1

LE SEUIL DE MATÉRIALITÉ DES EXCLUSIONS ET DES EXOGÈNES

Entre le maintien du seuil actuel de 15 M\$ et la proposition du Distribution d'abaissement de ce seuil (pour les exclusions) à 5 M\$, nous recommandons le compromis suivant à la Régie de l'énergie : le seuil de matérialité minimal pour l'admissibilité « *automatique* » des exclusions (facteurs Y) et des exogènes (facteurs Z) au mécanisme répondant aux autres critères serait maintenu à 15 M\$, mais la Régie se conserverait la discrétion, lors de chaque cause tarifaire, de reconnaître des exclusions ou des exogènes de moins de 15 M\$ par an, notamment par souci de cohérence réglementaire avec des exclusions ou exogènes antérieurement reconnus.

RECOMMANDATION NO. 2-2

L'EXCLUSION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure de traiter les coûts d'approvisionnement en réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution comme une exclusion (facteur Y) à son mécanisme de réglementation incitative (MRI).

RECOMMANDATION NO. 2-3***L'EXCLUSION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES, INCLUANT LES COÛTS DE COMBUSTIBLE ET LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE DANS CES RÉSEAUX (PUEÉRA)***

Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à reconsidérer sa position antérieure et à traiter plutôt l'ensemble des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (tant l'approvisionnement électrique auprès de fournisseurs – notamment biomassiques ou éoliens – , que par le Distributeur lui-même – notamment diesel et solaire -, que l'approvisionnement en combustible et le coût de sa réduction par les PUEÉRA) comme une exclusion (facteur Y) au mécanisme, ceci pour les motifs suivants :

- a) Par cohérence avec l'exclusion des coûts d'approvisionnement en réseau intégré.
- b) En raison des fluctuations interannuelles importantes des coûts totaux et des coûts unitaires des combustibles, lesquelles sont hors du contrôle du Distributeur.
- c) Du fait que l'approvisionnement électrique des réseaux autonomes est en voie de subir d'importantes mutations pendant la durée du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur : l'alimentation électrique au diesel devrait ainsi se voir remplacée en partie par d'autre production électrique par le Distributeur (solaire) et par des approvisionnements électriques auprès de fournisseurs biomassiques, éoliens, peut-être solaires et peut-être des fournisseurs offrant leurs propres batteries de stockage. De plus, les changements d'alimentation électrique pourraient viser aussi à améliorer la qualité de service. Enfin, un des réseaux autonomes pourrait disparaître et être raccordé au réseau intégré (La Romaine). L'ensemble de ces variations amènerait aussi une variation dans la pertinence de maintenir les PUEÉRA dans certains villages et leurs coûts annuels. Pour toutes ces raisons, les coûts globaux d'approvisionnement des réseaux autonomes (incluant l'électricité, les combustibles et les PUEÉRA) sont susceptibles d'évoluer selon une logique bien différente de la formule I-X du mécanisme. Il nous semble justifié d'examiner ces coûts à leur mérite propre, lors de chaque cause tarifaire, à titre d'exclusions au mécanisme. (Comme le suggère l'expert Coyne du Distributeur, la réduction du recours au diesel pourrait par ailleurs faire l'objet d'un indicateur de performance, ce qui sera vu plus loin.)

RECOMMANDATION NO. 2-4***L'EXCLUSION DES COÛTS DE TRANSPORT***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure de traiter les coûts de transport d'Hydro-Québec Distribution comme une exclusion (facteur Y) à son mécanisme de réglementation incitative (MRI).

RECOMMANDATION NO. 2-5***L'EXCLUSION DES COÛTS DES CHARGES DES INTERVENTIONS EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DU DISTRIBUTEUR LUI-MÊME***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) non seulement les charges en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique d'Hydro-Québec Distribution (HQD), puisque la *Politique énergétique 2030* du gouvernement du Québec et le nouveau cadre législatif obligent désormais à traiter de manière globale et intégrée ces trois domaines d'intervention. (*Note : Similairement et pour les mêmes motifs, il y aurait possiblement lieu d'étendre la reconnaissance comme actif non seulement des interventions d'Hydro-Québec Distribution (HQD) en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique.*)

D'ailleurs, il est « déjà » *de facto* prévu que les charges en transition, innovation et efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution soient réglementairement traitées comme des exclusions au mécanisme incitatif, du fait que l'ensemble de ces charges sont spécifiquement déterminées par la Régie (donc déterminées hors du contrôle du Distributeur), dans le cadre de l'approbation par la Régie, avec ou sans modification, des aspects relevant des distributeurs d'électricité et de gaz contenus au *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques de Transition Énergétique Québec (TÉQ)*. De plus, en attendant que ce Plan lui soit soumis, la Régie continue d'exercer sa juridiction, dans chaque cause tarifaire, quant à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du Distributeur.

RECOMMANDATION NO. 2-6***L'EXCLUSION DE LA QUOTE-PART QU'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD) VERSE À TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC – TÉQ***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) la quote-part qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) verse à *Transition énergétique Québec – TÉQ*.

RECOMMANDATION NO. 2-7***L'EXCLUSION DES CHARGES DES PROGRAMMES COMMERCIAUX***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de poser le principe général de traiter comme des exclusions au mécanisme (facteur Y) les charges des programmes commerciaux d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-8***L'EXCLUSION DES CHARGES DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR) D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) les charges de la *Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)* d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-9***L'EXCLUSION DES COÛTS DE RETRAITE***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) les coûts de retraite d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-10***L'EXCLUSION TEMPORAIRE DES CHARGES DE CONTRÔLE DE LA VÉGÉTATION, FAISANT PARTIE DU PLAN D'ACTION QUINQUENNAL DU DISTRIBUTEUR***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion (facteur Y) les charges de contrôle de la végétation faisant partie du plan d'action quinquennal d'Hydro-Québec Distribution (HQD) sur le sujet, pendant la durée du présent mécanisme incitatif.

À l'issue de ce plan quinquennal, de telles charges n'auraient probablement plus à être exclues, puisque l'imprévisibilité des événements climatiques et écologiques ne sont pas suffisantes pour justifier une telle exclusion à long terme.

RECOMMANDATION NO. 2-11***LA NON EXCLUSION DES CHARGES DES MAUVAISES CRÉANCES***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas exclure les charges des mauvaises créances du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-12***LES COMPTES D'ÉCART (CER) RELATIFS AUX ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES ET AUX PANNES MAJEURES, À TITRE D'EXOGENES***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de reconnaître, au sein du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD), les comptes d'écarts (CER) relatifs aux événements imprévisibles en réseaux autonomes et aux pannes majeures, à titre d'exogènes.

RECOMMANDATION NO. 2-13
LES TROIS AUTRES COMPTES D'ÉCART (CER)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir, au sein du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD), les trois autres comptes d'écarts (CER) relatifs a) au pass-on pour les achats d'électricité; b) au nivellement pour les aléas climatiques et b) à la charge locale de transport.

RECOMMANDATION NO. 2-14
LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR X)

Compte tenu qu'une étude complète du facteur de productivité (facteur X) sera entreprise dans les premières années du mécanisme, nous recommandons à la Régie de l'énergie de conserver pour l'instant le facteur X de 1,5% qui existe présentement dans la formule paramétrique.

RECOMMANDATION NO. 2-15
LE FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR I)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure :

a) d'établir le facteur d'inflation, pour les charges non salariales, à partir de la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés, et

b) que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule paramétrique. Nous proposons une méthode à cet effet au chapitre 4 du présent mémoire.

RECOMMANDATION NO. 2-16**LE FACTEUR DE CROISSANCE (FACTEUR G)**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure d'utiliser, au mécanisme incitatif du Distributeur, un facteur de croissance (facteur G) basé sur la croissance du nombre des abonnements, multiplié par 0,75.

Nous sommes cependant d'avis que la croissance des abonnements utilisée devrait être celle **de l'année de base et non celle de l'année témoin**, pour nous assurer du souci de cohérence entre les objectifs corporatifs de rémunération incitative et le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) incorporé au mécanisme de réglementation incitative (MRI), en ce qui a trait aux objectifs de ventes et de prévision de ventes que nous avons évoquée en Phase 1 du présent dossier.

RECOMMANDATION NO. 2-17**LES INDICATEURS DE PERFORMANCE**

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les indicateurs de performance proposés par Hydro-Québec Distribution (HQD) pour son mécanisme de réglementation incitative, sous réserve éventuellement d'ajustements et simplifications.

À ces indicateurs, il y aurait lieu d'ajouter un indicateur lié à la **baisse du pourcentage de l'électricité produite avec du diesel dans les réseaux autonomes**.

TABLE DES MATIÈRES

1	LE MANDAT	1
2	LES EXCLUSIONS (FACTEURS Y) ET LES EXOGÈNES (FACTEURS Z) DU MÉCANISME	2
2.1	LE SEUIL DE MATÉRIALITÉ DES EXCLUSIONS (FACTEURS Y) ET LES EXOGÈNES (FACTEURS Z) DU MÉCANISME	2
2.2	LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ	8
2.3	LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU AUTONOMES, INCLUANT LES COÛTS DE COMBUSTIBLE ET LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE DANS CES RÉSEAU (PUEÉRA)	9
2.4	LES COÛTS DE TRANSPORT	14
2.5	LES COÛTS DES CHARGES DES INTERVENTIONS EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES	15
2.5.1	Les charges des interventions en transition, innovation et efficacité énergétiques du Distributeur lui-même	15
2.5.2	La quote-part payée par le Distributeur à <i>Transition énergétique Québec – TÉQ</i> (anciennement le BEIÉ)	19
2.6	LES CHARGES DES PROGRAMMES COMMERCIAUX.....	21
2.7	LES CHARGES DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR).....	23
2.8	LES COÛTS DE RETRAITE.....	24
2.9	LES CHARGES DE CONTRÔLE DE LA VÉGÉTATION FAISANT PARTIE DU PLAN D'ACTION QUINQUENNAL DU DISTRIBUTEUR	27
2.10	LES CHARGES DE MAUVAISES CRÉANCES.....	30
2.11	LE TRAITEMENT COMME EXIOGÈNES (FACTEURS Z) DES ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES ET DES PANNES MAJEURES	31
2.12	LES AUTRES COMPTES D'ÉCART	33
3	LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR X)	34
4	LE CHOIX ET LA PONDÉRATION DES PARAMÈTRES D'INFLATION (FACTEUR I)	38
5	LE FACTEUR DE CROISSANCE (FACTEUR G)	41
6	LES INDICATEURS DE PERFORMANCE	43
7	CONCLUSION	47

1

LE MANDAT

1 - Le 7 avril 2017, dans sa décision D-2017-043 au dossier R-3897-2014, Phase 1, la Régie de l'énergie détermine les paramètres directeurs du futur *mécanisme de réglementation incitative (MRI)* applicable à Hydro-Québec Distribution (« HQD », « le Distributeur »). Elle ordonne que la phase 3 finale d'établissement de ce mécanisme soit tenue dans le cadre du présent dossier tarifaire 2018-2019 d'Hydro-Québec Distribution (HQD).¹

2 - *Stratégies Énergétiques (S.É.)* a requis nos services aux fins de préparer le présent mémoire sur ce sujet.

3 - La présente constitue le fruit de nos travaux et est remis à *Stratégies Énergétiques (S.É.)* afin d'être déposé par elle auprès de la Régie de l'énergie dans ce dossier.

4 - Compte tenu des enjeux du présent dossier, notamment de l'encadrement juridique du futur mécanisme, le présent mémoire comporte à la fois la preuve de *Stratégies Énergétiques (S.É.)*, préparée par son analyste Monsieur Jacques Fontaine, consultant, et les grandes lignes de l'argumentation notamment juridique préparée par son procureur, M^e Dominique Neuman.

¹ **RÉGIE DEL'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, page 124.

2

LES EXCLUSIONS (FACTEURS Y) ET LES EXOGÈNES (FACTEURS Z) DU MÉCANISME**2.1 LE SEUIL DE MATÉRIALITÉ DES EXCLUSIONS (FACTEURS Y) ET LES EXOGÈNES (FACTEURS Z) DU MÉCANISME**

5 - Dans sa décision D-2017-043 du dossier R-3897-2014, Phase 1, la Régie de l'énergie a fixé à 15 M\$ le seuil de matérialité minimal des exclusions au mécanisme (facteurs Y) :

[320] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie retient les critères suivants dans l'établissement d'éléments de coûts à être traités en Facteur Y :

1. la récurrence des coûts;
2. l'imprévisibilité des montants liés aux éléments de coûts;
3. l'insuffisance du contrôle du Distributeur sur les éléments de coûts;
4. **un seuil de matérialité proposé à 15 M\$**, tant pour la création que le maintien d'un élément de coût en Facteur Y.²

6 - La Régie opte également pour un seuil de matérialité minimal de 15 M\$ pour les exogènes au mécanisme (facteurs Z) :

*[321] **Pour la détermination du Facteur Z, la Régie retient les mêmes critères que ceux applicables dans le cas du Facteur Y**, à l'exception du critère de récurrence qui doit faire place à celui de l'imprévisibilité de l'émergence de cet élément de coût pendant la durée du MRI.³*

² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 320, page 77. Souligné en caractère gras par nous.

³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 321, page 77.

La Régie avait antérieurement, au dossier R-3905-2014, phase 2, établi un mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles (afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de leur manutention) dont le seuil minimum d'admissibilité était de 15 M\$ par événement :

*[69] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie autorise le Distributeur à mettre en place un **mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles** afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de leur manutention. Elle autorise, en conséquence, la création d'un compte d'écart hors base de tarification afin d'y verser les coûts liés à de tels événements, en deçà de 50 M\$, en vue de leur disposition ultérieure dans les tarifs. **Elle fixe à 15 M\$ par événement le seuil minimum des coûts à être inclus dans le compte d'écart hors base de tarification.**⁴*

7 - Au présent dossier cependant, Hydro-Québec Distribution (HQD) invite la Régie à reconsidérer sa décision antérieure et à fixer plutôt à 5 M\$ le seuil de matérialité minimal des **exclusions au mécanisme (facteurs Y)** :

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

⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3905-2014, Phase 2, Pièce A-0098, Décision D-2015-150, Paragraphe 69, page 8.

⁵ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 10, lignes 18 à 24.

Elle s'en remet toutefois à la Régie quant au seuil de matérialité minimal des **exogènes au mécanisme (facteurs Z)** :

Le Distributeur prend donc acte de la volonté de la Régie d'imposer un seuil de matérialité de 15 M\$ pour que les coûts associés à des événements de telle nature soient éligibles à un traitement en Facteur Z.⁶

8 - Nous nous sommes interrogés sur l'opportunité d'abaisser à 5 M\$ le seuil de matérialité minimal des exclusions au mécanisme (facteurs Y). En effet, comme le montre le tableau suivant, le niveau de coût des principaux **facteurs d'exclusion (facteurs Y) potentiellement considérés parmi les charges d'exploitation**, se situe actuellement à plus de 15 M\$ dans chaque cas :

Tableau 3-1
 Niveau de coût des facteurs d'exclusion (facteurs Y) potentiels (M\$) parmi les charges d'exploitation⁷

Facteurs Y potentiels (M\$) parmi les charges d'exploitation	Année historique - 2016	2017 - Autorisé par D-2017-022	2017 - Année de base	Année témoin - 2018
Coût de retraite	25,7	22,3	113,5	126,8
Stratégie pour la clientèle à faible revenu	25,2	31,7	25,7	29,3
Dépense de mauvaises créances	66,5	68,3	67,1	71,0
Interventions en efficacité énergétique	16,5	20,0	20,0	25,0
Maîtrise de la végétation	64,5	67,5	67,1	84,1
Total – Facteurs Y potentiels parmi les charges d'exploitation	198,4	209,8	293,4	336,2

Les exclusions au titre des **charges d'approvisionnement et de transport** sont elles-mêmes d'un niveau considérablement supérieur à 15 M\$.

⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 11, lignes 2 à 4.

⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0025, HQD-8, document 1, tableau 3, page 9.

Il n'y a donc actuellement pas de cas apparent d'exclusion potentielle (facteur Y) dont le seuil de matérialité se situerait entre 5 M\$ et 15 M\$. **Nous notons toutefois que le coût annuel des charges en interventions en efficacité énergétique demeure très proche de ce seuil, qu'il a historiquement décrié et que les sommes budgétées et autorisées sont souvent partiellement non dépensées.** Lors de l'audience de décembre 2017 sur la cause tarifaire 2018-2019, nous avons également noté que les interventions en efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution stagnaient et que cette dernière, malgré la politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec, n'avait élaboré aucun plan de croissance de telles interventions. **Il serait donc déplorable que la persistance de ce manque d'initiative du Distributeur ne vienne risquer de compromettre le traitement comme exclusion des charges des interventions en efficacité énergétique si jamais ces charges devaient baisser en-deçà de 15 M\$ par an; cela déstabiliserait encore davantage de telles interventions puisque leur croissance future deviendrait alors partie à l'ensemble des charges dont la croissance serait limitée par le facteur I-X.** Il demeure également possible que d'autres cas de charges de moins de 15 M\$ qui devraient logiquement être traitées comme exclusions (facteurs Y) surviennent à l'avenir également.

De même, la non-constance des coûts d'événements imprévisibles (y compris la non-constance interannuelle du même type d'événements) pourrait également justifier de les traiter comme **coûts exogènes (facteurs Z)** même en cas de seuil de matérialité plus bas que de 15 M\$. Ce serait notamment une question de cohérence régulatoire, si le coût d'événements imprévisibles de même nature fluctue, d'une année à l'autre, au-delà ou en-deçà de 15 \$ par an, notamment si l'année de l'événement n'est pas la même que l'année où certains de ses coûts sont inclus aux charges. À cet égard, au dossier R-3905-2014, phase 2, nous avons soumis des représentations visant à rabaisser à 2 M\$ le seuil de matérialité des coûts événements imprévisibles en réseaux autonomes qui seraient reportés et récupérables, voire même, à l'image d'autres comptes de frais reportés (CFR), de ne fixer aucun seuil

particulièrement s'il s'agit d'un événement à portée environnementale tel qu'un déversement.⁸ Au soutien de cette proposition, nous soumettions alors qu'en principe, **aucun budget n'est prévu d'avance pour un accident environnemental. Mais nous nous demandons si, dès qu'un tel accident environnemental survient, Hydro-Québec Distribution ne devrait pas avoir la certitude de pouvoir en récupérer par ses tarifs le coût de remédiation sans devoir réduire une autre de ses dépenses par compensation ou risquer de voir son rendement réduit et faire assumer ce coût par l'actionnaire (et donc par les citoyens du Québec).** Nous notions que ce ne sont pas toutes les « *exclusions* » qui sont sujettes à un seuil d'admissibilité; ainsi par exemple les CFR des PGEÉ reçoivent tous les écarts de coûts de PGEÉ sans seuil minimal.⁹

9 - Nous sommes donc en faveur, avec la nuance ci-après exprimée, d'une réduction du seuil de matérialité minimal pour l'admissibilité des exclusions (facteurs Y) et des exogènes (facteurs Z) au mécanisme de réglementation incitative d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

Entre le maintien du seuil actuel de 15 M\$ et la proposition du Distributeur d'abaissement de ce seuil (pour les exclusions) à 5 M\$, nous recommandons le compromis suivant à la Régie de l'énergie : le seuil de matérialité minimal pour l'admissibilité « automatique » des exclusions (facteurs Y) et des exogènes (facteurs Z) au mécanisme répondant aux autres critères serait maintenu à 15 M\$, mais la Régie se conserverait la discrétion, lors de chaque cause tarifaire, de reconnaître des exclusions ou des exogènes de moins de 15 M\$ par an, notamment par souci de cohérence réglementaire avec des exclusions ou exogènes antérieurement reconnus.

⁸ Jacques FONTAINE et Jean-Claude DESLAURIERS avec la collaboration de Brigitte BLAIS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3905-2014, Phase 2, Pièce C-SÉ-AQLPA-0039, SÉ-AQLPA-6, Document 1, page 4 à 6 (dont la recommandation 6.2).

⁹ Jacques FONTAINE et Jean-Claude DESLAURIERS avec la collaboration de Brigitte BLAIS pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3905-2014, Phase 2, Pièce C-SÉ-AQLPA-0039, SÉ-AQLPA-6, Document 1, page 4 à 6 (dont la recommandation 6.2).

RECOMMANDATION NO. 2-1**LE SEUIL DE MATÉRIALITÉ DES EXCLUSIONS ET DES EXOGÈNES**

Entre le maintien du seuil actuel de 15 M\$ et la proposition du Distributeur d'abaissement de ce seuil (pour les exclusions) à 5 M\$, nous recommandons le compromis suivant à la Régie de l'énergie : le seuil de matérialité minimal pour l'admissibilité « *automatique* » des exclusions (facteurs Y) et des exogènes (facteurs Z) au mécanisme répondant aux autres critères serait maintenu à 15 M\$, mais la Régie se conserverait la discrétion, lors de chaque cause tarifaire, de reconnaître des exclusions ou des exogènes de moins de 15 M\$ par an, notamment par souci de cohérence réglementaire avec des exclusions ou exogènes antérieurement reconnus.

2.2 LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

10 - Dans sa décision D-2017-043, la Régie a tranché que les approvisionnements en électricité seraient considérés comme étant une exclusion au mécanisme (facteur Y). **Toutefois, les motifs alors exprimés par le Tribunal semblent avoir visé les coûts d'approvisionnement électrique du réseau intégré**; nous reviendrons donc sur les coûts de fourniture en réseaux autonomes dans la section suivante :

[335] Le Distributeur n'a pas suffisamment de contrôle sur les principales composantes de cet élément de coûts. En effet, d'une part, la quantité d'énergie requise est déterminée par sa clientèle. D'autre part, le coût de l'électricité patrimoniale, qui compose la majeure partie de ses coûts d'achat, est fixé par la Loi et son cadre d'application. De même, la procédure pour conclure des contrats post-patrimoniaux est définie par un cadre réglementaire strict auquel le Distributeur est soumis.

[336] En conséquence, la Régie juge qu'il y a lieu de traiter les achats d'électricité en Facteur Y, sur l'horizon du MRI.¹⁰

11 - À cela nous ajoutons que les **articles 52.1 et 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie** prescrit que les tarifs tiennent compte des « *coûts réels* » de l'électricité patrimoniale et post-patrimoniale (ce qui ne vise donc que le réseau intégré), de sorte que le mécanisme de réglementation incitative doit nécessairement considérer ces coûts réels comme une exclusion (facteur Y).

RECOMMANDATION NO. 2-2

L'EXCLUSION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAU INTÉGRÉ

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure de traiter les coûts d'approvisionnement en réseau intégré d'Hydro-Québec Distribution comme une exclusion (facteur Y) à son mécanisme de réglementation incitative (MRI).

¹⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, page 80, paragraphes 335 et 336.

2.3 LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES, INCLUANT LES COÛTS DE COMBUSTIBLE ET LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE DANS CES RÉSEAUX (PUEÉRA)

12 - Les motifs précités de la Régie, aux paragraphes 335 et 336 de sa décision D-2017-043, pour justifier le traitement comme exclusion des coûts d'approvisionnement en réseau intégré ne s'appliquent pas, en partie, aux coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes.

Il est en effet établi que la procédure d'appel d'offres prévue à l'**article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie** ne s'applique pas aux approvisionnements en électricité dans les réseaux autonomes.¹¹

De plus, l'obligation des **articles 52.1 et 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie** à l'effet que les tarifs tiennent compte des « *coûts réels* » de l'électricité patrimoniale et post-patrimoniale ne s'applique qu'au réseau autonome et non aux coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (tant l'approvisionnement électrique auprès de fournisseurs – notamment biomassiques ou éoliens - que par le Distributeur lui-même – notamment diesel et solaire -, que l'approvisionnement en combustible et le coût de sa réduction par les *Programmes d'utilisation efficace de l'énergie dans ces réseaux (PUEÉRA)*). Ces coûts des réseaux autonomes sont plutôt des charges ordinaires visées par l'**article 52.3 de la Loi sur la Régie de l'énergie**.

13 - Il y a donc lieu de se demander si les coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (tant l'approvisionnement électrique auprès de fournisseurs – notamment biomassiques ou éoliens –, que par le Distributeur lui-même – notamment diesel et solaire -, que l'approvisionnement en combustible et le coût de sa réduction par les *PUEÉRA*) devraient ou non être traités comme exclusions (facteurs Y) au mécanisme.

¹¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3986-2016, Phase 1, Pièce A-0042, Décision D-2017-140, page 113, paragraphe 373.

14 - La Régie considère que les coûts de combustibles doivent être soumis à la formule du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur :

[381] Comme mentionné à la section 2 de la présente décision, il importe, pour la Régie, que le Distributeur agisse dans un cadre où il est incité à optimiser ses achats de combustible.

[382] La Régie note enfin que le traitement des coûts de combustible en Facteur Y est généralisé pour les distributeurs chez lesquels une portion importante de l'électricité est produite à partir de combustibles. La situation du Distributeur est cependant différente puisque les coûts de combustible ne constituent qu'une faible portion de ses coûts de production, ces coûts étant concentrés dans les RA.

[383] Pour l'ensemble de ces motifs, la Régie détermine que les coûts de combustible doivent être couverts par la Formule d'indexation.

15 - Nous invitons respectueusement la Régie à reconsidérer sa position antérieure et à traiter plutôt l'ensemble des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (tant l'approvisionnement électrique auprès de fournisseurs – notamment biomassiques ou éoliens –, que par le Distributeur lui-même – notamment diesel et solaire –, que l'approvisionnement en combustible et le coût de sa réduction par les **PUEÉRA**) comme une exclusion (facteur Y) au mécanisme, ceci pour les motifs suivants :

- ❑ Par cohérence avec l'exclusion des coûts d'approvisionnement en réseau intégré.
- ❑ En raison des fluctuations interannuelles importantes des coûts totaux et des coûts unitaires des combustibles, lesquelles sont hors du contrôle du Distributeur.

Historique des coûts réels des combustibles (M\$) ¹²

2009	92,4
2010	71,8
2011	83
2012	94,5
2013	98,9
2014	104,4
2015	91,3
2016	77,1
Moyenne	89,2
Écart type	10,3
Écart type en % de la moyenne	11,6%

Hydro-Québec Distribution (HQD) souligne la récurrence, la variation interannuelle importante et le seuil de matérialité important de ses coûts de combustibles. ¹³

Son expert James Coyne ajoute que les coûts de combustibles sont habituellement traités comme un pass-through par les distributeurs énergétiques :

Q. [...] Just to come back to a previous question because I didn't quite catch your answer, about the fuel cost, if it's partly under the control of Hydro-Québec and the other part is predictable, should it be a Y factor?

A. With fuel cost they typically are because the cost component is something that is volatile and set in international markets, and here, we're talking about the price of number 2 oil primarily and so, it would be difficult... I'm not sure that that price is predictable unless you have an active risk management policy in

¹² HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, Figure 2, page 21.

¹³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 22, lignes 28 à 33.

place where you're buying an afford market but if you do, that creates risk as well.

So typically, for that reason, the price of fuel fluctuation is a pass-through for any electric utility.¹⁴

- Du fait que l'approvisionnement électrique des réseaux autonomes est en voie de subir d'importantes mutations pendant la durée du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur : l'alimentation électrique au diesel devrait ainsi se voir remplacée en partie par d'autre production électrique par le Distributeur (solaire) et par des approvisionnements électriques auprès de fournisseurs biomassiques, éoliens, peut-être solaires et peut-être des fournisseurs offrant leurs propres batteries de stockage. De plus, les changements d'alimentation électrique pourraient viser aussi à améliorer la qualité de service. Enfin, un des réseaux autonomes pourrait disparaître et être raccordé au réseau intégré (La Romaine). L'ensemble de ces variations amènerait aussi une variation dans la pertinence de maintenir les PUEÉRA dans certains villages et leurs coûts annuels. Pour toutes ces raisons, les coûts globaux d'approvisionnement des réseaux autonomes (incluant l'électricité, les combustibles et les PUEÉRA) sont susceptibles d'évoluer selon une logique bien différente de la formule I-X du mécanisme. Il nous semble justifié d'examiner ces coûts à leur mérite propre, lors de chaque cause tarifaire, à titre d'exclusions au mécanisme. (Comme le suggère l'expert Coyne du Distributeur, la réduction du recours au diesel pourrait par ailleurs faire l'objet d'un indicateur de performance, ce qui sera vu plus loin.¹⁵)

¹⁴ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 374, page 90, citant l'expert Coyne d'Hydro-Québec Distribution (HQD). Souligné en caractère gras par nous.

¹⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 374, page 90, citant l'expert Coyne d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-3***L'EXCLUSION DES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT EN RÉSEAUX AUTONOMES, INCLUANT LES COÛTS DE COMBUSTIBLE ET LES PROGRAMMES D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE DANS CES RÉSEAUX (PUEÉRA)***

Nous invitons respectueusement la Régie de l'énergie à reconsidérer sa position antérieure et à traiter plutôt l'ensemble des coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (tant l'approvisionnement électrique auprès de fournisseurs – notamment biomassiques ou éoliens – , que par le Distributeur lui-même – notamment diesel et solaire -, que l'approvisionnement en combustible et le coût de sa réduction par les PUEÉRA) comme une exclusion (facteur Y) au mécanisme, ceci pour les motifs suivants :

- a) Par cohérence avec l'exclusion des coûts d'approvisionnement en réseau intégré.
- b) En raison des fluctuations interannuelles importantes des coûts totaux et des coûts unitaires des combustibles, lesquelles sont hors du contrôle du Distributeur.
- c) Du fait que l'approvisionnement électrique des réseaux autonomes est en voie de subir d'importantes mutations pendant la durée du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur : l'alimentation électrique au diesel devrait ainsi se voir remplacée en partie par d'autre production électrique par le Distributeur (solaire) et par des approvisionnements électriques auprès de fournisseurs biomassiques, éoliens, peut-être solaires et peut-être des fournisseurs offrant leurs propres batteries de stockage. De plus, les changements d'alimentation électrique pourraient viser aussi à améliorer la qualité de service. Enfin, un des réseaux autonomes pourrait disparaître et être raccordé au réseau intégré (La Romaine). L'ensemble de ces variations amènerait aussi une variation dans la pertinence de maintenir les PUEÉRA dans certains villages et leurs coûts annuels. Pour toutes ces raisons, les coûts globaux d'approvisionnement des réseaux autonomes (incluant l'électricité, les combustibles et les PUEÉRA) sont susceptibles d'évoluer selon une logique bien différente de la formule I-X du mécanisme. Il nous semble justifié d'examiner ces coûts à leur mérite propre, lors de chaque cause tarifaire, à titre d'exclusions au mécanisme. (Comme le suggère l'expert Coyne du Distributeur, la réduction du recours au diesel pourrait par ailleurs faire l'objet d'un indicateur de performance, ce qui sera vu plus loin.)

2.4 LES COÛTS DE TRANSPORT

16 - La Régie classe les coûts du transport en tant qu'exclusion au mécanisme (facteur Y) :

DÉTERMINE que les achats d'électricité et les charges liées au service de transport sont exclus de la Formule d'indexation et sont traités en Facteur Y ¹⁶

RECOMMANDATION NO. 2-4

L'EXCLUSION DES COÛTS DE TRANSPORT

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure de traiter les coûts de transport d'Hydro-Québec Distribution comme une exclusion (facteur Y) à son mécanisme de réglementation incitative (MRI).

¹⁶ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, page 124.

2.5 LES COÛTS DES CHARGES DES INTERVENTIONS EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES

2.5.1 Les charges des interventions en transition, innovation et efficacité énergétiques du Distributeur lui-même

17 - Voici les charges et investissements du Distributeur en efficacité énergétique :

Évolution des charges et investissements en efficacité énergétique

	Dépenses réelles du PGEÉ-(M\$)			Références		
	Charges	Invest.	Total	Dossier	Document	Page
2013	29	114	143	Rapport annuel 2013	HQD-7, doc. 3	8
2014	24	89	113	Rapport annuel 2014	HQD-7, doc. 3	7
2015	20	57	77	Rapport annuel 2015	HQD-7, doc. 3	8
2016	17	50	67	Rapport annuel 2016	HQD-7, doc. 3	7
2017	20	65	85	R-4011-2017	B-0041, HQD-10, doc.1	23

18 - Dans sa décision D-2017-043 du Dossier R-3897-2014, la Régie de l'énergie invite le Distributeur à la convaincre que la partie non capitalisable des interventions en efficacité énergétique puisse effectivement être traitée comme une exclusion (facteur Y) au mécanisme :

[397] La Régie considère également le rôle de la politique énergétique du gouvernement du Québec et le fait qu'elle doive en tenir compte dans l'exercice de ses fonctions.

*[398] En conséquence, la Régie est d'avis que les dépenses capitalisables peuvent être traitées en Facteur Y. Toutefois, en regard des charges liées aux interventions en efficacité énergétique, **la Régie détermine que le Distributeur devra faire la démonstration, dans le cadre de la phase 3, qu'elles satisfont aux critères retenus pour un traitement en Facteur Y.***¹⁷

¹⁷ RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphes 397 et 398, pages 94 et 95. Souligné en caractère gras par nous.

19 - Hydro-Québec Distribution (HQD) justifie comme suit, au présent dossier, le traitement des charges en efficacité énergétique comme des exclusions au mécanisme :

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

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

Ainsi, pour les raisons mentionnées précédemment, le Distributeur est d'avis que l'application de la Formule d'indexation aux charges aurait comme impact de contraindre les efforts en efficacité énergétique. Selon le Distributeur, un traitement en exclusion est donc également justifié pour les charges liées aux IEE.¹⁸

¹⁸ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 17, lignes 28 à 38 et page 18, lignes 1 à 8. Souligné en caractère gras par nous.

20 - Nous sommes en accord avec cette justification par le Distributeur du traitement, comme exclusion au mécanisme, de ses charges en efficacité énergétique, mais ajoutons aussi ce qui suit :

- **Il est « déjà » de facto prévu que les charges en efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution soient réglementairement traitées comme des exclusions au mécanisme incitatif**, du fait que l'ensemble de ces charges sont spécifiquement déterminées par la Régie (donc déterminées hors du contrôle du Distributeur), dans le cadre de l'approbation par la Régie, avec ou sans modification, des aspects relevant des distributeurs d'électricité et de gaz contenus au *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques de Transition Énergétique Québec (TÉQ)*. De plus, en attendant que ce *Plan* lui soit soumis, la Régie continue d'exercer sa juridiction, dans chaque cause tarifaire, quant à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du Distributeur.

- Par ailleurs, ce sont **non seulement les charges en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique** qui devraient être traitées comme exclusions au mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD), puisque la *Politique énergétique 2030* du gouvernement du Québec et le nouveau cadre législatif obligent désormais à traiter de manière globale et intégrée ces trois domaines d'intervention. Note : Similairement et pour les mêmes motifs, il y aurait possiblement lieu d'étendre la reconnaissance comme actif non seulement des interventions d'Hydro-Québec Distribution (HQD) en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique. À titre d'exemple sur l'ensemble de ces questions, il se pourrait que de futurs actifs réglementaires et charges en transition, innovation et efficacité énergétiques incluent, pendant la durée du présent mécanisme de réglementation incitative, ceux relatifs à l'aide à l'autoproduction et/ou microproduction et relatifs à la conversion de sources d'énergie plus polluantes vers l'électricité.

RECOMMANDATION NO. 2-5***L'EXCLUSION DES COÛTS DES CHARGES DES INTERVENTIONS EN TRANSITION, INNOVATION ET EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUES DU DISTRIBUTEUR LUI-MÊME***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) non seulement les charges en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique d'Hydro-Québec Distribution (HQD), puisque la *Politique énergétique 2030* du gouvernement du Québec et le nouveau cadre législatif obligent désormais à traiter de manière globale et intégrée ces trois domaines d'intervention. (Note : *Similairement et pour les mêmes motifs, il y aurait possiblement lieu d'étendre la reconnaissance comme actif non seulement des interventions d'Hydro-Québec Distribution (HQD) en efficacité énergétique mais également celles en innovation et en transition énergétique.*)

D'ailleurs, il est « déjà » *de facto* prévu que les charges en transition, innovation et efficacité énergétique d'Hydro-Québec Distribution soient réglementairement traitées comme des exclusions au mécanisme incitatif, du fait que l'ensemble de ces charges sont spécifiquement déterminées par la Régie (donc déterminées hors du contrôle du Distributeur), dans le cadre de l'approbation par la Régie, avec ou sans modification, des aspects relevant des distributeurs d'électricité et de gaz contenus au *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques* de *Transition Énergétique Québec (TÉQ)*. De plus, en attendant que ce Plan lui soit soumis, la Régie continue d'exercer sa juridiction, dans chaque cause tarifaire, quant à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique du Distributeur.

2.5.2 La quote-part payée par le Distributeur à *Transition énergétique Québec – TÉQ* (anciennement le BEIÉ)

21 - Le Distributeur demande à la Régie de l'énergie de considérer la quote-part qu'il verse à *Transition énergétique Québec – TÉQ* comme étant une exclusion au mécanisme incitatif (facteur Y), car déterminée hors de son contrôle :

*D'ailleurs, dans sa décision D-2013-037, la Régie, reconnaissait que ces coûts sont hors du contrôle du Distributeur et les montants impliqués, significatifs.*¹⁹

Hydro-Québec Distribution (HQD) la considère même comme une taxe :

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

22 - Les montants des quote-parts versées par Hydro-Québec Distribution (HQD) à l'ancien *Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques* du Ministère de l'Énergie et des Ressources Naturelles du Québec (BEIÉ), ancêtre de *Transition énergétique Québec – TÉQ*, ont historiquement été les suivants :

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

¹⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 18, lignes 25 et 26.

²⁰ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 18, lignes 27 à 30.

²¹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 18, lignes 16 à 24.

23 - Nous sommes d'accord que la quote-part qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) verse à *Transition énergétique Québec – TÉQ* satisfait à tous les critères pour l'établissement d'une exclusion.

RECOMMANDATION NO. 2-6

L'EXCLUSION DE LA QUOTE-PART QU'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD) VERSE À TRANSITION ÉNERGÉTIQUE QUÉBEC – TÉQ

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) la quote-part qu'Hydro-Québec Distribution (HQD) verse à *Transition énergétique Québec – TÉQ*.

2.6 LES CHARGES DES PROGRAMMES COMMERCIAUX

24 - À la section 2.3 du présent mémoire, nous avons recommandé de traiter les charges des *Programmes d'utilisation efficace de l'énergie en réseaux autonomes (PUEÉRA)* comme des exclusions au mécanisme, au même titre que l'ensemble des coûts d'approvisionnement dans ces réseaux, incluant les coûts des combustibles. Ces programmes sont qualifiés de programmes commerciaux.

De plus, à la section 2.5.1 du présent mémoire, nous avons aussi recommandé de traiter les charges des interventions en transition, innovation et efficacité énergétiques comme des exclusions à ce mécanisme. Nous avons alors indiqué la possibilité que de telles interventions incluent des aides à l'autoproduction/microproduction ou à la conversion de sources d'énergie plus polluantes vers l'électricité. Ici encore, il pourrait s'agir de programmes qualifiés de « *programmes commerciaux* » tout en constituant également des interventions en transition, innovation et efficacité énergétiques

25 - Que la Régie accueille ou non nos deux recommandations susdites des sections 2.3 et 2.5.1, il nous semblerait souhaitable que celle-ci pose également le principe général selon lequel les charges de tout programme commercial, par leur nature, devraient être traitées comme des exclusions au mécanisme.

De tels programmes sont en effet conçus pour répondre à des besoins et des objectifs stratégiques spécifiques du Distributeur. Ces besoins et objectifs peuvent varier de façon interannuelle selon une logique autre que la formule paramétrique I-X. La Régie doit par ailleurs garder, chaque année, la flexibilité nécessaire pour réduire ou accroître le déploiement de tels programmes.

RECOMMANDATION NO. 2-7

L'EXCLUSION DES CHARGES DES PROGRAMMES COMMERCIAUX

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de poser le principe général de traiter comme des exclusions au mécanisme (facteur Y) les charges des programmes commerciaux d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

2.7 LES CHARGES DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR)

26 - La *Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)* d'Hydro-Québec Distribution (HQD) constitue un autre volet des objectifs d'intérêt public, de développement durable et d'équité qui font partie des éléments que la Régie doit considérer lors de l'exercice de toutes ses juridictions.

27 - Dans notre société contemporaine, en 2018, un traitement empathique à l'égard de la clientèle à faible revenu fait partie d'un bon comportement corporatif de toute société, privée ou publique.

L'étendue de l'aide accordée à cette clientèle peut varier d'une année à l'autre selon une logique autre que la formule paramétrique I-X. Et c'est la Régie qui, ultimement, doit pouvoir, lors de chaque cause tarifaire, juger le niveau approprié de l'aide prévue pour une année-témoin, et les mesures qui permettront de mettre en œuvre cette aide.

28 - Pour l'ensemble de ces motifs, nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) les charges de la *Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)* d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

RECOMMANDATION NO. 2-8

L'EXCLUSION DES CHARGES DE LA STRATÉGIE POUR LA CLIENTÈLE À FAIBLE REVENU (MFR) D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) les charges de la *Stratégie pour la clientèle à faible revenu (MFR)* d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

2.8 LES COÛTS DE RETRAITE

29 - La Régie considère que le coût de retraite devrait être intégré à la formule du mécanisme de réglementation incitative (MRI) du Distributeur :

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

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

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

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

[371] Pour ces motifs, la Régie juge que les coûts de retraite devraient être couverts par la Formule d'indexation. Elle réserve sa décision finale à cet égard en phase 3, lors de la détermination finale du MRI.²²

30 - Nous rappelons que le critère d'admissibilité des exclusions, pour la Régie, consiste à se demander soit si ces postes budgétaires échappent au contrôle de l'assujetti, soit s'il existe des raisons d'être ou objectifs spécifiques (pouvant notamment requérir une croissance des dépenses) qui rendent inappropriée l'application de la formule paramétrique pour juger s'il existe des manques à gagner ou des surplus à partager.

²² RÉGIE DE L'ÉNERGIE, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphes 367 à 371, page 89.

31 - Le Distributeur ne croit pas que les coûts de retraite devraient être assujettis à la formule. Le tableau suivant qu'il dépose nous convainc :

Historique des coûts de retraite du Distributeur 2004-2016 (M\$)²³

	Réel (M\$)	Écarts réels Année – Année antérieure (M\$)	% d'écarts / Année ant.
	(a)	(b)	(c)
2004	0,0		
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%
Total	802,5		
Moyenne	61,7		
Écart -type	44,4		

32 - La comparaison de la moyenne des coûts 61,7M\$ et de l'écart type de 44,4 M\$, soit une proportion de 72% nous convainc que la volatilité des coûts de retraite est trop grande pour ne pas fausser les résultats d'une formule d'indexation.

²³ HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, Tableau 1, page 13.

RECOMMANDATION NO. 2-9

L'EXCLUSION DES COÛTS DE RETRAITE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion au mécanisme (facteur Y) les coûts de retraite d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

2.9 LES CHARGES DE CONTRÔLE DE LA VÉGÉTATION FAISANT PARTIE DU PLAN D'ACTION QUINQUENNAL DU DISTRIBUTEUR

33 - La Régie ne s'est pas prononcée, dans sa décision D-2017-043, sur le traitement à accorder aux charges de contrôle de la végétation d'Hydro-Québec Distribution.

Le Distributeur propose de les traiter comme des exclusions au mécanisme (facteur Y) :

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

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

34 - Selon nous, ce n'est pas tellement l'imprévisibilité des événements climatiques et écologiques qui justifient de traiter les charges de contrôle de la végétation d'Hydro-Québec Distribution comme des exclusions pendant la durée du présent mécanisme (facteur Y). C'est plutôt le fait que celle-ci a entrepris un programme temporaire de rattrapage des sous-

²⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, document 4, page 20, lignes 19 à 33. Souligné en caractère gras par nous.

dépenses passées, ceci afin d'amener la fiabilité du réseau de distribution à son niveau optimal.

À ce sujet, en phase 1 du présent dossier, nous avons soutenu :

*Le soussigné a eu l'occasion, lorsqu'il était en poste à Hydro-Québec et responsable des prévisions de météo (incluant les épisodes et risques de verglas, vents violents, etc.), de vérifier que **la variable la plus pertinente pour comprendre l'évolution des taux de pannes causées par le verglas était, selon les régions, les sommes dédiées au contrôle de la végétation, plus encore que les variations de durée et d'intensité du verglas.***

Nous confirmons donc l'explication susdite d'Hydro-Québec Distribution quant à cet aspect.

***La sécurité et la fiabilité du réseau sont par ailleurs primordiales pour des motifs environnementaux,** tel que souligné par la Commission Nicolet ayant suivi le verglas de 1998, afin d'éviter que les consommateurs, pour leurs charges non captives de l'électricité, ne soient tentés de se tourner vers des sources d'énergie plus polluantes ou hésitent à se convertir à partir de telles sources vers l'électricité.*

Vu cette importance que nous accordons à la sécurité et la fiabilité du réseau, nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter le plan d'action proposé par le Distributeur pour améliorer le contrôle de la végétation. Notre expérience professionnelle nous assure que c'est la bonne chose à faire pour diminuer les risques de pannes.²⁵

35 - Le plan d'action quinquennal du Distributeur pour le contrôle de la végétation doit donc pouvoir être déployé à son mérite propre, et suivi par la Régie à ce titre, indépendamment des contraintes que lui imposeraient autrement une formule I-X.

36 - De façon cohérente avec notre appui au plan quinquennal du Distributeur pour le contrôle de la végétation nous recommandons à la Régie de l'énergie de considérer que les

²⁵ Jacques FONTAINE pour SÉ, Dossier R-4011-2017, Phase 1, Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, SÉ--1, Document 1, pages 17 et 18.

dépenses allouées à ce plan soient considérées comme des exclusions (facteur Y) pendant la durée du présent mécanisme incitatif.

RECOMMANDATION NO. 2-10***L'EXCLUSION TEMPORAIRE DES CHARGES DE CONTRÔLE DE LA VÉGÉTATION, FAISANT PARTIE DU PLAN D'ACTION QUINQUENNAL DU DISTRIBUTEUR***

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de traiter comme une exclusion (facteur Y) les charges de contrôle de la végétation faisant partie du plan d'action quinquennal d'Hydro-Québec Distribution (HQD) sur le sujet, pendant la durée du présent mécanisme incitatif.

À l'issue de ce plan quinquennal, de telles charges n'auraient probablement plus à être exclues, puisque l'imprévisibilité des événements climatiques et écologiques ne sont pas suffisantes pour justifier une telle exclusion à long terme.

2.10 LES CHARGES DE MAUVAISES CRÉANCES

37 - Bien que le volume des mauvaises créances ne résulte pas des décisions d'Hydro-Québec Distribution (HQD), il a été démontré historiquement que celui était relativement prévisible pour une année-témoin, tant pour les secteurs résidentiel que commercial-institutionnel-industriel et de grandes entreprises.

Le volume des mauvaises créances ne comporte pas le caractère d'imprévisibilité suffisant pour l'exclure du mécanisme incitatif.

RECOMMANDATION NO. 2-11

LA NON EXCLUSION DES CHARGES DES MAUVAISES CRÉANCES

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de ne pas exclure les charges des mauvaises créances du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

2.11 LE TRAITEMENT COMME EXOGÈNES (FACTEURS Z) DES ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES ET DES PANNES MAJEURES

38 - Le Distributeur propose de maintenir comme facteurs exogènes (facteurs Z) ses comptes d'écarts (CER) relatifs aux événements imprévisibles en réseaux autonomes et aux pannes majeures.²⁶

39 - La Régie a déjà exprimé son accord au maintien du compte d'écart (CER) relatif aux pannes majeures.²⁷

Par ailleurs, tel que mentionné en section 2.1 du présent mémoire, la Régie avait, au dossier R-3905-2014, phase 2, établi un mécanisme de récupération des coûts liés à des événements imprévisibles (afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de leur manutention).²⁸

40 - Il nous semble logique de considérer à priori que les événements imprévisibles en réseaux autonomes et les pannes majeures se qualifient à titre d'exogène (facteurs Z), remplissant les critères d'admissibilité à cet égard.

²⁶ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, Document 4, page 26, lignes 18 à 22.

²⁷ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 402, page 95.

²⁸ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3905-2014, Phase 2, Pièce A-0098, Décision D-2015-150, Paragraphe 69, page 8.

RECOMMANDATION NO. 2-12

LES COMPTES D'ÉCART (CER) RELATIFS AUX ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES EN RÉSEAUX AUTONOMES ET AUX PANNES MAJEURES, À TITRE D'EXOGENES

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de reconnaître, au sein du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD), les comptes d'écarts (CER) relatifs aux événements imprévisibles en réseaux autonomes et aux pannes majeures, à titre d'exogènes.

2.12 LES AUTRES COMPTES D'ÉCART

41 - Le Distributeur propose de maintenir à son mécanisme ses trois autres comptes d'écart (CER) relatifs a) au pass-on pour les achats d'électricité; b) au nivellement pour les aléas climatiques et b) à la charge locale de transport.²⁹

La Régie a déjà exprimé son accord à ce sujet.³⁰

RECOMMANDATION NO. 2-13

LES TROIS AUTRES COMPTES D'ÉCART (CER)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir, au sein du mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD), les trois autres comptes d'écart (CER) relatifs a) au pass-on pour les achats d'électricité; b) au nivellement pour les aléas climatiques et b) à la charge locale de transport.

²⁹ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0013, HQD-3, Document 4, page 26, lignes 18 à 22.

³⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 402, page 95.

3

LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR X)

42 - La Régie de l'énergie a considéré qu'un facteur de productivité (facteur X) de 1,5 % pourrait, au moins provisoirement, être envisagé pour le premier mécanisme de réglementation incitative (MRI) d'Hydro-Québec Distribution (HQD) :

[159] Quant à la détermination du Facteur X, la Régie note, à partir d'un tableau produit par PEG, que la valeur moyenne du facteur de productivité utilisé dans la réglementation des compagnies d'électricité nord-américaines de 1994 à 2011 est de 1,51 %.

[160] Comme l'indique le tableau suivant, cette valeur est similaire à celle utilisée par la Régie dans la formule paramétrique pour encadrer, de manière globale, la croissance annuelle des charges d'exploitation du Distributeur.

TABLEAU I
CIBLES D'EFFICIENCE DE LA FORMULE PARAMÉTRIQUE
DU DISTRIBUTEUR

2013	2014	2015	2016	2017*
1,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

Sources: Décisions D-2013-021 à D-2016-033.

**Cible proposée par le Distributeur au dossier R-3980-2016.*

31

³¹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphes 159 et 160, page 42.

43 - La Régie est d'avis que le Distributeur pourrait faire mieux qu'un facteur de productivité de 1,5 % mais reporte l'établissement à plus long terme de ce facteur de productivité :

[161] Toutefois, la Régie constate que les gains d'efficacité réalisés par le Distributeur sont supérieurs aux cibles fixées de manière récurrente :

« [...] les gains d'efficacité cumulatifs réalisés depuis 2008 au moyen des actions de gestion courantes du Distributeur sont évalués, en 2016, à 316,4 M\$. Cette efficacité remise à la clientèle représente un taux moyen annuel de 3,3 % depuis 2008 et de 4,9 % depuis 2014. Ces résultats, largement supérieurs à la cible minimale de 1,5 % fixée par la Régie dans sa décision D-2014-037 [...] témoignent des efforts d'efficacité constants effectués par le Distributeur »³²

44 - La Régie a demandé que le Distributeur lui fournisse une première hypothèse pour cet établissement futur du facteur de productivité :

[164] La Régie retient la méthode basée sur le jugement préconisée par le Distributeur pour déterminer la valeur du Facteur X à inclure dans la Formule d'indexation. À cette fin, le Distributeur devra mettre à la disposition des intervenants les études, analyses et rapports susceptibles d'éclairer la Régie quant à la détermination du Facteur X en phase 3.

[165] Néanmoins, bien que le jugement de la Régie demeure nécessaire dans la détermination du Facteur X, ce jugement doit s'appuyer sur des études contemporaines. Afin de déterminer s'il y a eu des modifications à l'échelle de l'industrie depuis les dernières années, la Régie est d'avis que la réalisation d'une étude PMF pour déterminer la valeur du Facteur X est opportune. Cette étude devra être réalisée à l'intérieur des premières années d'application du MRI du Distributeur pour une application possible du résultat lors de la dernière année du MRI

³² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 161, page 42.

[167] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, avant le 30 juin 2017, les études, analyses et rapports dont il dispose afin d'éclairer la Régie quant à la détermination du Facteur X en phase 3.³³

45 - À la fin du mois de juin 2017, le Distributeur a, par l'entremise de son expert Coyne, déposé une étude qui considère qu'un taux compris entre -1,37% et 1,3% devrait couvrir les valeurs de X dans le cas du Distributeur :

Table 5: Recent Productivity Study Ranges

Brattle -0.37% to -1.37%

Christensen -1.11%

PEG 0.36% to 1.03%

PSE -0.9%

Range -1.37% to 1.03% Three of the four experts estimate negative productivity growth for their industry samples over the entire period of analysis, consistent with the broader Statistics Canada utility data. All of the studies show lower (or more negative) productivity growth in the more recent time period, suggesting these longer term averages may overstate current productivity.³⁴

46 - Compte tenu qu'une étude complète du facteur de productivité (facteur X) sera entreprise dans les premières années du mécanisme, nous recommandons à la Régie de l'énergie de conserver pour l'instant le facteur X de 1,5% qui existe présentement dans la formule paramétrique.

³³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphes 164 et 165, page 43 et paragraphe 167, page 44.

³⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-061, Annexe B, Rapport de Concentric, Tableau 5, page 17.

RECOMMANDATION NO. 2-14

LE FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ (FACTEUR X)

Compte tenu qu'une étude complète du facteur de productivité (facteur X) sera entreprise dans les premières années du mécanisme, nous recommandons à la Régie de l'énergie de conserver pour l'instant le facteur X de 1,5% qui existe présentement dans la formule paramétrique.

4

LE CHOIX ET LA PONDÉRATION DES PARAMÈTRES D'INFLATION (FACTEUR I)

47 - Au dossier R-3897-2014, la Régie a déterminé ce qui suit quant au facteur d'inflation à utiliser dans le mécanisme :

*[136] Pour ces motifs, la Régie retient l'utilisation d'un taux historique aux fins du calcul du Facteur I pour la masse salariale et les autres charges. **Pour ces autres charges**, la Régie propose d'utiliser, à cet effet, **la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés**. La Régie réserve sa décision sur l'utilisation de cet indice lors de la phase 3.*

*[137] Enfin, en ce qui a trait à la pondération, la Régie retient la proposition du Distributeur à l'effet **que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule paramétrique**.*³⁵

48 - Et spécifiquement pour les salaires, la Régie décide :

[127] En conséquence, en ce qui a trait au facteur d'indexation des salaires, la Régie ne retient pas la proposition du Distributeur. À ce stade, elle propose plutôt comme indice la croissance moyenne historique calculée à partir de l'EERH pour le Québec de Statistique Canada. Afin d'atténuer les effets dus à la volatilité, la Régie considère qu'il serait raisonnable d'utiliser à cet effet la

³⁵ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphes 136 et 137, page 37. Souligné en caractère gras par nous.

moyenne mobile des trois dernières années se terminant le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés. La Régie réserve sa décision sur le choix de cet indice lors de la phase 3.³⁶

49 - Bien que la Régie réserve sa position sur l'inflation, la position alors exprimée par le Tribunal nous semble appropriée et nous recommandons à la Régie de la confirmer par sa décision à venir au présent dossier.

Nous suggérons de s'inspirer du tableau suivant pour déterminer le ratio à accorder à l'indicateur spécifique aux salaires :

Tableau 4.1
Composantes des revenus requis selon le modèle du MRI (M\$) - Année témoin 2018³⁷

	Activités de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
Revenus requis	2354,6	9604	4,1	-29	11933,7
Achats d'électricité et service de transport	0,0	9024,0	0,0	0,0	9024,0
• Achats d'électricité		6058,7			6058,7
• Service de transport		2965,3			2965,3
Coûts de distribution & services à la clientèle	2354,6	580,0	4,1	-29,0	2909,7
Charges d'exploitation	968,0	336,2	4,1	75,6	1383,9
Autres charges	623,7	325,4		-5,9	943,2
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	18,6	-121,6		-100,6	-203,6
Frais corporatifs	30,7	3,5		1,9	36,1
Rendement de la base de tarification	713,6	36,5			750,1

³⁶ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 127, page 35.

³⁷ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0020, HQD-5, document 1, Tableau 5, page 10.

De la pièce B-0026, HQD-8, document 2, nous retrouvons pour année témoin 2018 une masse salariale incluse aux activités de base de 571,9M\$.³⁸ Ce qui nous donne un ratio sur les activités de base du Distributeur de 24,3% (571,9/2354,6). Le facteur d'inflation serait donc déterminé comme suit :

	Facteur	Proportion
Inflation générale	I _{québec-2017-2018}	75,7%
Inflation sur les salaires	EERH*	24,3%

*Moyenne trois ans de l'enquête sur l'emploi, la rémunération et les heures de travail, pour le Québec.

Statistique Canada, tableau 281-0026.

RECOMMANDATION NO. 2-15

LE FACTEUR D'INFLATION (FACTEUR I)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure :

a) d'établir le facteur d'inflation, pour les charges non salariales, à partir de la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année tarifaire précédant celle pour laquelle de nouveaux tarifs doivent être fixés, et

b) que le facteur de pondération entre l'inflation et le taux de croissance des salaires soit déterminé selon une méthode similaire à celle utilisée actuellement dans les demandes tarifaires aux fins du calcul de l'enveloppe des charges d'exploitation, soit en fonction de la quote-part de la masse salariale, excluant la portion capitalisable, sur les charges totales couvertes par la formule paramétrique. Nous proposons une méthode à cet effet au chapitre 4 du présent mémoire.

³⁸ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0026, HQD-8, document 1, Tableau 1, page 5.

5

LE FACTEUR DE CROISSANCE (FACTEUR G)

50 - La formule retenue par la Régie de l'énergie pour le mécanisme incitatif d'Hydro-Québec Distribution (HQD) tient compte d'un facteur de croissance qui représente la croissance du nombre des abonnements, car comme le stipule le Tribunal :

[176] La croissance des abonnements est le principal inducteur de charges utilisé depuis les premiers dossiers tarifaires déposés par le Distributeur à la Régie. D'une part, la forte majorité des indicateurs d'efficacité présentés par le Distributeur dans les dossiers tarifaires et reconnus par la Régie ont, pour inducteur de charges, l'abonnement¹⁰⁰. D'autre part, la formule paramétrique utilisée par le Distributeur dans les dossiers tarifaires tient compte de la croissance des abonnements pour encadrer la croissance des charges d'exploitation.³⁹

51 - Cependant, selon la Régie la croissance des abonnements devrait être multipliée par 0,75 pour tenir compte des frais fixes :

[183] La Régie considère que la valeur actuelle de 0,75 incluse dans la formule paramétrique pour la croissance des abonnements doit continuer à être utilisée dans le cadre du MRI à titre de Facteur G.⁴⁰

³⁹ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 176, page 45.

⁴⁰ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 183, page 47.

52 - Nous sommes cependant d'avis que **la croissance des abonnements utilisée devrait être celle de l'année de base et non celle de l'année témoin**, pour nous assurer du souci de cohérence entre les objectifs corporatifs de rémunération incitative et le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) incorporé au mécanisme de réglementation incitative (MRI), en ce qui a trait aux objectifs de ventes et de prévision de ventes que nous avons évoquée en Phase 1 du présent dossier.⁴¹

RECOMMANDATION NO. 2-16

LE FACTEUR DE CROISSANCE (FACTEUR G)

Nous recommandons à la Régie de l'énergie de maintenir sa décision antérieure d'utiliser, au mécanisme incitatif du Distributeur, un facteur de croissance (facteur G) basé sur la croissance du nombre des abonnements, multiplié par 0,75.

Nous sommes cependant d'avis que la croissance des abonnements utilisée devrait être celle **de l'année de base et non celle de l'année témoin**, pour nous assurer du souci de cohérence entre les objectifs corporatifs de rémunération incitative et le mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR) incorporé au mécanisme de réglementation incitative (MRI), en ce qui a trait aux objectifs de ventes et de prévision de ventes que nous avons évoquée en Phase 1 du présent dossier.

⁴¹ Jacques FONTAINE pour SÉ, Dossier R-4011-2017, Phase 1, Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, SÉ--1, Document 1, page 22.

6

LES INDICATEURS DE PERFORMANCE

53 - La Régie a demandé à Hydro-Québec Distribution (HQD) l'introduction des indicateurs de performance suivants dans son mécanisme de réglementation incitative (MRI) :

[420] Ainsi, dans le cadre du MRI de première génération, la Régie favorise la mise en place d'indicateurs de performance qui sont rattachés à la qualité de service. Liés au MTÉR et à des cibles de performance, les indicateurs présentés par le Distributeur lors de la phase 3 du présent dossier devront s'inspirer de ceux utilisés actuellement dans le cadre des dossiers tarifaires et couvrir notamment les champs d'intervention suivants :

- satisfaction de la clientèle;*
- fiabilité du service;*
- alimentation électrique;*
- service à la clientèle;*
- sécurité du public et des employés.*⁴²

54 - À ces indicateurs nous recommandons d'ajouter un indicateur lié à **la baisse du pourcentage de l'électricité produite avec du diesel dans les réseaux autonomes** et qui est même suggéré par l'expert du Distributeur lui-même :

I'm not aware of one where it's not but there's another issue I think you're raising and suggesting that using diesel itself is a decision that the company makes in terms of meeting the loads in these autonomous networks and if your suggestion is that over time other fuels can be substituted for diesel, that efficiency demand-side

⁴² **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 420, pages 99 et 100.

management can be used as a tool to reduce the use of that diesel, then I think those are appropriate expectations.

In our recommendations regarding performance metrics, we suggested it might even be possible to design a performance metric around that specific issue. So that may be, I think, a more appropriate way to deal with it than the suggested fuel itself is controllable. I think that would be a stretch, again, because of the cost factor component of it, (A), and (B), it will take some time to substitute wind, biomass and other fuels for or to oil.

But I think developing a metric around movement in that direction, there could be a metric such as percentage of loads satisfied through diesel. It might be an appropriate way to measure that progress.⁴³

Un indicateur mesurant la baisse du pourcentage de l'électricité produite avec du diesel dans les réseaux autonomes atteindrait l'objectif que la Régie avait souhaité atteindre en proposant initialement de ne pas exclure du mécanisme les coûts de combustible. Nous avons au contraire, en section 2.3 du présent mémoire, proposé d'exclure de façon globale du mécanisme tous les coûts d'approvisionnement en réseaux autonomes (incluant les coûts des combustibles et des PUEÉRA) pour les motifs indiqués notamment l'interrelation entre tous ces coûts. Mais l'indicateur de baisse du pourcentage de l'électricité produite avec du diesel dans ces réseaux permettra de récompenser le Distributeur à mesure qu'il réalisera (nous le souhaitons) la transition énergétique de ces réseaux.

55 - Quant aux autres indicateurs, ils sont déjà listés dans le tableau 2, page 13 de la pièce B-0009 du présent dossier, reproduit ci-après⁴⁴ :

⁴³ **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**, Dossier R-3897-2014, Phase 1, Pièce A-0142, Décision D-2017-043, Paragraphe 374, page 90, citant l'expert Coyne d'Hydro-Québec Distribution (HQD).

⁴⁴ **HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION**, Dossier R-4011-2017, Pièce B-0009, HQD-2, document 1, Tableau 2, page 13.

TABLEAU 2 :
INDICATEURS DE QUALITÉ DU SERVICE DU DISTRIBUTEUR

INDICATEURS	UNITÉ DE MESURE	2012	2013	2014	2016	2018	2018 Juin	2017 Juin
SATISFACTION DE LA CLIENTÈLE								
Indices de satisfaction ^{(1),(2)}								
Clients Résidentiels	indice sur 10					8,1	8,1	8,2
Clients Commerciaux	indice sur 10					7,9	7,8	7,9
Clients Affaires	indice sur 10					8,1	8,0	8,2
Clients Grands comptes	indice sur 10					8,1	8,2	8,2
ISC combiné R - C - A - GC	indice sur 10					8,1	8,0	8,2
Clients Grande puissance	indice sur 10	8,4	8,3	8,3	8,2	8,3	8,3	8,5
FIABILITÉ DU SERVICE								
Indice de continuité - Distribution								
Indice de continuité brut	minutes	291	474	159	195	338	191	124
Indice de continuité normalisé	minutes	120	126	120	143	143	62	71
ALIMENTATION ÉLECTRIQUE								
Demandes d'alimentation								
Délai moyen de raccordement simple en aérien	jours	6,0	6,1	6,6	7,7	7,1	6,8	6,0
Délai moyen de prolongement réseau aérien / Délai attente client	jours	207 172	245 205	243 187	243 186	230 170	240 183	244 185
Délai moyen de prolongement réseau souterrain / Délai attente client	jours	318 305	342 322	383 362	355 328	411 388	433 386	430 414
Interruptions planifiées								
Taux de respect global des interruptions planifiées	%	90	91	91	93	92	91	86
Relève de compteurs								
Taux de relève de compteurs	%	93	93	94	92	96	95	97
SERVICES À LA CLIENTÈLE								
Délai moyen de réponse téléphonique								
Clients résidentiels	secondes	209	237	174	205	87	97	63
Clients commerciaux	secondes	191	231	158	190	93	93	64
Taux d'abandon téléphonique								
Clients résidentiels	%	11%	11%	7%	7%	5%	5%	5%
Clients commerciaux	%	10%	10%	8%	8%	4%	4%	3%
Appels des clients								
Nombre d'appels par client	nbre	0,91	0,87	0,77	0,74	0,69	0,33	0,33
Taux de résolution au 1 ^{er} appel								
Clients résidentiels	%	79%	80%	78%	79%	82%	81%	83%
Clients commerciaux	%	65%	69%	69%	69%	74%	74%	75%
Contacts Web								
Nombre de contacts Web par client ⁽³⁾	nbre	0,32	0,37	0,44	1,47	2,52	1,16	2,25
SÉCURITÉ								
Sécurité du public								
Déces provoqués par électrocution dans la population	nbre	5	1	3	5	3	2	5
Sécurité des employés								
Taux de fréquence des accidents	nbre par 200 000 heures travaillées	3,6	4,0	4,0	3,4	3,6	3,7	3,2

- 1 Les résultats de l'ISC des segments des clients Résidentiels, Commerciaux, Affaires et Grands comptes ne sont pas disponibles pour les années antérieures à 2016 puisque la méthodologie de calcul ainsi que la segmentation de la clientèle ont changé en 2016.
- 2 Les résultats 2012 à 2018 de satisfaction des clients Grande puissance ne peuvent pas être comparés à ceux des années précédentes, l'approche de calcul étant différente.
- 3 Les résultats du Nombre de contacts Web par client des années antérieures à 2015 ne sont pas comparables à ceux des années subséquentes, les définitions n'étant pas les mêmes.

56 - Rappelons que, dans le dossier R-3897-2014, phase 1 nous étions critiques de l'utilisation des indicateurs, lesquels ne sauraient suffire et ne sauraient se substituer à

l'exclusion (du mécanisme) des postes budgétaires nécessitant un contrôle plus spécifique par le Tribunal :

35 - Traditionnellement, les mécanismes incitatifs prévoient à cet égard des indicateurs de performance et de qualité de service dont les résultats serviraient, selon le cas, à accroître ou diminuer la part des gains d'efficacité que l'utilité pourra conserver.

36 - De tels outils nous apparaissent insuffisants.

37 - Appliqués à Hydro-Québec TransÉnergie et Hydro-Québec Distribution, cela signifierait par exemple que, si la performance et la qualité de service sont déficientes (par exemple s'il y a des dangers de sécurité ou des problèmes environnementaux sur le réseau), ce sont tous les citoyens du Québec qui en paieront le prix du fait que le dividende remis à l'actionnaire d'Hydro-Québec sera moindre... et les consommateurs deviendront plus riches (ayant ainsi objectivement intérêt à ce qu'il existe des dangers de sécurité, problèmes environnementaux et autres déficiences de qualité et de performance).

Nous nous sommes demandés s'il n'existait pas une meilleure manière de concevoir le mécanisme incitatif au présent dossier, dans l'intérêt public.⁴⁵

57 - Il restera donc à simplifier et à pondérer ces indicateurs et d'assurer un lien avec le MTER. Le mécanisme en place chez Énergir pourrait être une façon simple de procéder pour un nouveau mécanisme.

RECOMMANDATION NO. 2-17

LES INDICATEURS DE PERFORMANCE

Nous recommandons à la Régie de l'énergie d'accepter les indicateurs de performance proposés par Hydro-Québec Distribution (HQD) pour son mécanisme de réglementation incitative, sous réserve éventuellement d'ajustements et simplifications.

À ces indicateurs, il y aurait lieu d'ajouter un indicateur lié à la **baisse du pourcentage de l'électricité produite avec du diesel dans les réseaux autonomes.**

⁴⁵ Jacques FONTAINE et Dominique NEUMAN pour SÉ-AQLPA, Dossier R-3897-2014, phase 1, Pièce C-SÉ-AQLPA-0019, page 37, paragraphes 35 et 36 et pages 37 et 38, paragraphe 37.

7

CONCLUSION

58 - Nous invitons donc la Régie de l'énergie à accueillir les recommandations qui sont exprimées au présent mémoire de *Stratégies Énergétiques (S.É.)*, que l'on trouve également reproduites en son sommaire exécutif.

59 - Le tout respectueusement soumis.
