

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE L'AHQ-ARQ**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE L'AHQ-ARQ

FACTEUR DE PRODUCTIVITÉ

1. Références :

- (i) B-0080, HQD-15, document 1.3, pages 13 à 15, réponse 7.2;
- (ii) B-0008, HQD-1, document 4, page 5, tableau 1.

Préambule :

- (i) « *Selon les modalités de disposition proposées par le Distributeur quant aux soldes 2016 et 2017 du compte de pass-on et du compte de nivellement, la hausse tarifaire demandée pour 2018 est de 1,1 %, celle des années subséquentes seraient de 2,5 % en 2019 et de 1,9 % en 2020, puis de l'ordre de 1 % pour les années 2021 à 2023.*

[...]

Le Distributeur tient à rappeler que les ordres de grandeur des hausses tarifaires pour les années suivant l'année témoin au dossier tarifaire correspondent à sa meilleure évaluation en fonction des informations disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.

Plus précisément, dans ses prévisions de hausses tarifaires 2019 et 2020, le Distributeur prévoit une pression à la hausse des coûts d'approvisionnement en lien avec de nouvelles mises en service de projets éoliens et avec l'indexation du coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale, ainsi qu'une charge de service de transport plus élevée selon les prévisions à long terme du Transporteur. Ainsi, les modalités de disposition proposées par le Distributeur lui permettront de mieux faire face à ces augmentations anticipées.

Enfin, le Distributeur tient à rappeler que ses prévisions de hausses tarifaire sont sujettes aux modifications de ces paramètres ou hypothèses découlant de l'évolution de son contexte au cours des prochaines années et que, comme pour toute autre prévision, l'incertitude quant aux hausses tarifaires croît avec l'horizon considéré. » (Nous soulignons)

(ii) «

**TABLEAU 1 :
REVENUS ADDITIONNELS REQUIS ET HAUSSE TARIFAIRE DEMANDÉE AU 1^{ER} AVRIL 2018 (M\$)**

Revenus des ventes 2018 (sans hausse de tarif)	11 712,9
Rabais sur ventes - Ménages à faible revenu	-18,3
Revenus autres que ventes d'électricité	146,0
Ajustement - Provision réglementaire 2017	-23,2 ¹
Revenus totaux aux fins du calcul des revenus additionnels requis	11 817,4
Revenus requis	
Achats	
Achats d'électricité	6 058,7
Service de transport	2 965,3
Coûts de distribution & services à la clientèle	
Charges d'exploitation	1 383,9
Autres charges	943,2
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	-203,8
Frais corporatifs	36,1
Rendement de la base de tarification	750,1
Revenus requis	11 933,5
Revenus additionnels requis 2018	-116,1
Revenus des ventes avant hausse	
- Excluant les contrats spéciaux	10 729,9
- Excluant les contrats spéciaux et le tarif L	9 468,2
Hausse demandée - 1^{er} avril 2018	
- Clientèle au tarif L	0,8%
- Autres clientèles	1,1%
Revenus générés en 2018 par la hausse demandée	74,8
Provision réglementaire 2018 récupérée en 2019	41,3 ²

¹ Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2017 relatif à la hausse tarifaire appliquée au 1^{er} avril 2017, récupéré en 2018.

² Correspond au manque à gagner de janvier à mars 2018 associé à la hausse tarifaire demandée pour le 1^{er} avril 2018 à récupérer en 2019.

»

Demandes :

- 1.1 Veuillez fournir la prévision annuelle des coûts d'approvisionnement sur la période 2019-2021 qui a été utilisée pour établir la prévision des hausses tarifaires de la référence (i).

Réponse :

1 **La demande dépasse le cadre du présent dossier.**

1.2 Veuillez fournir la prévision annuelle de la charge de service de transport sur la période 2019-2021 qui a été utilisée pour établir la prévision des hausses tarifaires de la référence (i).

Réponse :

1 **La demande dépasse le cadre du présent dossier.**

1.3 Veuillez fournir un tableau équivalant au tableau de la référence (ii) pour chacune des hausses tarifaires de 2019 à 2021 dont il est question à la référence (i).

Réponse :

2 **La demande dépasse le cadre du présent dossier.**

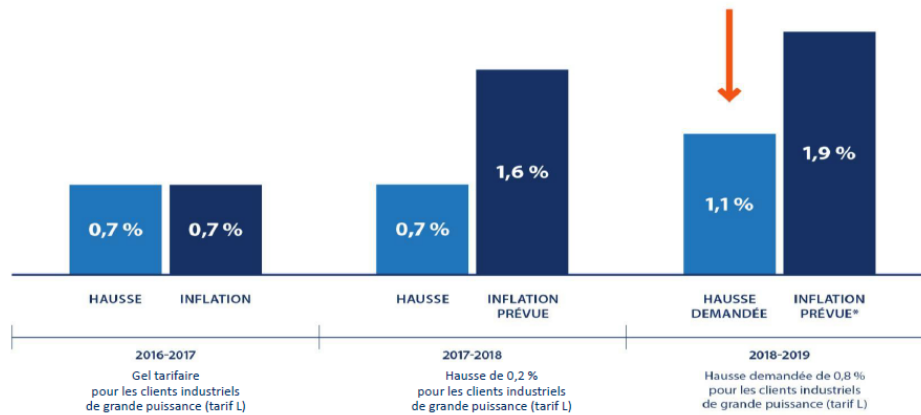
2. Références :

- (i) B-0009, HQD-2, document 1, page 5, lignes 1 à 6;
- (ii) A-0025, page 19;
- (iii) B-0177, HQD-20, document 1, page 21, lignes 20 à 22.

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur s'est doté en 2017 d'un plan directeur, lequel découle du Plan stratégique 2016-2020 d'Hydro-Québec. Par son plan, le Distributeur vise à contribuer aux grands objectifs de l'entreprise d'être reconnue, entre autres, comme une référence en matière de services à la clientèle, tout en limitant les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation. Ce plan expose la vision de son organisation et énonce les principales actions qu'il préconise pour y arriver.* » (Nous soulignons)

- (ii) «
Demande tarifaire inférieure ou égale à l'inflation
Engagement respecté pour une troisième année de suite



- »
(iii) « En conclusion, compte tenu de ce qui précède, le Distributeur est d'avis que la proposition d'un Facteur X de -0,50 %, inclusif d'un stretch factor de 0,25 %, est pleinement justifiée. »

Demandes :

- 2.1 En vous basant sur le MRI proposé par le Distributeur, veuillez fournir une démonstration chiffrée complète que le facteur X de la référence (iii) de -0,50 %, inclusif d'un dividende client (*stretch factor*) de 0,25 %, lui permet de respecter son engagement des références (i) et (ii) selon lequel les hausses tarifaires seraient limitées à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période 2016-2020.

Réponse :

L'engagement du Distributeur de limiter les hausses tarifaires à l'inflation ne doit pas être confondu avec l'objectif du Facteur X. Dans sa preuve¹, Concentric précise:

« The purpose of the X factor ("X") in an MRI or PBR program, such as that approved for HQD, is to establish a revenue path for the company related to inflation ("I") rather than actual costs, thereby creating a direct incentive to control costs. » (notre soulignement)

Le Distributeur rappelle qu'environ 80 %² des coûts qui composent ses revenus requis ne sont pas couverts par la Formule d'indexation et ne sont donc pas assujettis au Facteur X. À titre d'exemple, les achats d'électricité et les charges liées au service de transport sont traités en Facteur Y, ces coûts

¹ HQD-20, document 2, page 4 [B-0178]

² Dossier R-4011-2017, pièce HQD-5, document 1 (B-0020), tableau 5.

1 n'étant pas sous le contrôle direct du Distributeur. Si, au cours des
2 prochaines années, les hausses tarifaires résultantes du MRI devaient être
3 supérieures à l'inflation, c'est plutôt en lissant les hausses tarifaires au
4 moyen de demandes de modifications aux principes réglementaires que le
5 Distributeur pourra respecter son engagement (références (i) et (ii)), et non
6 par un ajustement à la hausse du Facteur X (ou du *stretch factor*). Voir
7 également la réponse à la question 1.5 de l'ACEFQ (HQD-15, document 3 [B-
8 0083]).

9 L'établissement du facteur X doit être indépendant de tout engagement que le
10 Distributeur pourrait prendre relativement aux hausses tarifaires, car ces
11 engagements ne font pas partie d'un MRI.

12 La démonstration demandée n'est donc pas pertinente.

- 2.2 En vous basant sur le MRI proposé par le Distributeur, veuillez indiquer, avec une démonstration chiffrée, quelle est la valeur minimale que le facteur X, inclusif d'un dividende client (*stretch factor*), pourrait avoir afin de respecter son engagement des références (i) et (ii) de limiter les hausses tarifaires à un niveau inférieur ou égal à l'inflation sur la période 2016-2020.

Réponse :

13 Voir la réponse à la question 2.1.

3. **Référence :** B-0178, HQD-20, document 2, page 6.

Préambule :

« *The annual productivity estimates from these studies, as well as the 2012 NERA study upon which the 2012 AUC decision was based, are illustrated in Figure 1 as separate lines. The calculation of TFP is based on the difference between measured outputs (MWHs or customers) and inputs (labor, capital, and materials). Both outputs and inputs vary by year, and taking the difference between the two indices creates a volatile year-to-year profile, so the data is typically compiled over many years to reflect the industry trend. All the studies show an industry trend in productivity converging at or below zero over this two-decade period, indicating negative productivity growth. This does not mean the utilities in the sample are becoming less productive, per se, but that the rate of growth of inputs is exceeding the rate of growth in outputs. A contributing factor has been the decline in electric demand growth without offsetting declines in*

labor, capital and other operational costs required to maintain and upgrade these utility systems. » (Nous soulignons)

Demande :

- 3.1** Dans le cas des éléments couverts par la formule d'indexation du MRI du Distributeur, veuillez indiquer si, comme mentionné à la référence pour d'autres cas, le taux d'augmentation des intrants dépasse le taux d'augmentation des extrants dans un contexte de ralentissement de la hausse de la demande d'électricité au Québec. Dans l'affirmative, veuillez justifier la réponse en fournissant des valeurs chiffrées.

Réponse de Concentric :

1 **Concentric has not conducted a specific examination of the relationship**
2 **between input and output growth for the items covered under HQD's MRI**
3 **formula. The intent of a productivity study is normally to estimate industry**
4 **productivity, and to then apply a region-specific inflation factor to that**
5 **productivity. In some cases, utility specific studies are conducted, but it is**
6 **normally the industry productivity that is used to set the I-X target.**

AMORTISSEMENT, BASE DE TARIFICATION ET ABONNEMENTS

- 4. Référence :** R-3897-2014, C-HQT-HQD-0091, HQTD-7, document 2 révisé, page 3, tableau E-4B.

Préambule :

«

**TABLEAU E-4B :
ÉVOLUTION DE L'AMORTISSEMENT, DE LA BASE DE TARIFICATION
ET DES ABONNEMENTS DE 2016 À 2020**

	2016		2017	2018	2019	2020
	D-2016-033	Année de base	Année témoin	Données prévisionnelles		
Amortissement total	641,8	644,6	927,5	708,7	701,2	692,7
Moins : Facteurs Y						
- Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique						
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	151,0	151,0	143,5	134,7	122,7	109,0
Programmes et activités du BEIÉ	15,4	15,4	15,4	15,4	13,3	11,5
- Comptes d'écarts et de reports (CER)						
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129,3)	(129,3)	166,2	-	-	-
Amortissement sujet au MRI ¹	604,7	607,5	602,4	558,6	565,2	572,2
Base de tarification - moyenne 13 soldes	10 519,6	10 743,3	10 780,6	10 890,8	11 115,7	11 175,5
Moins : Facteurs Y						
- Interventions, programmes et activités en efficacité énergétique						
Interventions en efficacité énergétique (dont PGEÉ)	655,9	654,5	583,0	528,9	485,3	454,4
Programmes et activités du BEIÉ	68,0	68,0	52,5	37,1	22,8	10,4
Base de tarification - moyenne 13 soldes ajustée	9 795,8	10 020,9	10 145,1	10 324,8	10 607,7	10 710,8
Abonnements	4 255 050	4 250 321	4 285 421	4 320 421	4 356 521	4 392 121

¹ La diminution observée entre 2017 et 2018 est principalement attribuable à la fin de l'amortissement du projet SIC

»

Demande :

4.1 Veuillez compléter le tableau de la référence en y ajoutant l'année 2021.

Réponse :

1 **La demande dépasse le cadre du présent dossier, la Régie ayant déjà statué**
 2 **que les rubriques d'amortissement et de rendement de la base de tarification**
 3 **sont incluses dans la formule d'indexation³.**

5. **Référence :** B-0178, HQD-20, document 2, page 20.

Préambule :

« As mentioned above, the recently decided Eversource decision in Massachusetts incorporated a stretch factor of 0.25%, as long as inflation exceeds 2.0%. The Régie notes in its Phase I Decision that after examining all the

³ Décision D-2017-043, paragraphe 252.

elements covered by the indexing formula it would consider whether any “favorable or unfavorable bias” might warrant accounting in the stretch factor. [note de bas de page omise] This would be an inappropriate use of a stretch factor. Practically speaking, a stretch factor is a judgmental matter designed to guarantee consumers savings greater than the industry trend level. It is not designed to remedy any bias in other plan elements. Taking these recent examples, the previous Alberta and recent Massachusetts stretch factors of 0.2% and 0.25%, respectively, establish reasonable benchmarks. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 5.1 Veuillez indiquer ce qui empêcherait la Régie, en utilisant son jugement dans la détermination du facteur de productivité (Facteur X) et du dividende client (Facteur s), de tenir compte de biais favorables ou défavorables affectant certains éléments couverts par la formule d'indexation.

Réponse de Concentric :

1 **Concentric is suggesting that it would be inappropriate to reflect any bias in**
2 **establishing the stretch factor, but rather the Régie should apply its judgment**
3 **to the question of whether there is a reasonable opportunity to deliver**
4 **consumer savings that are greater than the industry average. That is the**
5 **purpose of a stretch factor, not to correct any perceived bias in other**
6 **elements of the plan.**

- 5.2 Dans le cas où l'expert retenu par le Distributeur juge que les facteurs X et/ou s ne sont pas les bons véhicules pour tenir compte de biais favorables ou défavorables affectant certains éléments couverts par la formule d'indexation, veuillez indiquer quelle serait la façon de le faire.

Réponse de Concentric :

7 **Each of the plan parameters, the determination of what is included in the**
8 **formula, and the base year cost of service afford opportunities to design a**
9 **PBR plan that is appropriate for the utility. There should be no inherent**
10 **“biases” at the outset, but earnings sharing and off-ramp mechanisms**
11 **provide some safeguards, and inevitably changes are made from one plan to**
12 **the next as both the regulator and utility adapt to this change in regulation and**
13 **its incentives from one plan to the next.**

- 5.3 Veuillez commenter sur la possibilité pour la Régie d'utiliser un autre facteur (par exemple un Facteur B) pour tenir compte de biais favorables ou défavorables affectant certains éléments couverts par la formule d'indexation.

Réponse de Concentric :

1 **Please see response to Question 5.2.**

6. Références :

- (i) B-0178, HQD-20, document 2, page 24;
- (ii) D-2017-043, page 58, paragraphe 230.

Préambule :

- (i) « *Concentric recommends the Régie place weight on the studies presented by experts in the Alberta, Massachusetts, and Ontario proceedings. These studies incorporate data for relatively large groups of U.S. (the Alberta and Massachusetts studies) and Canadian utilities (the Ontario study). Considering the resulting X factor determined by the AUC of 0.3%, including a stretch factor, this would be an upper-end target for HQD in its first-generation MRI. The Mass DPU's adopted -1.31%, with a 0.25% stretch factor conditional on GDP-I greater than 2.0%, sets an appropriate lower bound. The DPU explicitly ruled that grid modernization investments proposed by the company would be considered outside of PBR, indicating the potential for significant investments outside the I-X revenue cap. The AUC's PBR also includes significant adjustments for capital investments outside of the formula, for which the Régie formula does not. Hydro One's proposal includes capital additions outside I-X that would place its effective X in the -1.04 to -2.26% range. A separate proceeding will be used in Massachusetts to determine how incremental grid modernization investment will be handled. For HQD, all capital investments, other than those excluded for a Z factor, are included in the formula. This creates a greater challenge in that regard than the Alberta utilities, Eversource or Hydro One face under their PBR plans. »
(Nous soulignons)*
- (ii) « [230] Selon les projections du Distributeur, les dépenses d'amortissement continueront de diminuer, passant de 607,5 M\$, prévus pour l'année de base 2016, à 572,2 M\$ en 2020, soit un rythme annuel moyen de - 1,5 % par année. Il apparaît donc que l'inclusion de la dépense d'amortissement au mécanisme pourrait introduire un biais favorable au Distributeur au cours de cette période. »
(Nous soulignons)

Demandes :

- 6.1 Veuillez indiquer si, dans les études citées à la référence (i), des coûts du même type que les coûts d'approvisionnements et de service de transport du Distributeur sont inclus ou non. Veuillez expliquer comment de tels coûts sont traités par ces études.

Réponse de Concentric :

1 **As Concentric understands the question, AHQ-ARQ would like to know if the**
2 **productivity studies cited by Concentric include supply and transmission**
3 **costs similar to those of the distributor. Generally, each of the studies cited**
4 **by Concentric is based on FERC Form 1 data for their respective samples of**
5 **U.S. electric utilities. The exceptions are gas studies, which rely on FERC**
6 **Form 2 data, and the Ontario studies, which rely on data for Ontario electric**
7 **distributors. Concentric has not specifically investigated the included and**
8 **excluded cost categories for each study, as those evidentiary details are**
9 **beyond the scope of this proceeding. Concentric is aware of the following:**

10 **The NERA study, which served as the basis for the AUC's original 2012**
11 **decision, also served as the basis for two of the experts in AUC's 2016**
12 **decision (Brattle and Christensen) and the expert testimony which served as**
13 **the basis of the MDPU Eversource decision (Christensen), and NERA's recent**
14 **filing on behalf of Enbridge and Union Gas in Ontario. These studies rely on**
15 **this same basic approach to excluded transmission and production costs:**

16 **Our [NERA] TFP Study used the FERC cost data directly assigned**
17 **to the distribution portion of the companies. Costs related to**
18 **production (generation) and transmission are not included in this**
19 **Study, nor are costs related to general overheads (i.e., common**
20 **costs) or customer accounts (e.g., uncollectible accounts).**

21 **The data for this Study are electricity data and pertain to electricity**
22 **companies, whether standalone electricity companies or**
23 **combination electricity/gas companies. (Total Factor Productivity**
24 **Study for Use in AUC, Proceeding 566 – Rate Regulation Initiative,**
25 **NERA Economic Consulting, December 30, 2010, at p. 6.)**

26 **The PEG and PSE studies utilized or filed in Ontario are based on PEG's**
27 **methodology. Included and excluded cost categories were summarized in**
28 **PEG's report for the Board and is reproduced in the table below: (Productivity**
29 **and Benchmarking Research In Support Of Incentive Rate Setting In Ontario:**
30 **Final Report To The Ontario Energy Board, November 5, 2013, Pacific**
31 **Economics Group Research, LLC, November 5, 2013 (Issued on November 21,**
32 **2013 and as corrected on December 19, 2013 and January 24, 2014)).**

Table 5

Cost Measures for Empirical Analysis

Industry TFP Growth		Distribution Cost Benchmarking	
	Included in Study?		Included in Study?
Candidate Capital Costs:		Candidate Capital Costs:	
Capital Benchmark Year: 1989*		Capital Benchmark Year: 1989*	
Taxes	No	Taxes	No
Transmission Substations > 50 KV Assets**	Yes	Transmission Substations > 50 KV Assets**	No
Gross Capital Expenditures	Yes	Gross Capital Expenditures	Yes
CIAC	No	CIAC	Yes
Smart Meter Expenditures	No	Smart Meter Expenditures	Yes
Candidate OM&A Costs:		Candidate OM&A Costs:	
Distribution OM&A (excluding bad debt expenses)	Yes	Distribution OM&A (excluding bad debt expenses)	Yes
High Voltage OM&A***	Yes	High Voltage OM&A***	No
Low Voltage Charges to Embedded Distributors****	No	LV Charges to Embedded Distributors****	Yes
Smart Meter Incremental OM&A*****	No	Smart Meter Incremental OM&A*****	Yes

Notes:

* Exceptions are Hydro One, Algoma Power, Canadian Niagara Power, Greater Sudbury Power, Innisfill Hydro and PUC Distribution, where data before 2002 were not available.

** Account Number 1815

*** Proxy High Voltage OM&A costs were calculated as the sum of OM&A in accounts 5014, 5015, and 5112

**** Excludes Regulatory Asset Recovery Charges

***** Account Number 1556, net of estimated amortization of smart meter expenditures

1
2
3
4
5
6

It appears from this table that PEG included High Voltage expenses for the distributors in the TFP study, but excluded them for benchmarking. Given that Ontario's distributors in general are not responsible for the bulk of the system's transmission costs or energy supply, it would appear these costs are generally excluded.

6.2 Veuillez concilier l'affirmation de la référence (i) selon laquelle le Distributeur aurait un plus grand défi (« *greater challenge* ») et le constat de la Régie à la référence (ii) selon lequel l'inclusion de la dépense d'amortissement au mécanisme pourrait introduire un biais favorable au Distributeur.

Réponse de Concentric :

7
8
9
10
11
12
13
14
15

The point made by Concentric is that the Alberta, British Columbia, Ontario, and Massachusetts programs all include recognition for capital expenditures beyond the I-X rate or revenue path, and this provides these utilities with greater flexibility in accommodating capital planning beyond Z factor exceptions. HQD does not have that flexibility in the program approved by the Régie in its decision D-2017-043 for Phase I. Additionally, the cited trend in HQD's amortization is for 2016-2020, which would need to be updated for a 2018 base year, and even then, HQD would bear the consequences of actual events that differ from the projection. Finally, in the following paragraphs of

1 the Régie's Phase I Decision, it appropriately recognized the difference
2 between an I-X plan and cost of service:

3 [231] La Régie convient toutefois qu'il faut envisager l'inclusion des
4 divers éléments couverts par la Formule d'indexation avec une
5 vision d'ensemble plutôt qu'avec une approche « ligne par ligne ».
6 Il peut arriver qu'un item dont la croissance historique ou prévue
7 est plus faible vienne compenser un autre item dont la croissance
8 historique ou prévue est plus forte que la croissance générale de
9 la Formule d'indexation.

10 And:

11 [249] La Régie remarque également un effet de lissage significatif lié
12 au fait que l'évolution des dépenses d'amortissement et celle de la
13 base de tarification ne sont pas parfaitement corrélées. En
14 combinant ces deux postes importants, les fluctuations annuelles
15 de ces deux éléments du coût du capital sont fortement atténuées.

16 Concentric agrees with the Régie that it is important to consider the
17 interaction of the many plan components, and not a single line item.

Complément de réponse du Distributeur :

18 Dans sa décision D-2017-043, la Régie fait le constat que « *Selon les*
19 *projections du Distributeur présentées à titre indicatif, le total des dépenses*
20 *d'amortissement et du rendement estimé de la base de tarification passerait*
21 *de 1 303 M\$ pour l'année de base 2016 à 1 316 M\$ en 2020, correspondant à*
22 *une hausse annualisée moyenne d'environ 0,24 % »⁴.*

23 Le Distributeur n'a pas fait l'examen exhaustif des ajustements (Facteurs Y ou
24 Z) qui auraient pu être pris en compte si le MRI avait été en vigueur
25 antérieurement à 2018 mais identifie d'emblée un ajustement qui devrait être
26 considéré dans le calcul de la Régie, soit l'importante diminution des coûts
27 constatée entre 2017 et 2018 découlant de la fin de durée de vie utile du
28 logiciel Système d'information clientèle (SIC). Ainsi, n'eut été de cet élément,
29 la hausse annualisée moyenne aurait été d'environ 1,4 %. Le Distributeur
30 souligne que l'année témoin 2018, qui constitue la première année du MRI
31 établie sur la base du coût de service, prend en considération cette réduction
32 découlant de la fin de durée de vie utile de SIC, et que par conséquent aucun
33 ajustement à cet effet ne sera requis pour les prochaines années.

34 Le Distributeur ne peut donc pas conclure que l'inclusion de la dépense
35 d'amortissement au mécanisme pourrait introduire un biais favorable au
36 Distributeur.

⁴ Décision D-2017-043, paragraphe 250

RÉPARTITION DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI

7. Référence : B-0020, HQD-5, document 1, pages 10 et 11, tableaux 5 et 6.

Préambule :

«

**TABLEAU 5 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI (M\$)**

	Année témoin 2018				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 354,6	9 604,0	4,1	-29,2	11 933,5
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	0,0	9 024,0	0,0	0,0	9 024,0
Achats d'électricité		6 058,7			6 058,7
Service de transport		2 965,3			2 965,3
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 354,6	580,0	4,1	-29,2	2 909,5
Charges d'exploitation	968,0	336,2	4,1	75,6	1 383,9
Autres charges	623,7	325,4		-5,9	943,2
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	18,6	-121,6		-100,8	-203,8
Frais corporatifs	30,7	3,5		1,9	36,1
Rendement de la base de tarification	713,6	36,5			750,1
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	81%	20%	0%	-1%	100%

**TABLEAU 6 :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI (M\$)**

	Facteurs Y								Facteur Z		CER pré-MRI				
	Achats d'électricité	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Pannes majeures	Combustible	Coût de retraite	Modifications à l'ASC 715	Programme Conversion à l'électricité	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	6 058,7								6 058,7						
Service de transport		2 965,3							2 965,3						
Charges d'exploitation				126,8	20,3	71,0	25,0	84,1	336,2	4,1		(3,1)	78,4	0,3	75,6
Autres charges									325,4						(5,9)
Combustible			97,2						97,2		(2,4)				(2,4)
Amortissement	46,7						145,6		192,3					(3,9)	(3,9)
Taxes							35,9		35,9						
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs				(121,6)					(121,6)			(17,8)	(83,2)		(100,8)
Frais corporatifs				3,5					3,5		(0,5)	2,4			1,9
Rendement de la base de tarification							36,5		36,5						
	6 105,4	2 965,3	97,2	8,7	20,3	71,0	243,0	84,1	9 604,0	4,1	(2,4)	(21,2)	(2,4)	(3,2)	(29,2)

»

Demande :

- 7.1 Veuillez fournir des tableaux équivalant aux tableaux 5 et 6 de la référence pour chacune des années de 2019 à 2021, en y intégrant la meilleure évaluation du Distributeur en fonction des informations disponibles au moment de la préparation du dossier tarifaire.

Réponse :

- 1 **La demande dépasse le cadre du présent dossier.**
2 **En outre, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir l'information**
3 **demandée dans le cadre du présent dossier, d'autant plus que les paramètres**
4 **du MRI n'ont pas encore tous été reconnus par la Régie.**

EXCLUSIONS

8. Références :

- (i) B-0013, HQD-3, document 4, page 19, lignes 5 à 22;
- (ii) B-0013, HQD-3, document 4, page 19, lignes 23 à 28.

Préambule :

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

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

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

Malgré le fait que le Distributeur exerce un contrôle sur sa stratégie de recouvrement, il est d'avis que ce contrôle est partiel puisqu'il fait face à certaines contraintes. En effet, le Distributeur doit respecter les conditions de services d'électricité en vigueur en lien avec l'interruption de la clientèle en période hivernale et il a l'obligation d'alimenter tous les clients québécois,

quelle que soit leur capacité de payer leur facture d'électricité. Le Distributeur n'a pas de contrôle direct sur la capacité de payer des clients.

Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur estime que la DMC se qualifie à titre d'exclusion. » (Nous soulignons)

- (ii) « *Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître les coûts de la stratégie pour la clientèle à faible revenu à titre d'exclusion puisque cette dépense satisfait à tous les critères établissant une exclusion.*

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

Demandes :

- 8.1** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (i) selon laquelle l'évolution de la DMC peut être volatile et non conforme à la trajectoire définie par la Formule d'indexation.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 7 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-21, document 1.1 (B-0186).**

- 8.2** Veuillez démontrer, avec chiffres à l'appui, l'affirmation de la référence (ii) selon laquelle l'évolution des coûts de la stratégie MFR peut être volatile et non conforme à la trajectoire définie par la Formule d'indexation.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 7 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-21, document 1.1 (B-0186).**