

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ  
DE L'ANNÉE TARIFAIRE 2019-2020**

Réponses aux questions 1.1, 1.2, 5.1 et 5.2 de la demande de renseignements n° 1  
de la Régie de l'énergie à l'AQCIE-CIFQ

---

**1. Référence :** Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0015](#), p. 6.

**Préambule :**

*« Comme on l'a vu ci-dessus, le fait d'inclure les besoins non fermes du Distributeur pour la détermination de la facture pour ses services de transport a pour conséquence d'augmenter le montant de sa facture de 11,92 M\$ pour l'année 2019.*

*Les intervenants considèrent que les clients sont victimes d'une double facturation car les revenus requis du Distributeur incluent à la fois la compensation versée aux clients qui participent aux programmes de gestion de la puissance et le montant versé au Transporteur pour un service de transport non ferme.*

*Les intervenants recommandent à la Régie de statuer que la capacité relative à la Gestion de la puissance est une capacité non ferme qui ne doit pas être incluse dans les besoins de la charge locale pour la détermination du tarif de transport et de la facture de transport du Distributeur. »*  
[nous soulignons]

**Demandes :**

1.1 Veuillez préciser et quantifier l'argument de double facturation, tel que souligné au préambule, quant à son impact pour la clientèle au tarif L et pour l'ensemble de la clientèle.

**Réponse 1.1**

**Pour illustrer leur argument de double facturation, les intervenants présentent le tableau suivant qui a été déposé par le Distributeur dans le cadre du dossier R-4041-2018 concernant le projet d'autorisation du programme GDP Affaires. Ce tableau fait une comparaison entre les coûts sans le programme et les coûts du programme.**

Réponse à l'engagement n° 5 :

Le tableau E-5 présente l'information demandée.

**TABLEAU E-5 :**  
**COÛTS DES ACHATS D'ÉLECTRICITÉ SANS LE PROGRAMME GDP AFFAIRES**

	VAN	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026
<b>Bilan sans le Programme - Puissance additionnelle requise (MW)</b>		450	550	1 100	1 350	1 550	1 350	2 150	2 450
<b>MW à acquérir pour équilibrer le bilan</b>		287	360	370	380	415	425	445	455
(1) Avec achats puissance court terme		287	360	370	-	-	-	-	-
(2) Avec appel d'offres de long terme		-	-	-	500	500	500	500	500
<b>Achats court terme prime fixe</b>									
(3) Coût unitaire (\$/kW)		20	20	21	21	22	22	23	23
(4) = (3) x (1) Total (M\$)	19,6	5,7	7,3	7,7	-	-	-	-	-
<b>Achats court terme prime variable</b>									
(5) Coût unitaire (¢/kWh)		18,01	18,37	18,74	19,11	19,49	19,88	20,28	20,69
(6) GWh pour 100 heures		29	36	37	-	-	-	-	-
(7) = (6) x (5) Total (M\$)	17,7	5,2	6,6	6,9	-	-	-	-	-
<b>Achat A/O prime fixe</b>									
(8) Coût unitaire (\$/kW)		-	-	-	117	119	122	124	127
(9) = (8) x (2) Total (M\$)	233,8	-	-	-	56,5	59,7	60,9	62,1	63,3
<b>Achat A/O prime variable</b>									
(10) Coût unitaire (¢/kWh)		-	-	-	6,19	6,32	6,44	6,57	6,70
(11) GWh pour 100 heures		-	-	-	50	50	50	50	50
(12) = (11) x (10) Total (M\$)	12,4	-	-	-	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4
(13) = (4) + (7) + (9) + (12) <b>Coûts d'achats d'électricité</b>	283,4	10,9	14,0	14,6	61,6	62,8	64,1	65,4	66,7
(14) <b>Coûts marginaux de transport et de distribution</b>	185,5	15,2	24,6	25,7	27,0	30,0	31,4	33,5	34,9
(15) <b>Coûts totaux sans le Programme</b>	468,9	30,1	38,5	40,4	88,6	92,9	95,5	98,9	101,6
<b>Comparaison avec les coûts totaux du programme GDP Affaires (M\$)</b>									
(14) <b>Coûts totaux GDP Affaires (M\$)</b>	207,7	23,0	28,8	29,6	30,5	33,3	34,2	35,9	36,8
(15) = (14) - (13) <b>Écart</b>	(261,2)	(7,1)	(9,7)	(10,7)	(58,1)	(59,5)	(61,3)	(63,0)	(64,9)

On peut constater que les coûts marginaux de transport et de distribution (ligne 14) sont pris en compte pour déterminer les coûts totaux sans le programme. Ces coûts sont ajoutés aux coûts d'achats d'électricité pour déterminer les coûts totaux (ligne 15).

La deuxième partie du tableau montre les coûts totaux du programme GDP Affaires.

On peut constater que, pour les trois premières années du programme, les coûts du programme sont plus élevés que les coûts d'achat d'électricité mais que la prise en compte des coûts marginaux de transport et de distribution permet de renverser cette situation.

On peut donc déduire que le Distributeur verse une compensation plus élevée que les seuls coûts d'achat d'électricité. Selon les intervenants, cette compensation plus élevée est justifiée par les coûts évités de transport et de distribution. Pour les trois années considérées, l'écart entre les coûts d'achat de l'électricité et les coûts totaux du Programme est de 12,1 M\$, 14,8 M\$ et 15,0 M\$.

Ainsi, la compensation de 70 \$/kW offerte dans le cadre du programme GDP Affaires prend en considération des coûts évités de transport et de distribution.

**L'impact se retrouve dans les revenus requis du Distributeur et est assumé par tous les clients.**

**La proposition des intervenants vise à appliquer aux moyens de gestion de la demande le même traitement que celui appliqué à la biénergie et celui proposé pour les clients d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.**

1.2 Veuillez préciser la position de l'AQCIE-CIFQ quant au traitement de la rémunération des clients participant à l'option d'électricité interruptible dans la méthode de répartition des coûts de service, considérant la position exprimée au préambule.

### **Réponse 1.2**

**La rémunération ou la compensation que reçoivent les clients participant à l'option d'électricité interruptible est justifiée par le service rendu par ces clients en permettant au Distributeur d'éviter d'acheter de la puissance sur les marchés. Elle doit être considérée comme telle et non comme un avantage particulier.**

**Selon la compréhension des intervenants, la compensation est incluse dans les coûts de service du Distributeur au même titre que si l'achat avait été fait différemment et n'affecte pas la méthode de répartition.**

2. Référence : Pièce : [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 14-15.

### **Préambule :**

PEG présente au tableau 1, les *Service Quality Incentive Mechanisms of Sampled U.S. Electric Utilities*.

### **Demande :**

#### **Question à PEG :**

2.1 Veuillez préciser, pour chaque entreprise identifiée en référence, les objectifs visés par les mécanismes utilisés.

**(Réponse de PEG à venir)**

3. **Références :**
- (i) Pièce : [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 17
  - (ii) Pièce : [B-0011](#), p.12
  - (iii) La Régie a produit un tableau à partir des références (i) et (ii)

**Préambule :**

- (i) « *PEG's Alternative Service Quality Incentive Mechanism Proposal*

*We recommend the following revisions to HQD's proposed service quality mechanism.*

- *The weights on safety, power supply, and customer service should each be reduced to 10%. These weights should be transferred to the reliability metrics. The weight on the reliability metrics would then be 50%.*
- *A reliability metric should be added which addresses service in more rural areas. First call resolution rate should be added as a customer service metric.*
- *The targets for the customer service metrics should be a three year rather than a five year average of their recent historical values. [...] »;*

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 2, les cibles et les pondérations des dix indicateurs de qualité du service retenus aux fins de la liaison au MTÉR.

- (iii) Comparaison des propositions du Distributeur et de PEG :

À partir des données présentées aux références (i) et (ii), la Régie a préparé le tableau suivant :

Indicateurs	Pondérations		Cibles	
	HQD	PEG	HQD	PEG
<b>Satisfaction de la clientèle</b>	<b>20 %</b>	<b>20 %</b>		
ISC Combiné R-C-A (indice sur 10)	15 %		8,15	
ISC Clients Grande puissance (indice sur 10)	5 %		8,50	
<b>Fiabilité du service électrique</b>	<b>20 %</b>	<b>50 %</b>		
Indice de continuité normalisé (minutes)	6,66 %		139	
Nombre de pannes basse tension (nombre)	6,66 %		26 690	
Durée moyenne des interruptions par client (minutes)	6,67 %		138	
Fiabilité en régions rurales (à définir)	s.o.			
<b>Alimentation électrique</b>	<b>20 %</b>	<b>10%</b>		
Délai moyen raccordement simple en aérien (jours)	10 %		6,8	
Taux respect global interruptions planifiées (%)	10 %		84	
<b>Services à la clientèle</b>	<b>20 %</b>	<b>10%</b>		
Délai moyen réponse téléphonique - Clients résidentiels (sec.)	17 %		156	123
Délai moyen réponse téléphonique - Clients commerciaux (sec.)	3 %		151	123
Taux de résolution au 1 <sup>er</sup> appel - Clients résidentiels (%)	s.o.			
Taux de résolution au 1 <sup>er</sup> appel - Clients commerciaux (%)	s.o.			
<b>Sécurité</b>	<b>20 %</b>	<b>10 %</b>		
Taux de fréquence des accidents (nbre/200 000 hres travaillées)	20 %		3,3	
<b>Total</b>	<b>100 %</b>	<b>100 %</b>		

**Demandes :**

**Questions à PEG :**

3.1 Veuillez confirmer que les données du tableau à la référence (iii) reflètent la proposition de PEG. Sinon, veuillez expliquer.

**(Réponse de PEG à venir)**

3.2 Veuillez indiquer si les indicateurs à l'intérieur de chaque champ d'intervention devraient avoir la même pondération. Sinon, veuillez compléter le tableau et élaborer sur votre proposition.

**(Réponse de PEG à venir)**

3.3 Veuillez indiquer si PEG est d'accord avec les cibles proposées par le Distributeur pour les indicateurs autres que le *Délai moyen de réponse téléphonique*. Sinon, veuillez compléter le tableau et élaborer sur votre proposition.

**(Réponse de PEG à venir)**

4. **Références :**
- (i) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 17 et 18;
  - (ii) Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0018](#), p. 17;
  - (iii) Dossier [R-9001-2017](#), pièce [B-0007](#), p. 3.

**Préambule :**

(i) « *There are ways to avoid a dead band in the penalization for declining quality which are fair to HQD. For example, the Company can be subject to a revenue penalty only at the end of the plan and in the event that there is an average decline in IMQ scores on balance over the four years of the MRI term. Improvements in quality in some areas would be allowed to offset quality declines in other areas. However, HQD would receive no reward for a rise in the IMQ.* »

(ii) « *The Régie should reconsider its decision to penalize HQD for poor quality only when the Company has surplus earnings. In principle, it can approve a supplemental revenue adjustment that doesn't conflict with its decision to link the MTÉR to service quality. Here is an example.*

- *Declining service quality will reduce allowed revenue formulaically. For example, the decline in revenue for a 100 basis point decline in quality can be the same as the decline in HQD's proposal from an IMQ of -2 assuming 100 basis points of excess earnings. To guard against excessive penalties, it is reasonable to place a cap (e.g., 3% of allowed revenue) on these penalties.*
- *If the indicated revenue reduction for declining quality is less than HQD's share of surplus earnings under the existing MTÉR formula, the Company's share will be reduced by this amount.*
- *If the indicated revenue reduction for declining quality exceeds the Company's share of surplus earnings, HQD will retain no surplus earnings. Allowed revenue will be further reduced by the amount necessary to achieve the indicated revenue reduction.* »

(iii) « *Le tableau suivant présente le calcul de l'écart de rendement 2017 à partager.*

**TABLEAU 1 :  
ÉCART DE RENDEMENT 2017 À PARTAGER**

Taux de rendement des capitaux propres	
Réel <sup>1</sup>	9,170%
Autorisé <sup>2</sup>	8,200%
<b>Écart de taux de rendement</b>	<b>0,970%</b> (A)
<i>À partager 50/50 car &lt; 100 points de base</i>	
Base de tarification réelle <sup>3</sup>	10 733,613
X Portion capitaux propres de la structure du capital	35%
<b>Capitaux propres présumés relatifs aux activités réglementées<sup>3</sup></b>	<b>3 756,765</b> (B)
<b>Écart à partager (A) X (B)</b>	<b>36,4</b> (C)
Rendement à partager - portion à remettre à la clientèle ((C) X 50%)	18,2
Bénéfice net réglementé - avant partage	344,5
Partage de l'écart de rendement avec la clientèle	-18,2
<b>Bénéfice net réglementé - après partage</b>	<b>326,3</b>

<sup>1</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 2

<sup>2</sup> Pièce HQD-8, document 2

<sup>3</sup> Pièce HQD-8, document 2, tableau 1

»

**Demandes :**

4.1 Veuillez préciser si les recommandations formulées en (i) et (ii) sont liées. Veuillez expliquer.

**(Réponse de PEG à venir)**

4.2 En vous référant à (i), veuillez commenter à propos des avantages et inconvénients liés au fait que le Distributeur ne connaîtrait son rendement réel qu'à la fin du MRI.

**(Réponse de PEG à venir)**

4.3 En vous référant à (i), veuillez citer un exemple d'application de cette approche au sein d'un service public en Amérique du Nord.

**(Réponse de PEG à venir)**

- 4.4 En vous appuyant sur le montant inscrit à la ligne (C) de la référence (iii), soit 36,4 M\$, veuillez illustrer sur un graphique la formule proposée en (ii) selon les instructions suivantes :
- Veuillez faire correspondre la « *part nette de l'écart de rendement* » au montant net que le Distributeur conserve ou paie selon la formule proposée en (ii);
  - Veuillez montrer les courbes de la « *part nette de l'écart de rendement* » à laquelle le Distributeur a droit selon les valeurs suivantes de l'IMQ : -1, -1,5, -2, -2,5 et -3;
  - Veuillez identifier la valeur de l'IMQ sur chaque courbe ainsi que le montant de la pénalité associée;
  - Veuillez faire correspondre l'axe horizontal au taux de rendement réel et faire varier les taux sur cet axe entre 7,2 % et 11,2 %;
  - Veuillez faire correspondre l'axe vertical à la « *part nette de l'écart de rendement* » à laquelle le Distributeur a droit, en millions de dollars;
  - Veuillez graduer les axes avec suffisamment de précision afin de faciliter la compréhension de la formule.

**(Réponse de PEG à venir)**

- 4.5 En vous référant à (ii), veuillez, à l'aide des données du rapport annuel 2017 du Distributeur, détailler le calcul de la limite maximale sur la pénalité (« *To guard against excessive penalties, it is reasonable to place a cap (e.g., 3% of allowed revenue) on these penalties.* »).

**(Réponse de PEG à venir)**

5. **Référence :** Pièce [C-AQCIÉ-CIFQ-0018](#), p. 25.

**Préambule :**

« *Il est indiqué au tableau ci-dessus, dans la colonne « dossier actuel », que le montant de l'investissement de 49,1 M\$ pour des travaux relatifs au rétablissement du service à la suite d'une panne est basé sur la moyenne normalisée des trois dernières années.*

*Le tableau ci-dessous présente le montant demandé pour ces investissements dans les derniers dossiers tarifaires. Les valeurs en dollars courants ont été obtenues en utilisant l'indice des prix à la consommation du Canada.*

**Tableau AQCIE-CIFQ - 3**  
**Investissements pour les travaux relatifs au rétablissement à la suite de pannes**

	M\$ constant	M\$ courant
R-3933-2015, B-0038, page 11	40,4	42,5
R-3980-2016, B-0039, page 10	44,1	45,7
R-4011-2017, B-0037, page 10	47,6	48,6
<b>Moyenne:</b>	<b>44,0</b>	<b>45,6</b>
R-4057-2018, B-0022, page 10	49,1	

*On peut constater que la moyenne des trois dernières années est de 45,6 M\$ en dollars courants, soit 3,5 M\$ de moins que le budget demandé. »*

**Demandes :**

5.1 Veuillez confirmer si les titres du tableau sont inversés (M\$ courant ou M\$ constant). Sinon, veuillez expliquer.

**Réponse 5.1**

**Les intervenants présentent le tableau suivant qui précise les informations fournies au mémoire.**

**Les montants de la colonne M\$ 2019 sont les montants de la colonne M\$ indexés selon les indices de l'IPC du Canada.**

**Le montant de 2016 est indexé sur trois ans, celui de 2017 sur deux ans et celui de 2018 sur un an.**

	Année	M\$	IPC <sup>1</sup>	M\$ 2019
R-3933-2015, B-0038, page 11	2016	40,4	1,4%	42,5
R-3980-2016, B-0039, page 10	2017	44,1	1,6%	45,7
R-4011-2017, B-0037, page 10	2018	47,6	2,0%	48,6
<b>Moyenne:</b>				<b>45,6</b>
R-4057-2018, B-0022, page 10	2019		49,1	

<sup>1</sup> : référence : R-4058-2018, B-31, page 33

5.2 Veuillez vérifier l'exactitude des données inscrites à la dernière colonne du tableau.

## Réponse 5.2

### Voir réponse 5.1

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0021](#), p. 14;
  - (ii) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0176](#);
  - (iii) Dossier R-4011-2017, pièce [C-AQCIÉ-CIFQ-0032](#), p. 59;
  - (iv) Pièce [B-0094](#), p. 28 et 29.

### Préambule :

(i) « *Le Distributeur demande à la Régie de reconnaître en bloc l'ensemble de la rubrique Contributions à des projets de raccordement à titre de Facteur Y.* »

(ii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, Concentric a déposé un balisage sur les facteurs Y.

(iii) Dans le cadre de l'examen des caractéristiques du MRI, PEG a déposé un balisage sur les facteurs Y.

(iv) En réponse à une DDR, le Distributeur indique que :

*« Les contributions à des projets de raccordement sont spécifiques à Hydro-Québec. Dans une telle situation, ou toute autre qui lui serait spécifique, le Distributeur ne voit pas la pertinence d'effectuer de balisage. Par ailleurs, comme indiqué au premier paragraphe de la réponse à la question 13.4, c'est également par souci de cohérence avec le traitement des contributions effectué par le Transporteur que le Distributeur privilégie le traitement de l'ensemble de ces contributions à titre de Facteur Y. »*

En complément de réponse, Concentric mentionne que :

*« Concentric is not aware of electric distribution companies operating under a PBR plan that are subject to the same approach of allocating the costs of transmission network upgrades resulting from new load; therefore, this Y factor is specific to HQD. As stated in HQD's responses to questions 13.1 and 13.2, the Company does not have sufficient control of these costs due to, among other issues, the timing of when projects are placed in service, the needs of new customers, the difference in timing between load forecasts and planning, and the authorization and realization of projects. »*

**Demande :**

**Question à AQCIE-CIFQ et PEG :**

6.1 Veuillez indiquer l'opinion de votre expert sur la demande de création du Facteur Y à titre de contributions à des projets de raccordement.

**(Réponse de PEG à venir)**