

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)  
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (DISTRIBUTEUR)  
RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2018**

---

**APPLICATION DU MÉCANISME DE TRAITEMENT  
DES ÉCARTS DE RENDEMENT (MTÉR)**

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 3 et 4;
  - (ii) Pièce [B-0056](#), p. 3;
  - (iii) Décision [D-2019-027](#), p. 55.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 1, un écart de rendement 2018 à partager de 154,6 M\$. Il mentionne que :

*« L'écart de rendement à partager pour 2018 provient essentiellement des revenus des ventes nets des achats d'électricité en raison de la croissance des ventes dans la plupart des secteurs, comme il est amplement expliqué à la pièce HQD-2, document 4. Le Distributeur constate, eu égard au paragraphe 241 de la décision D-2019-027, que la clause de sortie liée aux résultats financiers de l'année 2018 pourrait s'appliquer. Toutefois, considérant l'origine de l'écart, et compte tenu du fait que les ventes font l'objet de prévisions annuelles, cet écart est sans incidence sur l'application du MRI du Distributeur au cours des années subséquentes. En effet, les revenus des ventes nets des achats d'électricité étant établis sur la base de la méthode du coût de service, l'écart constaté à cet égard n'est pas lié à un problème de conception de la formule d'indexation. »*

(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, le taux de rendement réel des capitaux propres pour l'année 2018, après partage, de 9,481 %, par rapport au taux de rendement des capitaux propres reconnu par la Régie de 8,2 %.

(iii) Dans sa décision D-2019-027, la Régie stipule ce qui suit :

*« [241] En conséquence, la Régie détermine que, pour la durée du MRI, les modalités suivantes s'appliquent pour la clause de sortie :*

- *la clause de sortie sera déclenchée, advenant un écart de rendement annuel supérieur ou inférieur à 125 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR;*
- *en cas de déclenchement de la clause de sortie, la Régie entamera une procédure d'examen sommaire du MRI, tel que mentionné précédemment. »*

**Demandes :**

- 1.1 Veuillez quantifier toutes les composantes de l'écart de rendement 2018 à partager totalisant 154,6 M\$, dont des revenus des ventes nets des achats d'électricité.
- 1.2 Veuillez confirmer que l'écart de rendement 2018 est supérieur de 128 points de base par rapport au taux de rendement autorisé de 8,2 %, après application du MTÉR. Sinon, veuillez expliquer.
- 1.3 Veuillez expliquer l'affirmation suivante : « *Le Distributeur constate, eu égard au paragraphe 241 de la décision D-2019-027, que la clause de sortie liée aux résultats financiers de l'année 2018 pourrait s'appliquer.* », dans un contexte où la première année du MRI, l'ensemble des revenus requis 2018 est établi en coût de service.

**APPROVISIONNEMENTS**

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 3, tableau 1;
  - (ii) Rapport annuel 2017 HQD, pièce [B-0010](#), p. 3, tableau 1;
  - (iii) Pièce [B-0010](#), p. 3, tableau 2;
  - (iv) Rapport annuel 2017 HQD, pièce [B-0010](#), p. 3, tableau 2;
  - (v) Rapport annuel 2017 HQD, pièce [B-0010](#), p. 3.

**Préambule :**

- (i) Tableau 1 : Sources d'approvisionnement (TWh) pour l'année 2018;
- (ii) Tableau 1 : Sources d'approvisionnement (TWh) pour l'année 2017;
- (iii) Tableau 2 : Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe hivernale 2017-2018 ;
- (iv) Tableau 2 : Bilan réel offre-demande en puissance du Distributeur lors de la pointe hivernale 2017-2018 ;
- (v) Note au bas de la page 3 :

*« La pointe de l'hiver 2017-2018 (38 410 MW) est survenue le 28 décembre 2017 à 17 h (donnée révisée depuis la publication du Rapport annuel 2017 d'Hydro-Québec qui indiquait plutôt 38 204 MW, page 77). Cette pointe a été supérieure à celle de l'hiver 2016-2017 (36 005 MW) survenue le 9 janvier 2017 à 8 h (Rapport annuel 2016 d'Hydro-Québec, page 79). » [nous soulignons]*

**Demandes :**

- 2.1 Dans un tableau, veuillez présenter la répartition des sources d’approvisionnement du Distributeur pour l’année 2018 (références (i) et (ii)) de même que celles approuvées par la Régie dans sa décision D-2018-030. Pour chacune des sources d’approvisionnement, veuillez expliquer les écarts.
- 2.2 La Régie constate que le Distributeur présente en référence (iii) le même bilan réel offre-demande en puissance que celui du précédent rapport annuel (références (iv) et (v)), soit celui de la pointe hivernale de l’hiver 2017-2018, survenue le 28 décembre 2017. Veuillez expliquer ce choix de pointe hivernale pour les deux derniers rapports annuels du Distributeur. Plus précisément, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n’a pas retenu la pointe survenue le 9 janvier 2017 (référence (v)) dans le précédent rapport annuel.

**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES ET  
DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L’ANNÉE 2018**

3. **Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 7 à 9.

**Préambule :**

Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2018, en mode coût de service.

**Demande :**

- 3.1 Veuillez expliquer de façon détaillée l’écart entre le réel 2018 et le montant reconnu en 2018, pour les rubriques suivantes :
  - Temps supplémentaires, en hausse de 34,8 M\$ (+91,3 %);
  - Autres primes, en hausse de 7,5 M\$ (+31,1 %);
  - Maîtrise de la végétation, en hausse de 3,1 M\$ (+4,7 %);
  - Services professionnels et autres, en hausse de 5,8 M\$ (+7,5 %)

- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 8.
  - (ii) Dossier R-9001-2017, pièce [B-0085](#), p. 5 et 6;
  - (iii) Décision [D-2019-027](#), p. 117.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, le détail de la composante « Charges de services partagés » :

D-2018-025 ajustée : 598,1 M\$  
 Réel 2018 : 607,7 M\$  
 Écart : 9,6 M\$ (+1,6 %)

(ii) Dans son rapport annuel 2017, en réponse à une demande de renseignements, le Distributeur soumet au tableau R-1.1.2, les montants qui auraient été facturés sur la base du coût complet réel 2017 au prorata du revenu facturé par chacun des fournisseurs. Il indique que, selon cette base de répartition, le montant total à titre d'efficacité additionnelle et d'écart prévisionnel 2017 des fournisseurs internes alloué au Distributeur est de l'ordre de 25,6 M\$.

**TABLEAU R-1.1.2 :  
 MONTANTS QUI AURAIENT ÉTÉ FACTURÉS AU DISTRIBUTEUR  
 SUR LA BASE DU COÛT COMPLET RÉEL 2017 DES FOURNISSEURS (M\$)**

	VPTIC	CSP	Corpo	IREQ	Total
<b>Revenus réels 2017</b>	<b>215,2</b>	<b>152,4</b>	<b>146,9</b>	<b>20,3</b>	<b>534,8</b>
Efficacité additionnelle et écart prévisionnel 2017	-45,8	-31,6	-39,7	29,6	-87,5
Ratio Distributeur / Hydro-Québec	33,6%	32,1%	29,0%	38,7%	
<b>ms: Efficacité additionnelle et écart prévisionnel 2017 attribuables au Distributeur</b>	<b>-15,4</b>	<b>-10,1</b>	<b>-11,5</b>	<b>11,4</b>	<b>-25,6</b>
<b>Coûts complets réels 2017</b>	<b>199,8</b>	<b>142,3</b>	<b>135,4</b>	<b>31,7</b>	<b>509,2</b>

(iii) Dans sa décision D-2019-027, la Régie stipule ce qui suit :

*« [512] Cependant, elle juge qu'il est opportun d'examiner l'encadrement de la facturation des services des fournisseurs internes. En conséquence, elle demande à ce que ce sujet fasse l'objet d'un examen dans un dossier distinct, conjointement avec le Distributeur et le Transporteur, afin que les résultats soient pris en compte après le présent MRI. »*

**Demande :**

4.1 À titre informatif, veuillez déposer le tableau R-1.1.2 avec les données 2018.

5. **Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 11;  
 (ii) Pièce [B-0008](#), p. 6.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 4, les revenus d'électricité 2018 et la conciliation des revenus d'électricité réglementaires.

**TABLEAU 4 :  
 REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2018 (M\$)**

Année civile (1<sup>er</sup> janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2018		D-2018-026 (R-4067-2018)	Écart réel 2018 vs D-2018-026		
	Publiées	Normalisées		Publiées	Normalisées	
D et DM	5 320	5 096	5 001	319	95	50
DP	109	106	95	14	11	7
G et à forfait (T1, T2, T3)	988	958	929	59	29	21
G-9	151	151	130	21	21	15
M	2 599	2 585	2 510	89	75	41
LG	546	540	534	12	6	-
L	1 363	1 363	1 262	101	101	17
H	1	1	1	-	-	-
DT	156	151	157	(1)	(6)	(3)
Éclairage public et sentinelle	57	57	61	(4)	(4)	(3)
Contrats spéciaux	899	899	983	(84)	(84)	-
	12 188	11 907	11 861	526	244	146
Réseaux autonomes - D, DM, DN et DP	19	19	19	-	-	-
Réseaux autonomes - G et à forfait	9	9	10	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - G-9	-	-	-	-	-	-
Réseaux autonomes - L et M	8	8	9	(1)	(1)	(1)
Réseaux autonomes - Éclairage public et sentinelle	1	1	1	-	-	-
	37	37	38	(2)	(2)	(2)
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(18)	(18)	(18)	6	6	6
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	32	32	33	(1)	(1)	(1)
<b>Total Revenus d'électricité du Distributeur<sup>1</sup></b>	<b>12 246</b>	<b>11 963</b>	<b>11 716</b>	<b>526</b>	<b>247</b>	<b>147</b>
<b>Conciliation</b>						
Renversement de la provision réglementaire de 2017	(23)	(23)	(23)	-	-	-
Provision réglementaire de 2018	41	41	41	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129)	-	-	(129)	-	-
<b>Revenus d'électricité réglementaires</b>	<b>12 134</b>	<b>11 881</b>	<b>11 733</b>	<b>400</b>	<b>247</b>	<b>147</b>

<sup>1</sup> La différence entre l'écart des ventes publiées (529 M\$) et l'écart des ventes normalisées (247 M\$) correspond à l'effet température de 282 M\$ favorable.

- (ii) Le Distributeur présente au tableau 1, la comparaison des résultats réglementaires réels et les montants reconnus pour l'année 2018, dont les revenus d'électricité et les achats.

**TABLEAU 1 :**  
**COMPARAISON DES RÉSULTATS RÉGLEMENTAIRES RÉELS**  
**ET DES REVENUS REQUIS RECONNUS POUR L'ANNÉE 2018 (M\$)**

	Réel	D-2018-025 ajustée (1)	Ecart
<b>REVENUS</b>	<b>12 284,7</b>	<b>11 820,4</b>	<b>444,3</b>
Ventes d'électricité	12 073,2	11 672,1	401,1
Ventes d'électricité	12 086,3	11 690,4	395,9
Rabais sur ventes - clientèle MFR	-13,1	-18,3	5,2
Revenus autres que ventes d'électricité	181,5	148,3	43,2
Facturation externe émise	106,0	65,0	41,0
Facturation interne émise	85,0	83,0	2,0
Crédit d'intérêts reliés au remboursement gouvernemental	0,5	0,3	0,2
Achats	9 265,1	8 964,7	300,4
Achats d'électricité	6 332,3	6 031,9	300,4
Patrimoniale et ajustement des contrats spéciaux	4 595,1	4 307,0	288,1
Postpatrimoniale, GDP Affaires et Tarif de gestion de la consommation	1 809,7	1 765,2	44,5
Compte de pass-on pour l'achat d'électricité	-72,5	-40,3	-32,2
Service de transport	2 932,8	2 932,8	0,0

**Demandes :**

5.1 Veuillez concilier et expliquer les différences entre les revenus d'électricité présentés au tableau 4 (référence (i)) et ceux présentés au tableau 1 (référence (ii)) :

(en M\$)	Réel 2018	D-2018-025	Écart
Tableau 4	12 134	11 733	400
Tableau 1	12 073,2	11 672,1	401,1

5.2 Veuillez concilier la hausse des revenus nets des achats de 147 M\$ présentés au tableau 4 (référence (i)) et ceux présentés au tableau 1 (référence (ii)) de 100,7 M\$ (401,1 M\$-300,4 M\$). Veuillez expliquer.

- 6. Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 11;
  - (ii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0062](#), p. 62;
  - (iii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0100](#), p. 7;
  - (iv) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0100](#), p. 4 et 5.

**Préambule :**

(i) « *Tarifs D, DM et DP : Les ventes réalisées normalisées sont supérieures de 1 226 GWh aux ventes reconnues. Cet écart s'explique notamment par :*

- *une baisse du taux d'inoccupation des logements et une économie plus favorable qu'anticipée (+430 GWh) ;*

- un effritement plus important des clients au tarif DT (environ +100 GWh) ;
- une augmentation plus élevée que prévue de la diffusion de certains usages électriques tels que les spas et les chauffe-piscines (+230 GWh).
- Outre ces éléments, la consommation unitaire plus forte qu'anticipée pourrait provenir de plusieurs autres sources, dont certaines d'ordre comportemental, ce qui les rend difficiles à quantifier. »

(ii) « Le Distributeur tient à préciser que le nombre de logements inoccupés ne modifie pas le nombre d'abonnements résidentiels. En fait, la variation du taux d'inoccupation se reflète plutôt dans la consommation unitaire par abonnement.

*Selon l'Enquête sur les logements locatifs, réalisée en octobre 2017 par la Société canadienne d'hypothèques et de logements (SCHL), 3,4 % du parc locatif du Québec était vacant. Cette baisse d'un point de pourcentage du taux d'inoccupation global des logements locatifs (le taux était de 4,4 % en 2016) est la plus importante baisse depuis dix ans. Sur un parc estimé d'environ 840 000 logements, cela représente une hausse de 8 400 logements occupés en 2017. Pour les fins de son analyse, le Distributeur a retenu un impact de 10 000 kWh pour chaque logement inoccupé en moins. »*

(iii) « Depuis 2014, le Distributeur constate une baisse constante de 0,5 TWh/an des ventes d'électricité dans le secteur des pâtes et papiers. Parallèlement à cette baisse, le Distributeur constate également une augmentation constante du PIB du secteur sur la même période. Ceci se traduit par une baisse de l'intensité énergétique du secteur (GWh/M\$ de PIB).

*La poursuite de la baisse de l'intensité énergétique du secteur des pâtes et papiers explique en bonne partie la baisse des ventes de ce secteur pour l'année témoin 2019. Au-delà du positionnement sur l'évolution de l'intensité énergétique, la prévision des ventes de ce secteur est notamment influencée par l'évolution du PIB pâtes et papiers. »*

(iv) « Le Distributeur suit de près l'évolution de la relation entre la demande d'électricité et les variables économiques. Le Distributeur note que ce phénomène n'est pas propre au Québec, puisqu'il est aussi observé de façon générale en Amérique du Nord. Ce changement de relation a contribué à l'adoption par le Distributeur des modèles à usages finaux pour l'établissement de ses prévisions. Ces modèles tiennent compte des variables technico-économiques qui permettent de bien capter la baisse de l'intensité énergétique.

*Cependant, le Distributeur tient à réitérer que les variables économiques demeurent importantes dans les modèles. Il souligne par exemple leur contribution pour expliquer les écarts de prévision à la réponse à la question 1.4, ainsi qu'à la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie [...].*

*Dans un effort de constante amélioration de ses méthodes, le Distributeur reste à l'affût de nouvelles variables potentielles et continue de suivre l'évolution des relations entre diverses*

*variables en adaptant ses modèles. Pour le présent dossier, le Distributeur juge que les variables retenues dans ses modèles sont les plus pertinentes. »*

**Demandes :**

- 6.1 Veuillez préciser la portion de l'écart prévisionnel de +430 GWh aux tarifs D, DM et DP attribuable à la baisse du taux d'occupation des logements.
- 6.2 Veuillez élaborer sur les hypothèses que le Distributeur a considéré pour retenir un impact de 10 000 kWh pour chaque logement inoccupé en moins (référence (ii)).
- 6.3 Veuillez élaborer sur les indicateurs permettant au Distributeur de constater une augmentation plus élevée que prévue de la diffusion de certains usages électriques tels que les spas et les chauffe-piscines (référence (i)). Veuillez également préciser les autres usages électriques que le Distributeur est en mesure d'identifier et qui ont occasionné un écart prévisionnel de +230 GWh.
- 6.4 Bien que leurs impacts peuvent être difficilement quantifiables, veuillez élaborer sur les autres sources, dont celles d'ordre comportemental, qui ont eu pour effet de générer un écart prévisionnel des ventes aux tarifs D, DM et DP.
- 6.5 Veuillez élaborer sur les variables explicatives sous-jacentes à l'évolution du PIB pâtes et papiers. Veuillez également préciser dans quelle mesure ces variables sont utilisées par le Distributeur dans la prévision de la demande de ce secteur (références (iii) et (iv)).
- 6.6 Veuillez préciser si le Distributeur utilise directement les informations obtenues des clients du secteur des pâtes et papiers pour établir la prévision des ventes de ce secteur pour l'année témoin (références (iii) et (iv)).

- 7. Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#), p. 15;
  - (ii) Pièce [B-0062](#), p. 4 et 5.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente au tableau 7, les charges d'exploitation des activités de base du Distributeur nettes de l'impact du compte d'écarts – Pannes majeures présenté à titre de Facteur Z. Il explique que l'écart de 19,0 M\$ favorable est composé principalement d'événements ponctuels non récurrents, notamment par les éléments suivants :

- Effectifs (18,4 M\$ F) : L'écart s'explique principalement par la baisse de 262 ETC comme expliqué à la pièce B-0062 (HQD-10, document 1).
- Réclamation (7,0 M\$ F) : L'écart est dû au règlement d'un dossier de réclamation qui s'est résolu à un niveau moindre que prévu.



(ii) Le Distributeur présente au tableau 2, notamment les écarts entre les ETC réel 2018 et les ETC reconnus (D-2018-025 ajustée). Il explique la diminution de 262 ETC (-18,8 M\$) entre le nombre réel d'ETC et celui reconnu ajusté entre autres par les éléments suivants :

- *« Un ralentissement important des embauches chez le Distributeur au cours de l'année 2018 en raison de difficultés de comblement de postes. En effet, le contexte du marché du travail au Québec en 2018, qui a été marqué par une croissance de l'emploi et un creux historique du taux de chômage, a constitué un défi de taille pour le Distributeur quant au recrutement dans plusieurs de ses domaines d'activité. Le Distributeur explique ses difficultés de comblement de postes, d'une part, par l'absence de candidats sur les listes de rappel interne et, d'autre part, par une diminution des ressources disponibles dans les autres divisions ou groupes de l'entreprise. Il a dû en conséquence recourir davantage au recrutement externe, ce qui a prolongé les délais de comblement. De plus, des critères de recrutement spécifiques n'ont pas facilité la tâche du Distributeur à cet égard, comme par exemple, le besoin de compétences techniques précises, des horaires de travail atypiques et des emplois disponibles en région où les contraintes liées au contexte du marché du travail sont encore plus marquées.*
- *Un ralentissement dans l'embauche des équipes relève des métiers-lignes afin d'assurer une intégration et une productivité optimales dans les équipes régulières.*
- *Une diminution des ETC en lien avec le processus de relève qui s'explique, d'une part, par la décision de la Régie de permettre au Distributeur de procéder à une seule relève avec déplacement par année plutôt que les trois relèves prévues et, d'autre part, par un nombre d'ETC à relocaliser moindre que prévu.*
- *Un décalage dans le comblement des postes en lien avec la stabilisation de la structure opérationnelle des activités de mesurage qui s'explique également par le ralentissement des embauches en raison du contexte du marché du travail. » [Nous soulignons]*

**Demandes :**

- 7.1 Veuillez expliquer la nature et la cause du règlement d'un dossier de réclamation qui s'est résolu à un niveau moindre que prévu.
- 7.2 Veuillez quantifier les complements de poste reliés aux 262 ETC, à ce jour. Veuillez commentez.
- 7.3 Veuillez quantifier le nombre d'ETC, en lien avec le processus de relève, à relocaliser au 31 décembre 2018 et à ce jour.

**8. Référence :** Pièce [B-0008](#), p. 18.

**Préambule :**

*« L'écart de 43,2 M\$ favorable des revenus autres que ventes d'électricité est principalement attribuable à l'imposition d'une pénalité de 46,5 M\$ à un client industriel pour mettre fin à son contrat de fourniture d'électricité. »*

**Demande :**

8.1 Veuillez expliquer la nature et la cause de la pénalité à un client industriel.

### SUIVI SUR LES ACTIVITÉS RELIÉES À L'AMÉLIORATION CONTINUE

**9. Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 31;  
(ii) Pièce [B-0008](#), p. 32;  
(iii) Pièce [B-0008](#), p. 33.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur rappelle que :

*« Dans sa décision D-2018-025, la Régie accorde partiellement la demande du Distributeur, soit 20 ETC des 34 ETC demandés [...].*

*De plus, la Régie demande au Distributeur : De déposer, à compter du rapport annuel 2018, un suivi sur les activités reliées à l'amélioration continue, notamment pour les éléments suivants:*

- Le statut du déploiement en termes de ressources humaines et financières et en termes d'échéancier :*
- Le diagnostic,*

Comme demandé, le Distributeur présente un suivi sur les activités d'amélioration continue.

Il indique que 25 ETC étaient alloués aux activités d'améliorations continue, au 31 décembre 2018.

(ii) Le Distributeur indique que :

*« Dans le cadre de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018, différents diagnostics sont posés afin de démarrer le processus de coordination des pistes d'efficience. »*

(iii) Le Distributeur indique également que :

« Ainsi, les efforts déployés en 2018 ont permis au Distributeur de réaliser l'efficience considérée dans les tarifs 2018. En effet, compte tenu du fait que les charges d'exploitation sur les activités de base reconnues pour l'année 2018 sont comparables à celles reconnues pour l'année 2017, le Distributeur a dû réaliser des gains d'efficience afin d'être en mesure d'absorber les impacts de l'inflation et de la croissance normale de ses activités, et ce, tout en maintenant la qualité de son service comme en témoigne ses indicateurs. » [Nous soulignons]

**Demandes :**

- 9.1 Veuillez expliquer le dépassement de 5 ETC par rapport au nombre autorisé par la Régie.
- 9.2 Veuillez présenter les différents diagnostics de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018 (référence (ii)).
- 9.3 Veuillez indiquer les cibles de gains d'efficience et leur réalisation ainsi que les indicateurs de performance.
- 9.4 Veuillez indiquer et quantifier les efforts déployés en 2018 qui ont permis de réaliser de l'efficience considérée dans les tarifs 2018 (en M\$) (référence (iii)).

**SUIVI DES COMPTES D'ÉCARTS**

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0020](#), p. 3;
  - (ii) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0024](#), p. 12.

**Préambule :**

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, le suivi du compte d'écarts pour l'année 2018 relatif aux événements imprévisibles en réseaux autonomes :

**TABLEAU 1 :  
SUIVI DU COMPTE D'ÉCARTS RELATIF AUX ÉVÉNEMENTS IMPRÉVISIBLES  
EN RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Hors base de tarification	2014	2015	2016	2017	2018	Solde du compte
Solde au 31 décembre 2017	1,6	8,9	12,2	0,8		23,5
Opérations en 2017						
Écart de l'année - charges d'exploitation					0,7	0,7
Intérêts		0,1	0,2	0,2		0,5
Solde au 31 décembre 2018	1,6	9,0	12,4	1,0	0,7	24,7

(ii) Dans le dossier tarifaire 2019, le Distributeur indiquait que :

*« Le Distributeur ne demande l'intégration d'aucun coût lié au déversement accidentel d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules dans les revenus requis de 2019 considérant qu'il est toujours prématuré d'introduire ce sujet au présent dossier tarifaire.*

*En effet, le Distributeur juge approprié d'attendre la fin des travaux avant de présenter sa demande de disposition des coûts liés à cet événement. Une fois les travaux complétés à la fin de 2018, le Distributeur sera en mesure de préciser le montant final lié au déversement accidentel dans le port de Cap-aux-Meules. »*

**Demandes :**

10.1 Veuillez indiquer le statut du règlement du dossier sur le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules. Veuillez élaborer.

10.2 Veuillez quantifier et expliquer les composantes totalisant 24,7 M\$.

**INVESTISSEMENTS DE PLUS DE 1 M\$ EN RÉSEAUX AUTONOMES**

- 11. Références :** (i) Pièce [B-0027](#), p. 12;  
(ii) Pièce [B-0027](#), p. 12.

**Préambule :**

(i) Le tableau 8 relatif aux investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes montre qu'il y a un écart défavorable de 2,9 M\$ (+13,8 %) entre le montant total réel de l'année 2018 et le montant reconnu dans la décision D-2018-025.

(ii) Le tableau 9 relatif aux investissements en croissance de la demande dans les réseaux autonomes montre qu'il y a un écart défavorable de 3 M\$ (+69,8 %) entre le montant total réel de l'année 2018 et le montant reconnu dans la décision D-2018-025.

**Demandes :**

11.1 Veuillez expliquer les écarts défavorables entre le réel de l'année 2018 et le montant reconnu dans les investissements en maintien des actifs dans les réseaux autonomes présentés au tableau 8, particulièrement pour les investissements suivants.

- Parc à carburant à Ivujivik, en hausse de 2,2 M\$ (733 %);
- Parc à carburant à Tasiujaq, en hausse de 2,2 M\$ (733 %);

- Automatisation à remplacer à Kangiqsualujuaq, en hausse 1,4 M\$ (100 %)
- Automatisation à remplacer à Kangiqsujuaq, en hausse de 0,8 M\$ (89 %);
- Système de levage à l'évacuateur de crues à Menihek, en hausse de 1,0 M\$ (166,7 %);
- Poutrelles de pertuis à Menihek, en hausse de 1,3 M\$ (100 %).

11.2 Veuillez expliquer les écarts défavorables entre le réel de l'année 2018 et le montant reconnu pour les investissements en croissance de la demande dans les réseaux autonomes présentés au tableau 9, particulièrement pour les catégories d'investissements suivantes.

- Réseau de distribution : Programme d'équipement, en hausse de 0,6 M\$ (33 %);
- Autres : ajout de génératrice (Salluit), en hausse de 1,7 M\$ (1700 %).

## RACCORDEMENT DU VILLAGE DE LA ROMAINE AU RÉSEAU INTÉGRÉ

12. **Références :**
- (i) Pièce B-0071, p. 5 à 7;
  - (ii) [D-2017-021](#), p. 91.

### Préambule :

(i) « Conformément à la décision D-2018-042, le Distributeur informe la Régie qu'une révision des coûts et du calendrier du projet a été réalisée. Le Distributeur présente les résultats de cette révision.

*Cette révision découle des études d'ingénieries réalisées en 2018 qui ont permis de raffiner la connaissance des contraintes du milieu et ainsi préciser les coûts, notamment quant à la construction de la ligne sur portique de bois.*

*Le coût de réalisation a été réévalué à la hausse et le dépassement est supérieur à 15 % du montant de 114,4 M\$ autorisé initialement par le Conseil d'administration d'Hydro-Québec et par la Régie.*

*Ainsi le 17 mai 2019, le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a autorisé une augmentation de 50,6 M\$, portant ainsi le coût du projet au montant de 165,0 M\$. La fin des travaux anticipée en 2019 est maintenant repoussée en 2021.*

*La hausse de 50,6 M\$ s'explique principalement par les éléments suivants :*

- *Ligne sur portique de bois (+ 38 M\$) 11*  
*La complexité liée aux ajustements techniques, aux conditions géographiques et climatiques, la conclusion d'ententes avec la communauté Unamen Shipu et la construction de chemins d'accès supplémentaires de même que la révision de la stratégie de réalisation sur deux*

*hivers et des retards dans l'obtention des autorisations gouvernementales expliquent principalement cet écart;*

- *Programme de mise en valeur intégré (PMVI) (+ 3 M\$)  
Le PMVI prévoit le versement d'une somme aux organismes dont le territoire accueille de nouvelles lignes ou postes de transport. Habituellement, les projets du Distributeur ne sont pas inclus dans le périmètre du programme, aussi, ce dernier n'avait pas prévu de verser de montant à cet égard. Toutefois, puisque la conception de la ligne s'apparente à une ligne de transport (ligne de 75 km isolée à 161 kV), le projet s'est avéré admissible au programme.*
  
- *Autres (+ 9 M\$)  
À la demande du conseil de bande d'Unamen Shipu, le Distributeur a déplacé le site de construction du sous-poste de la Romaine et procédé à des ajustements afin de couvrir les coûts de conversion du réseau de distribution du Village de La Romaine de 12 à 25 kV. Cette hausse est toutefois contrebalancée par des économies engendrées par un changement de conception de sous-poste. La contingence a été revue afin de maintenir la réserve pour imprévus à 14,7% des coûts prévus du projet. Les frais financiers capitalisés ont également été ajustés afin de tenir compte de l'impact de révision des coûts et du report des travaux.*

*Le Distributeur précise que ni les objectifs du projet, ni la nature des travaux à effectuer n'ont changé. La hausse anticipée des investissements découle essentiellement de circonstances exceptionnelles propres à la réalisation de ce projet en milieu nordique éloigné.*

*Par ailleurs, le Distributeur réitère que le projet de raccordement du village de La Romaine demeure la solution optimale sur les plans technique, économique, social et environnemental.*

*Cette solution assure de façon fiable et propre l'alimentation de la communauté toute en répondant à leurs besoins actuels et futurs. » [Notes de bas de page omises, nous soulignons]*

*(ii) « [363] La Régie réitère que les dépassements de coûts supérieurs à 15 % doivent être dénoncés, conformément à la décision D-2014-035 [pages 109 et 110]. Elle s'attend, lorsque des modifications substantielles, comme un dépassement de coûts, sont apportées à un projet d'investissement, à ce que le Transporteur rende cette information disponible le plus tôt possible, afin qu'elle soit en mesure de soulever, le cas échéant, toute question liée à l'absence d'autorisation ou à la prudence des sommes que le Transporteur prévoit engager. »*

#### **Demandes :**

- 12.1 Veuillez indiquer quel seraient les investissements additionnels requis pour prolonger à nouveau la durée de vie de la centrale diesel de La Romaine jusqu'en 2021.
  
- 12.2 Considérant les deux années additionnelles d'usure de cette centrale diesel, veuillez indiquer les autres investissements additionnels qui seront nécessaires pour que celle-ci puisse être considérée comme suffisamment fiable au titre de centrale en réserve froide tel que requis dans le projet initial pour garantir la fiabilité d'approvisionnement du village.

- 12.3 Veuillez fournir une ventilation des coûts additionnels de 38 M\$ pour la *Ligne sur portiques de bois*.
- 12.4 Veuillez fournir une ventilation des coûts additionnels de 9 M\$ pour *Autres*.
- 12.5 Considérant que la ligne de raccordement de La Romaine n'est pas une ligne de transport mais de distribution même si elle est construite, pour des raisons techniques et environnementales, selon les normes du Transporteur; considérant que cette ligne n'a pas du tout comme fonction d'exploiter la ressource hydraulique d'un territoire autochtone; considérant que cette ligne a plutôt comme fonction d'alimenter en électricité renouvelable provenant du réseau intégré une communauté autochtone; veuillez expliquer comment le Distributeur en est arrivé à la conclusion que le programme était admissible au PMVI à hauteur de 3 M\$.
- 12.6 Veuillez faire la démonstration que le projet actuel demeure la solution optimale et la plus avantageuse compte-tenu des coûts additionnels et de ceux prévus pour la centrale diesel.
- 12.7 Compte-tenu de cette deuxième hausse considérable des coûts du projet, compte-tenu de l'évolution des coûts des projets d'énergie renouvelable et des technologies de micro-réseaux, veuillez élaborer sur la pertinence de poursuivre le projet actuel sans réévaluer d'autres options, incluant l'exploitation de la rivière Olomane.
- 12.8 Veuillez indiquer le processus envisagé par le Distributeur pour faire autoriser cette deuxième modification au projet de raccordement du village de La Romaine.

## INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0054](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0054](#), p. 6;
  - (iii) Pièce [B-0054](#), p. 6;
  - (iv) Dossier R-4043-2018, pièce [C-HQD-0016](#), p. 13;
  - (v) Dossier R-4043-2018, pièce [C-HQD-0016](#), p. 14.

### **Préambule :**

- (i) « À l'exception du programme *Sensibilisation intégrée*, les évaluations réalisées en 2018 présentent des projections d'économies d'énergie pour la période 2019 à 2023. Dans un souci d'efficacité et de contrôle des coûts d'évaluation, le Distributeur a l'intention d'utiliser ces projections comme objectifs et résultats pour les programmes concernés au moins pour les deux prochaines années, soit 2019 et 2020 ou jusqu'à ce que les résultats de nouvelles évaluations soient disponibles » [Notes de bas de page omises, nous soulignons]

(ii) « Dans les évaluations réalisées en 2018, le Distributeur tient également à mentionner que les firmes d'évaluation ont quantifié, selon les règles de l'art, l'évolution des marchés sans l'intervention d'Hydro-Québec (tendanciel). Cela permet de définir l'influence du Distributeur par rapport à l'évolution des marchés qui découle aussi d'autres forces telles que les actions des fabricants, des distributeurs et de certains organismes (Ressources naturelles Canada, par exemple). »

(iii) « L'écart positif en économies d'énergie (+85,7 GWh) est principalement attribuable aux résultats obtenus dans les volets Éclairage (+59,0 GWh) et Fenêtres et portes fenêtres (+25,0 GWh). Ces résultats sont appuyés par des études indépendantes mesurant l'influence du Distributeur en transformation de marché pour ces produits. Ces études sont déposées en annexe de la présente pièce. »

(iv) « Le Distributeur réalise plusieurs types de travaux pour s'assurer que les économies qu'il se crédite n'incluent pas d'économies tendanciennes, soit principalement :

- En effectuant des sondages auprès de ses clients dans le cas de ses programmes de sensibilisation. L'évaluation de l'influence attribuable au Distributeur se fait alors selon la méthode expliquée en réponse à la question 5.1, ce qui exclut de facto tout tendanciel;
- En demandant principalement l'avis d'un groupe d'experts (aussi appelé méthode Delphi) dans le cas d'évaluation de transformation de marché. Dans ce cas, ces experts sont appelés à estimer l'influence du Distributeur sur certains facteurs qui expliquent l'évolution du marché. Leurs connaissances et compétences leur permettent de tenir compte du fait que le marché aurait évolué de toute façon naturellement.

Par contre, le Distributeur ne peut se prononcer sur le fait que ses travaux incluent ou non les économies d'énergie historiques liées aux améliorations extérieures au Plan directeur, tel qu'envisagé par TEQ à la référence (iv). » [Nous soulignons]

(v) « Le Distributeur ne peut pas se prononcer sur le fait que la « transformation du marché » telle qu'il l'a définie dans ses études à la référence (v) est incluse dans les « améliorations extérieures au Plan directeur (changements technologiques, réglementation hors Québec, etc.) », comme envisagé par TEQ à la référence (iv). » [Références omises]

#### **Demandes :**

13.1 Veuillez expliquer l'affirmation en référence (i), selon laquelle le Distributeur « a l'intention d'utiliser ces projections comme objectifs et résultats pour les programmes concernés au moins pour les deux prochaines années ». Veuillez notamment justifier que des résultats d'évaluation de l'influence des programmes du Distributeur sur la transformation du marché lors des années antérieures soient utilisés comme objectifs et résultats pour les mêmes programmes, dans les années futures.



13.2 Considérant que les économies comptabilisées par le Distributeur pour ses interventions en efficacité énergétique s'insèrent dans le cadre du Plan directeur de TEQ, présentement en examen, veuillez élaborer sur les mesures prises par le Distributeur afin que les économies d'énergie comptabilisées par celui-ci en raison de son influence sur la transformation de marché (iii) ne soient pas aussi comptabilisées dans les économies tendancielles, par TEQ (iv et v).

13.3 Considérant que les économies comptabilisées par le Distributeur au titre de la transformation du marché (iii) contribuent à l'évolution de la consommation de référence du marché, veuillez préciser si le Distributeur et TEQ collaborent pour définir ensemble les économies qui peuvent être attribuées au Plan directeur et les économies d'énergie liées aux améliorations extérieures au Plan directeur (v). Dans votre réponse, veuillez clarifier à quelles conditions des économies liées à la transformation du marché peuvent être comptabilisées pour plus d'une année, ainsi que le moment où elles devraient faire partie des économies tendancielles.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0054](#), p. 7;
  - (ii) [D-2018-025](#) p. 57 et suivantes;
  - (iii) Pièce [B-0054](#), p. 6 à 10;
  - (iv) Rapport annuel HQD-2017, Pièce [B-0050](#), p. 6 à 11;
  - (v) [D-2003-110](#), p. 34 et 41.

**Préambule :**

- (i) Tableau 2 : Suivis énergétique et budgétaire 2018.

Le tableau 2 compare les résultats réels de 2018 des économies d'énergie (GWh) et les budgets (M\$) par rapport à des valeurs modifiées de celles autorisées dans la décision D-2018-025 afin de refléter les montants anticipés présentés au dossier tarifaire R-4057-2018. En effet, la note 1 au bas du tableau se lit comme suit :

*« Suite à la décision D-2018-025, le Distributeur a dû réallouer le budget autorisé aux différents programmes afin d'effectuer la coupure demandée tout en tenant compte des dépenses déjà engagées. Les données présentées à la colonne D-2018-025 du présent tableau reflètent le budget ajusté qui respecte l'enveloppe globale autorisée de 77 M\$. Ces données correspondent au budget anticipé présenté dans le cadre du dossier tarifaire R-4057-2018, au tableau 1 de la pièce HQD-10 document 1.2. »*

- (ii) *« [529] La Régie a examiné l'offre de programmes d'économies d'énergie destinés aux ménages à faible revenu, ainsi que ceux destinés aux marchés Affaires, commercial, institutionnel et industriel. Elle s'en déclare satisfaite. Elle en approuve les budgets ainsi que ceux destinés à l'innovation technologique et commerciale, pour un total de 57 M\$ dont 9 M\$ en charges et 48 M\$ en investissements.*

[...]

« [534] Tenant compte de la rentabilité des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes, mais aussi des nouvelles données concernant l'impact des équipements mécaniques dans les résidences, la Régie accorde l'intégralité du budget demandé de 9 M\$. »

[...]

« [542] Par ailleurs, la Régie accorde un budget de 7 M\$, sur les 8 M\$ demandés, pour les Activités communes. La réduction de 1 M\$ est en lien avec la réduction des IEE pour le marché résidentiel hors MFR. »

[...]

« [559] Pour les motifs exposés plus haut, la Régie réduit le budget réclamé pour les interventions en efficacité énergétique dans le marché Résidentiel hors MFR de 4 M\$ au niveau des investissements et de 4 M\$ au niveau des charges. »

[...]

**TABLEAU 42**  
**BUDGETS 2018 AUTORISÉS PAR LA RÉGIE**  
**EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET EN GDP**

	Investissement M\$ Autorisé	Charges M\$ Autorisé	Budget total M\$ Autorisé
<b>Effacité énergétique</b>			
- Marché résidentiel hors MFR	1	1	3
- Offre MFR	7	0	8
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24
- Marché industriel	16	1	17
<b>Réseaux autonomes</b>	8	1	9
<b>Innovations technologiques et commerciales</b>	1	7	8
<b>Activités communes</b>	2	6	8
<b>Gestion de la demande de puissance</b>			
- Marché résidentiel	1	1	2
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1
<b>TOTAUX</b>	<b>60</b>	<b>17</b>	<b>77</b>

*Note générale : Les totaux et sous-totaux peuvent être différents de la somme des données en raison de l'arrondissement.*

(iii) Dans les pages 6 à 10 du chapitre 3 de la pièce B-0054, le Distributeur présente les suivis énergétiques et budgétaires de l'ensemble des IEE en expliquant les écarts de résultats (en GWh ou en MW) et les variations des dépenses (en M\$).

À la page 6 on peut lire :

*« En 2018, le Distributeur comptabilise des économies d'énergie totalisant 454,7 GWh pour ses programmes et activités. Ces économies représentent un écart favorable de 52,1 GWh, soit une augmentation de 11,5 % par rapport aux 402,5 GWh, résultats anticipés au dossier R-4057-2018. Les dépenses réelles s'élèvent à 58,7 M\$. »*

À la page 10 on peut lire :

*« Au marché affaires, le programme Gestion de la demande en puissance - Bâtiments CII présente des résultats de 61,0 MW supérieurs à l'autorisé par la Régie dans la décision D-2018-025 pour la période d'hiver 2017-2018. »* [Nous soulignons]

(iv) *« En 2017, le Distributeur comptabilise des économies d'énergie totalisant 524 GWh pour ses programmes et activités. Ces économies représentent un écart favorable de 91 GWh, soit une augmentation de 23 %, par rapport aux 433 GWh prévus au dossier R-3980-2016. Quant aux dépenses réelles, elles s'élèvent à 58,3 M\$. »* [Nous soulignons]

(v) Dans sa décision D-2003-110, on peut lire à la page 34 :

*« La Régie reconnaît la difficulté, pour le Distributeur, d'établir précisément un budget global à cette étape du PGEÉ et elle est consciente que des ajustements budgétaires seront requis au fur et à mesure de son évolution. Au plan opérationnel, en raison de son expérience, le Distributeur demeure le mieux placé pour identifier ces éventuels ajustements. Dans ce contexte, et en vue de favoriser une accélération, voire une expansion du PGEÉ, la Régie examinera toute demande d'augmentation des budgets consacrés au plan. Toute modification budgétaire apportée au PGEÉ doit, bien entendu, s'inscrire dans le processus de révision prévu par le Distributeur et être soumise à la Régie en temps opportun. »*

et

À la page 41 on peut lire :

*« Les résultats devront être présentés à la Régie dans le cadre de l'exercice de suivi annuel propre au PGEÉ. Ce suivi devra être effectué lors de chacune des demandes annuelles d'approbation budgétaire. Ces résultats devront permettre à la Régie d'évaluer les modalités développées et mises en pratique par le Distributeur dans ses programmes et de requérir, le cas échéant, les ajustements nécessaires. »*

## **Demandes :**

14.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas rapporté les montants effectivement autorisés par la Régie dans la décision D-2018-025, en référence (ii), à la colonne « D-2018-025 » Budget Total au Tableau 2 en référence (i).

- 14.2 Considérant la référence (iv) prévoyant la possibilité d'ajustements budgétaires par le Distributeur, veuillez justifier pourquoi la note 1 à la référence (i) n'est pas utilisée pour expliquer l'écart entre les montants autorisés par la Régie à la référence (ii) et les résultats à la référence (i)
- 14.3 Veuillez expliquer le besoin de réallouer différemment les budgets autorisés par la Régie, notamment en révisant à la baisse des montants spécifiquement autorisés par la Régie dans leur intégralité, pour, en fin d'année, dépenser globalement 58,7 sur les 77 M\$ autorisés soit moins que le montant révisé à la baisse par rapport au montant autorisé. Veuillez expliquer en quelle mesure, dans de tels cas, notamment ceux de l'OIEÉSI et des réseaux autonomes, la révision à la baisse du budget n'a pas nui à l'atteinte de l'objectif visé pour ces programmes en imposant une restriction budgétaire qui n'a jamais été demandée par la Régie pour ces programmes spécifiques, mais plutôt contraire.
- 14.4 Veuillez redéposer les suivis du chapitre 3 en référence (iii), en effectuant les comparaisons uniquement par rapport aux montants prévus et autorisés dans la D-2018-025, et, le cas échéant en les comparant par rapport aux résultats rapportés dans les rapports annuels d'années antérieures, et non pas en comparaison des résultats anticipés en cours d'année aux fins du dossier tarifaire R-4057-2018 pour l'année 2019.

- 15. Références :** (i) Pièce [B-0054](#), p. 11;  
(ii) Dossier R-4043-2018, Pièce [B-0052](#), p. 50.

**Préambule :**

(i) « *Malgré la poursuite des efforts promotionnels, un nombre important de clients délaissent le tarif DT. Cette situation s'explique principalement par :*

[...]

- *l'élargissement, au printemps 2018, de l'admissibilité du programme Chauffez Vert aux systèmes de chauffage biénergie au tarif DT. »*

(ii) « *18.2 TEQ a pris en considération les décisions de la Régie de l'énergie en références. Toutefois, la volonté gouvernementale, telle qu'exprimée dans le Plan directeur (p. 89), est de poursuivre avec ce programme pour remplacer les combustibles fossiles par les énergies renouvelables dans le secteur résidentiel. Pour contrôler les effets indésirables, TEQ entend mettre en œuvre de nouvelles mesures de gestion de la pointe de consommation électrique (p. 93) et identifie clairement dans le Plan directeur (p. 181) l'obstacle de la gestion de la pointe énergétique lié à l'élimination du mazout dans le secteur résidentiel. En ce sens, un comité TEQ - Hydro-Québec sera mis sur pied pour discuter de la bioénergie résidentielle. » [nous soulignons]*

**Demande :**

15.1 Veuillez élaborer sur les résultats des travaux du comité TEQ - Hydro-Québec mis sur pied pour discuter de la biénergie résidentielle.

## COÛT DE LA DETTE

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0055](#), p. 7;
  - (ii) Pièce [B-0055](#), p. 8;
  - (iii) R-4057-2018, pièce [B-0013](#), p. 12;
  - (iv) Pièce [B-0055](#), p. 9.

**Préambule :**

(i) « L'écart pour 2018 de 0,134% entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par un effet de volume et de composition de la dette (+0,138 %) et, dans une moindre mesure, par l'effet des taux d'intérêts (-0,004 %).

*Pour l'essentiel, cet effet volume provient du rachat par anticipation de titres de dette d'Hydro-Québec dont le taux de coupon supérieur au taux de marché actuel a donné lieu à une perte au rachat. Or, ce rachat n'avait pas été prévu initialement. L'effet à la hausse a toutefois été atténué par les encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque de crédit, ainsi que par un volume d'emprunts plus élevé que prévu à des taux inférieurs au coût moyen de la dette.» [Nous soulignons]*

(ii) « Au 31 décembre 2018, 90,7 % des obligations et des billets à moyen terme portaient un taux fixe alors que 9,3 % portaient un taux variable compte tenu de l'incidence des swaps transigés aux fins de la gestion des risques à long terme. » [Nous soulignons]

(iii) « En matière de composition de son financement, Hydro-Québec s'est fixée traditionnellement une cible à long terme de 20 % pour la part du financement réalisé à taux d'intérêt variable. L'entreprise peut toutefois décider de s'éloigner de cette cible selon le contexte des marchés.

*Le contexte des marchés obligataires favorise l'accès d'Hydro-Québec à des financements à long terme à des taux avantageux par rapport aux taux historiques. La protection que procure le financement à long terme à taux fixe réduit le risque de refinancement ou de fixation des taux. Ainsi, le financement à long terme à taux fixe a permis notamment d'éviter une trop grande concentration d'échéances de dettes à moyen terme. En 2017, la part de la dette totale d'Hydro-Québec (dette et swaps) à taux d'intérêt variable s'est située à 16,5 % sur la base d'une moyenne de 13 mois.*

*Pour l'année de base 2018, Hydro-Québec prévoit des émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans.*

*Hydro-Québec retient également l'hypothèse pour 2019 d'une composition de financement pour les nouvelles émissions entièrement en obligations à taux fixe de 30 ans. Avec cette hypothèse, la part de la dette à taux variable devrait être de l'ordre de 11 % en moyenne pour 2019, compte tenu de la composition des dettes et swaps venant à échéance au cours de la période 2017 à 2019. Cette proportion pourrait toutefois fluctuer selon les conditions de marché. » [Nous soulignons]*

(iv)

**TABLEAU 3 :  
 DETTE ARRIVANT À ÉCHÉANCE EN 2019 ET 2020**

Échéances 2019 (Dette obligataire garantie)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
4002	-	27-sept-96	15-févr-19	4 000 000	CAD	4 000 000 <sup>1</sup>
4002	-	27-sept-96	15-août-19	4 000 000	CAD	4 000 000 <sup>1</sup>
57	4,678%	02-mars-09	04-mars-19	14 600 000	CAD	14 600 000
66	Variable	28-août-14	02-déc-19	1 000 000 000	CAD	1 000 000 000
66	Variable	26-août-16	02-déc-19	100 000 000	CAD	100 000 000
66	Variable	29-août-16	02-déc-19	900 000 000	CAD	900 000 000
67	1,020%	01-mars-16	01-mars-19	16 959 034	CAD	16 959 034
68	1,000%	25-mai-16	27-mai-19	1 000 000 000	CAD	1 000 000 000
HG	10,000%	22-nov-89	22-nov-19	100 000 000	CAD	100 000 000
<b>Total</b>						<b>3 139 559 034</b>

  

Échéances 2020 (Dette obligataire garantie)						
Série	Taux de coupon	Date d'émission	Date d'échéance	Dettes en cours en devise	Devise	Dettes en cours au taux historique (en CAD)
217	9,400%	10-déc-90	11-déc-20	10 000 000	USD	11 560 000
4002	-	27-sept-96	17-févr-20	4 000 000	CAD	4 000 000 <sup>1</sup>
4002	-	27-sept-96	17-août-20	4 000 000	CAD	4 000 000 <sup>1</sup>
HL	11,000%	15-août-90	17-août-20	610 000 000	CAD	610 000 000 <sup>2</sup>
HIM	-	15-août-90	17-août-20	404 000 000	CAD	404 000 000
HIM	-	12-mars-91	17-août-20	1 325 000 000	CAD	1 325 000 000
II	10,250%	27-juil-93	10-janv-20	150 000 000	CAD	150 000 000
<b>Total</b>						<b>2 508 560 000</b>

La Régie constate que l'information présentée par le Distributeur en cours d'année 2018 dans le cadre du dossier tarifaire R-4057-2018, telle que soulignée au préambule (iii), paraît difficilement conciliable avec le constat du rapport annuel 2018 souligné au préambule (ii).

Considérant l'hypothèse de financement en obligations à taux fixe 30 ans prévu au préambule (iii) pour 2019 et considérant les échéances de dettes à taux variable du tableau 3 au préambule (iv), la dette à taux variable pourrait théoriquement représenter moins de 5 % de la dette d'Hydro-Québec à la fin de 2019.

**Demandes :**

16.1 Veuillez fournir les valeurs nominales et les valeurs au marché des titres rachetés par anticipation, le coupon moyen sur les titres rachetés, préciser le moment où ces rachats ont été effectués ainsi que la perte réalisée sur ces rachats.

- 16.2 Veuillez expliquer l'effet de volume et de composition de la dette provenant du rachat par anticipation de titres de dette en décrivant comment ces rachats ont affecté le *Numérateur – Frais financiers* et le *Dénominateur – Valeur ajustée de la dette et des swaps* du tableau 2 de la pièce B-0055.
- 16.3 Veuillez expliquer et quantifier le bénéfice futur attendu (réduction du coût de la dette) découlant du rachat anticipé des titres de dette énoncé à la référence (i), en précisant l'impact prévu sur le coût moyen de la dette en 2019 et pour les années subséquentes.
- 16.4 Veuillez commenter l'observation de la Régie quant à la portion de la dette à taux variable à la fin de 2019 et concilier l'information fournie aux préambules (ii) et (iii) quant à la part de la dette à taux variable qui *devrait être de l'ordre de 11 % en moyenne pour 2019*. Veuillez expliquer la stratégie poursuivie par Hydro-Québec quant à la cible de financement à taux variable.
- 17. Références :** (i) R-9001-2017, pièce [B-0051](#), p. 7;  
(ii) Pièce [B-0055](#), p. 7;  
(iii) R-9001-2017, pièce [B-0066](#), p. 30 et 31.

**Préambule :**

(i) « L'écart pour 2017 de 0,125 % entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par la hausse des taux d'intérêt (+0,028 %) ainsi que par un effet de volume et de composition de la dette (+0,097 %). Ce dernier effet découle principalement des sommes qui ont été décaissées en vertu d'ententes d'atténuation du risque de crédit. » [Nous soulignons]

(ii) « L'écart pour 2018 de 0,134% entre le coût moyen de la dette réalisé et celui autorisé s'explique par un effet de volume et de composition de la dette (+0,138 %) et, dans une moindre mesure, par l'effet des taux d'intérêts (-0,004 %).

*Pour l'essentiel, cet effet volume provient du rachat par anticipation de titres de dette d'Hydro-Québec dont le taux de coupon supérieur au taux de marché actuel a donné lieu à une perte au rachat. Or, ce rachat n'avait pas été prévu initialement. L'effet à la hausse a toutefois été atténué par les encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque de crédit, ainsi que par un volume d'emprunts plus élevé que prévu à des taux inférieurs au coût moyen de la dette.* » [Nous soulignons]

(iii) « Le tableau R-19.2 présente la sensibilité du portefeuille d'instruments dérivés en date du 31 décembre pour les années 2015, 2016 et 2017. La première colonne reflète l'impact en millions de dollars canadiens d'une diminution des taux d'intérêt canadiens de 10 points centésimaux. La deuxième colonne montre l'effet en millions de dollars américains d'une diminution des taux d'intérêt américains de 10 points centésimaux. Enfin, la dernière colonne montre l'impact en millions de dollars canadiens d'une diminution de la valeur de la devise américaine de 0,10 \$ par



*rapport à la devise canadienne. Chaque résultat individuel a été mesuré en gardant constant les autres paramètres. »*

**TABLEAU R-19.2 :**  
**SENSIBILITÉ DU PORTEFEUILLE D'INSTRUMENTS DÉRIVÉS**  
**GAIN (PERTE)**

	CABA - 10 pbs	USLI - 10 pbs	FX - 0,1 \$CA/US
	M\$ CAD	M\$ USD	M\$ CAD
Au 31 décembre 2015	(55)	69	(1 168)
Au 31 décembre 2016	(46)	59	(997)
Au 31 décembre 2017	(39)	51	(856)

*La diminution de la sensibilité aux taux d'intérêt entre 2015 et 2017 s'explique principalement par le passage du temps; au fur et à mesure du paiement des coupons d'intérêt, la sensibilité du dérivé diminue. D'autre part, la sensibilité du portefeuille au mouvement de la devise américaine a été influencée par l'échéance des transactions et le passage du temps au cours de la période. »*

**Demandes :**

- 17.1 Veuillez quantifier l'impact sur le coût de la dette (numérateur et dénominateur) du *volume d'emprunts plus élevé que prévu à des taux inférieurs au coût moyen de la dette*, mentionné au préambule (ii), ainsi que l'impact des *encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque de crédit*, souligné au même préambule. Veuillez comparer l'impact positif des encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque de crédit survenus en 2018 par rapport à l'impact des décaissements enregistrés en 2017.
- 17.2 Veuillez mettre à jour pour l'année 2018 le tableau de *Sensibilité du portefeuille d'instruments dérivés*.
- 17.3 Veuillez confirmer si la diminution de la sensibilité aux taux d'intérêt s'est poursuivie en 2018 et devrait se poursuivre considérant l'hypothèse de financement en obligations à taux fixe 30 ans, prévu au préambule (iii) précédent, pour 2019. Veuillez commenter.



## INDICATEURS DE PERFORMANCE DES ACTIVITÉS DU DISTRIBUTEUR

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0060](#), p. 5;
  - (ii) Pièce [B-0060](#), p. 9.

**Préambule :**

(i) Le Distributeur présente les résultats des indicateurs de performance pour l'année 2018, dont le « Nombre de pannes basse tension » : 29 215 en 2018 et 26 911 en 2017.

(ii) Le Distributeur explique l'augmentation du « Nombre de pannes basse tension » comme suit :

*« Une augmentation de 8,6 % du nombre de pannes basse tension est observée entre 2017 et 2018. Le nombre de pannes en 2018 est également 9,5% fois plus élevé que la moyenne du nombre de pannes entre 2013 et 2017.*

*Cette hausse en 2018 est essentiellement attribuée aux bris des équipements en raison des périodes plus froides au cours de l'hiver, à l'envergure des événements climatiques et à la faune.*

*Dans les prochaines années, le Distributeur veut identifier et mettre en place des solutions afin de maintenir ou de diminuer l'occurrence de ce type de problème à moyen et long termes.* » [Nous soulignons]

**Demande :**

18.1 Compte tenu de l'évolution du nombre de pannes basse tension, le Distributeur envisage-t-il de déposer lors du prochain dossier tarifaire et/ou du prochain rapport annuel, le résultat d'une étude sur l'identification et la mise en place de solutions afin de maintenir ou de diminuer l'occurrence de ce type de problème à moyen et long termes? Veuillez élaborer.