

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
À HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION (LE DISTRIBUTEUR)
RELATIVE AU RAPPORT ANNUEL 2018**

SUIVI DES ACTIVITÉS RELIÉES À L'AMÉLIORATION CONTINUE

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0074](#), p. 21;
 - (ii) Pièce [B-0074](#), p. 22;
 - (iii) Pièce [B-0008](#), p. 15;
 - (iv) Pièce [B-0060](#), p 5;
 - (v) Rapport annuel 2017 du Distributeur, pièce [B-0008](#), p. 13.

Préambule :

(i) « L'approche d'amélioration continue vise globalement à faire plus avec les ressources disponibles pour limiter les hausses de coûts futurs.

Comme expliqué à l'annexe C de la pièce HQD-2, document 4 (B-0008), la structure mise en place permet un accompagnement des diverses unités du Distributeur dans une démarche de gestion visant à identifier des pistes d'amélioration dans leurs activités, cela dans une perspective d'efficience et de performance. Cette démarche permet d'accroître la vélocité au chapitre du règlement des problèmes au quotidien et de la gestion des écarts constatés sur les indicateurs opérationnels.

Cependant, les différents diagnostics posés et les retombées en termes de gains relèvent de la gestion fine des activités des diverses unités sur le terrain.

Les résultats d'une telle approche doivent être appréciés de façon globale, soit en fonction de l'évolution générale des charges d'exploitation et des indicateurs de performance suivis à la Régie. Voir à cet égard les pièces HQD-2, document 4 (B-0008) et HQD-9, document 2 (B-0060). »

[nous soulignons]

(ii) « *Chez le Distributeur, le souci de faire plus avec les ressources en place est pratique courante. Ainsi, des efforts d'efficience ont été déployés dans toutes les sphères d'activités du Distributeur et pris en compte dans l'établissement des tarifs en vigueur au 1er avril 2018. De façon générale, les efforts d'efficience ont permis de réduire de 0,6 % les charges d'exploitation pour les activités de base du Distributeur par rapport au montant reconnu pour 2017 dans un contexte où l'inflation et la croissance normale des activités exercent une pression à la hausse sur les coûts. Ces gains d'efficience ont été réalisés par le Distributeur en lien notamment avec les activités liées aux services à la clientèle de masse ainsi qu'auprès des fournisseurs internes. »*

[nous soulignons]

(iii) Le Distributeur présente au tableau 7, les charges d'exploitation des activités de base de l'année 2018.

TABLEAU 7 :
CHARGES D'EXPLOITATION DES ACTIVITÉS DE BASE DU DISTRIBUTEUR NETTES DU COMPTE D'ÉCARTS – PANNES MAJEURES (M\$)

	D-2018-025	Réel 2018	Écart
Charges d'exploitation	1 118,2	1 121,7	3,5
Compte d'écarts - Pannes majeures (Facteur Z)	4,1	(18,4)	(22,5)
Total	1 122,3	1 103,3	(19,0)

(iv) Le Distributeur présente le tableau des résultats des indicateurs de performance de ses activités pour les années 2018 et 2017 :

- Satisfaction de la clientèle;
- Fiabilité du service électrique;
- Alimentation électrique;
- Services à la clientèle;
- Sécurité.

(v) Le Distributeur présente au tableau 6, les charges d'exploitation des activités de base de l'année 2017.

TABLEAU 6 :
APPROCHE GLOBALE RELATIVE AUX CHARGES D'EXPLOITATION 2017 (M\$)

Composantes	D-2017-022 ⁽¹⁾	Réel 2017	Écart Réel vs D-2017-022
Activités de base du Distributeur	972,7	950,3	(22,4)
Activités de base avec facteurs d'indexation particuliers (FIP)	135,5	111,1	(24,4)
Éléments spécifiques	29,1	23,3	(5,8)
Total	1 137,3	1 084,7	(52,6)

⁽¹⁾ D-2017-022 reflétant la réallocation de la réduction globale des charges d'exploitation, excluant l'impact des ajustements organisationnels.

Demandes :

1.1 La Régie note une hausse des charges d'exploitation pour les activités de base de 3,5 M\$ en 2018 par rapport au montant autorisé en 2018. Veuillez indiquer les retombées de gains d'efficience dans le cadre de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018. Veuillez commenter et quantifier le cas échéant.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à préciser que les charges d'exploitation des activités de**
2 **base nettes du compte d'écarts des pannes majeures (Facteur Z) dégagent un**
3 **écart favorable de 19,0 M\$. Cet écart a été expliqué de façon détaillé au Rapport**
4 **annuel 2018, à la pièce HQD-2, document 4 (B-0008), aux pages 15 et 16.**

1 **De plus, le Distributeur rappelle que les tarifs en vigueur au 1^{er} avril 2018**
 2 **intègrent les efforts d'efficacité du Distributeur qui ont permis d'atténuer les**
 3 **effets de l'inflation et de la croissance des abonnés et de réaliser la coupure**
 4 **demandée par la Régie.**

5 **Voir également la réponse à la question 1.4.**

1.2 Veuillez fournir le calcul et les sources qui appuient la réduction de 0,6 % des charges d'exploitation pour les activités de base en 2018 par rapport au montant reconnu en 2017 (référence (iii)). Veuillez quantifier l'inflation et la croissance normale des activités de base. Veuillez également faire le lien avec les données 2017 du tableau 6 (référence (v)).

Réponse :

6 **Le tableau R-1.2-A présente l'information démontrant la réduction de 0,6 % des**
 7 **charges d'exploitation.**

TABLEAU R-1.2-A :
CHARGES D'EXPLOITATION RELATIVES AUX ACTIVITÉS DE BASE :
MONTANTS RECONNUS 2018 VS 2017 (M\$)

	D-2017-022	D-2018-025	Écart	
			M\$	%
Charges d'exploitation	1 125,2	1 118,2	(7,0)	-0,6%

8 **La pression exercée sur les charges par le facteur d'évolution combinée des**
 9 **charges¹ représente 29,0 M\$ (2,6 %) alors que celle reliée à la croissance des**
 10 **activités liés aux nouveaux abonnements est de 6,7 M\$ (0,6 %) entre le montant**
 11 **des charges d'exploitation relatives aux activités de base autorisé en 2017 et**
 12 **celui de 2018.**

13 **Le montant des charges d'exploitation relatives aux activités de base utilisé**
 14 **dans le tableau R-1.2-A pour 2017 a été établi sur la base du MRI en vigueur en**
 15 **2018 aux fins de comparaison. Ainsi, les tableaux R-1.2-B et R-1.2-C présentent**
 16 **les composantes des charges d'exploitation de la décision de 2017 selon le**
 17 **modèle du MRI, soit en fonction des activités de base, des Facteurs Y et Z ainsi**
 18 **que des CER pré-MRI.**

¹ Le facteur d'évolution combinée des charges est composé du taux découlant de l'évolution des salaires (3,5 %) et du taux d'inflation pour les autres charges (2 %).

TABLEAU R-1.2-B :
COMPOSANTES DES CHARGES D'EXPLOITATION – DÉCISION 2017 (M\$)

	D-2017-022 ⁽¹⁾				
	Activités de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
Charges d'exploitation	1 125,2	12,1	-	-	1 137,3
<i>Charges brutes directes</i>	900,3	4,7	-	-	905,0
<i>Charges de services partagés</i>	521,5	11,2	-	-	532,7
<i>Coûts capitalisés</i>	(296,6)	(3,8)	-	-	(300,4)

⁽¹⁾ D-2017-022 reflétant la réallocation de la coupure globale des charges d'exploitation, excluant l'impact des ajustements organisationnelles.

TABLEAU R-1.2-C :
COMPOSANTES DES CHARGES D'EXPLOITATION
DÉTAIL DES FACTEURS Y, Z ET DES CER PRÉ-MRI
DÉCISION 2017 (M\$)

	D-2017-022					
	Facteurs Y				Facteur Z	CER pré-MRI
	Coût de retraite	Compte d'écarts - Coût de retraite	Interventions en efficacité énergétique	Total Facteurs Y	Compte d'écarts - Pannes majeures	Total CER pré-MRI
Charges d'exploitation	22,3	-30,2	20,0	12,1	0,0	0,0
<i>Charges brutes directes</i>	21,6	-28,0	11,1	4,7	0,0	0,0
Masse salariale	21,6	-28,0	2,3	-4,1	0,0	0,0
Autres charges directes	0,0	0,0	8,8	8,8	0,0	0,0
<i>Charges de services partagés</i>	7,0	-4,3	8,5	11,2	0,0	0,0
<i>Coûts capitalisés</i>	-6,3	2,1	0,4	-3,8	0,0	0,0
Coûts capitalisés	-6,3	2,1	0,0	-4,2		
Gestion de matériel	0,0	0,0	0,4	0,4		

1.3 Veuillez faire le même exercice que celui de la question précédente par rapport au montant réalisé en 2017.

Réponse :

1 **Le Distributeur tient à souligner qu'il ne voit pas la pertinence d'effectuer cette**
2 **analyse comparant les résultats d'une année réelle avec les montants reconnus**
3 **pour une autre année puisque les bases diffèrent. En effet, les contextes tant**
4 **au chapitre de la croissance, que celui des événements récurrents et non**
5 **récurrents rendent les données difficilement comparables. C'est d'autant plus**
6 **difficile que, pour présenter les résultats, il est nécessaire de redécouper les**
7 **données réelles de 2017 sur la base du MRI appliqué à compter de 2018.**

1 La réponse à la question 1.2 fait le lien entre le montant de charges
2 d'exploitation autorisé en 2018 et celui autorisé en 2017. Pour ce qui est de la
3 différence entre les charges d'exploitation réelles de 2017 par rapport aux
4 montants reconnus pour 2017, le Distributeur invite la Régie à se référer à la
5 pièce HQD-2, document 4 (B-0008) du Rapport annuel 2017 pour des
6 explications sur les écarts.

1.4 La Régie note que certains indicateurs sont à la baisse en 2018 par rapport à 2017, notamment pour la fiabilité du service électrique, l'alimentation électrique et les services à la clientèle. Veuillez indiquer les retombées de gains d'efficacité dans le cadre de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018. Veuillez commenter.

Réponse :

7 Le Distributeur expliquait en réponse à une question de la Régie (voir
8 préambule i) que les résultats d'une approche d'amélioration continue doivent
9 être appréciés de façon globale, soit en fonction de l'évolution générale des
10 charges d'exploitation et des indicateurs de performance. Il aurait pu ajouter
11 alors que cette appréciation doit se faire dans une perspective de plusieurs
12 années suivant les efforts d'amélioration. En effet, le Distributeur vise à ce que
13 cette approche d'amélioration, dont le déploiement débutait en 2018, porte ses
14 fruits au cours des prochaines années.

15 Pour ce qui est de la baisse constatée en 2018 des résultats de certains
16 indicateurs de performance, le Distributeur rappelle que plusieurs facteurs
17 peuvent expliquer une variation annuelle, lesquels sont plus ou moins hors du
18 contrôle du Distributeur. Par exemple, dans le cas des indicateurs de fiabilité
19 de l'alimentation, la performance d'une année donnée est fortement tributaire
20 du nombre et de l'importance des événements climatiques.

21 Pour les explications concernant les résultats de 2018 des indicateurs de
22 performance, le Distributeur invite la Régie à se référer à la pièce HQD-9,
23 document 2 (B-0060).

PROGRAMME « MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION »

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0061](#), p. 5;
 - (ii) Rapport annuel 2017 du Distributeur, pièce [B-0057](#), p. 6;
 - (iii) Décision [D-2018-025](#), p. 118 et 101;
 - (iv) Dossier R-4011-2017, pièce [B-0025](#), p. 33.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente au tableau 1, le volume de plaintes par types de cause.

**TABLEAU 1 :
VOLUME DE PLAINTES (VERBALES ET ÉCRITES) PAR TYPES DE CAUSE**

	2018	2017	Variation 2017 -2018	Part 2018
Consommation	368	340	8%	13%
Environnement	70	62	13%	3%
Facturation	277	332	-17%	10%
Mesurage & Relève	284	335	-15%	10%
Recouvrement	438	490	-11%	16%
Réseau et entretien	485	550	-12%	18%
Responsabilité	120	136	-12%	4%
Tarifs	186	142	31%	7%
Autres	513	527	-3%	19%
Total	2741	2914	-6%	100%

(ii) Dans son rapport annuel 2017, le Distributeur explique que l'accroissement de 35 % des plaintes de la catégorie Environnement, passant de 46 en 2016 à 62 en 2017, est lié à des insatisfactions concernant l'émondage et le ramassage de branches à la suite de travaux d'élagage. Cette hausse s'explique par l'augmentation en 2017 du nombre de portées élaguées.

(iii) Dans le dossier tarifaire 2018, la Régie a autorisé un budget total de 74,3 M\$ en 2018 pour le programme « Maîtrise de la végétation », soit une hausse de 6,8 M\$ (10,1 %) par rapport au montant reconnu en 2017 de 67,5 M\$.

(iv) Dans le dossier tarifaire 2018, le Distributeur présentait aux tableaux B-1 et B-2, des données relatives au programme « Maîtrise de la végétation ».

**TABLEAU B-1 :
NOMBRE D'UNITÉS ANNUELLES PAR ACTIVITÉS DE MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION 2016-2023**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Élagage (portées)	141 366	150 000	175 000	200 000	200 000	200 000	200 000	200 000
Déboisement d'élimination d'élagage (portées)	14 722	18 000	23 000	30 000	30 000	30 000	30 000	7 000
Déboisement cycle court (portées)	4 279	0	20 000	25 000	30 000	35 000	40 000	42 000
Abattage (arbres)	44 129	86 000	80 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000

**TABLEAU B-2 :
COÛTS DU DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION 2016-2023 (M \$)**

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023 et +
Coûts opérationnels								
Services externes	56,3	59,0	72,6	84,6	86,5	88,4	90,5	84,3
Masse salariale	8,2	8,5	11,5	13,1	13,0	13,6	13,9	13,8
Total	64,5	67,5	84,1	97,7	99,5	102,0	104,4	98,1
Nombre d'ETC	81	79	109	120	115	116	115	111

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer la variation 2017-2018 de +13 % des plaintes reliées à la catégorie « Environnement » présentée au tableau 1 (référence (i)).

Réponse :

1 **La hausse des plaintes de la catégorie « Environnement » est liée à des**
 2 **insatisfactions concernant le non-ramassage de branches (4 plaintes en 2016,**
 3 **9 en 2017 et 19 en 2018). Le nombre de plaintes en lien avec les activités de**
 4 **maîtrise de la végétation demeure toutefois très faible en comparaison du**
 5 **nombre d'unités annuelles d'activités effectués par le Distributeur. Par**
 6 **conséquent, le Distributeur ne peut pas établir de lien de cause à effet entre le**
 7 **programme de maîtrise de la végétation et la hausse du nombre de plaintes**
 8 **reliées à la catégorie « Environnement ».**

2.2 La Régie note une hausse des plaintes reliées à la catégorie « Environnement » passant de 46 en 2016 à 70 en 2018. Veuillez indiquer les retombées du programme « Maîtrise de la végétation ». Veuillez élaborer.

Réponse :

9 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.3 Veuillez déposer un suivi détaillé de la mise en place du programme « Maîtrise de la végétation », notamment la mise à jour des tableaux B-1 et B-2 (référence (iv)). Veuillez expliquer.

Réponse :

10 **Les tableaux R-2.3-A et R-2.3-B présentent la mise à jour des tableaux présentés**
 11 **à la référence (iv) en ce qui concerne les données réelles 2016 à 2018.**

**TABLEAU R-2.3-A :
NOMBRE D'UNITÉS ANNUELLES PAR ACTIVITÉS DE
MAÎTRISE DE LA VÉGÉTATION**

	2016	2017	2018
Élagage (portées)	141 366	145 772	134 579
Déboisement d'élimination d'élagage (portées)	14 722	16 452	19 986
Déboisement cycle court (portées)	4 279	5 134	3 030
Abattage (arbres)	44 129	42 348	60 445

**TABLEAU R-2.3-B :
COÛTS DU DÉPLOIEMENT DU PLAN D'ACTION (EN M\$)**

	2016	2017	2018
Coûts opérationnels			
Services externes	56,3	57,1	64,3
Masse salariale	8,2	8,1	8,7
Total	64,5	65,2	73,0
Nombre d'ETC	81	80	84

1 **La croissance des coûts reliés à la maîtrise de la végétation entre l'année 2017**
2 **et 2018 résulte, d'une part, de la composition des types d'activités réalisées et,**
3 **d'autre part, d'une augmentation des coûts moyens des interventions. Sur ce**
4 **dernier point, le Distributeur souligne que les portées élaguées en 2018**
5 **nécessitaient des travaux plus complexes que celles élaguées en 2017. De ce**
6 **fait, les coûts ont été plus élevés en 2018 qu'en 2017 alors que le nombre de**
7 **portées élaguées a été moindre.**

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

- 3. Références :** (i) Pièce [B-0008](#), p. 8;
(ii) Décision [D-2018-025](#), p. 97, par. 340.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau 2, les composantes détaillées des revenus requis 2018, en mode coût de service. La rubrique « Vice-présidence-Technologie de l'information et des communications » (VPTIC) présente une hausse de 5,0 M\$ par rapport au montant autorisé par la Régie en 2018.

(ii) Dans sa décision D-2018-025, la Régie jugeait raisonnable de réduire les charges de la VPTIC de 5,0 M\$ pour l'année témoin 2018.

Demande :

- 3.1 Veuillez justifier le dépassement de 5 M\$ entre le réel 2018 et le montant autorisé par la Régie en 2018.

Réponse :

1 **Le dépassement de 5 M\$ est attribuable à l'impossibilité, pour le Distributeur,**
2 **de réaliser la coupure demandée par la Régie dans sa décision D-2018-025.**

3 **Le Distributeur rappelle que les ententes clients-fournisseurs intégrées aux**
4 **demandes tarifaires sont établies en fonction de leur nature :**

- 5 • **Les produits à la consommation sont facturés en fonction du volume**
6 **consommé. Pour l'année témoin 2018, ces coûts représentent 16 % de**
7 **l'enveloppe de la rubrique VPTIC.**
- 8 • **Les produits forfaitaires sont facturés aux unités selon différentes bases**
9 **de facturation et sont convenus dans l'entente clients-fournisseurs. Pour**
10 **l'année témoin 2018, ces coûts représentent 84 % de l'enveloppe de la**
11 **rubrique VPTIC.**

12 **L'application d'une coupure à ces produits ne peut être effectuée que lors**
13 **de l'établissement de l'entente clients-fournisseurs de l'année**
14 **subséquente. Le Distributeur confirme que la coupure de 5 M\$ demandée**
15 **par la Régie dans sa décision D-2018-025 a été intégrée à l'entente clients-**
16 **fournisseurs 2019 de VPTIC.**

17 **Ainsi, la coupure de 5 M\$ demandée par la Régie en 2018 ne pouvait être**
18 **appliquée qu'aux produits à la consommation. Le tableau R-3.1 présente**
19 **l'évolution des coûts réels 2015 à 2018 de ces produits et démontre qu'une**

- 1 coupure de 5 M\$, soit près de 15 % des coûts prévus pour l'année témoin 2018,
2 pouvait difficilement être réalisée.

TABLEAU R-3.1 :
HISTORIQUE DES COÛTS DES PRODUITS À LA CONSOMMATION VPTIC (EN M\$)

en million \$	Réel				Année témoin 2018
	2015	2016	2017	2018	
Centre d'appel, console téléphonique et autres	27,7	25,3	22,9	21,7	21,8
Service de développement TIC	13,5	12,1	10,6	13,9	12,6

4. **Référence :** Pièce [B-0074](#), p. 16.

Préambule :

« 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.

Réponse :

Le Distributeur s'est basé sur les résultats du [sondage sur l'utilisation de l'électricité au marché résidentiel effectué en décembre 2017] pour comprendre l'évolution du taux de diffusion des principaux usages ainsi que leurs caractéristiques de consommation. À titre d'exemples, les principaux usages sondés incluent le chauffage, les chauffe-eau, la climatisation, les gros électro-ménagers, les piscines et les spas.

Le Distributeur tient à préciser que la presque totalité de l'écart prévisionnel de +230 GWh est due aux chauffe-piscines et aux spas. Les autres usages expliquent une portion marginale de l'écart prévisionnel. »

Demande :

- 4.1 Le Distributeur indique s'être basé sur les résultats du sondage sur l'utilisation de l'électricité au marché résidentiel effectué en décembre 2017 « pour comprendre l'évolution du taux de diffusion des principaux usages ainsi que leurs caractéristiques de consommation ».

Veuillez élaborer sur les hypothèses technico-économiques retenues par le Distributeur qui lui ont permis de déterminer que la quasi-totalité de l'écart prévisionnel de +230 GWh est due aux chauffe-piscines et aux spas.

Réponse :

Afin d'expliquer les écarts sur les ventes résidentielles prévues de l'année 2018, le Distributeur a analysé le dernier sondage sur l'utilisation de l'électricité au marché résidentiel effectué en décembre 2017. Il s'est avéré que les hypothèses technico-économiques de la majorité des usages ont généralement évolué tels qu'attendus, à l'exception des chauffe-piscines et des spas.

- Le nombre d'abonnements possédant un chauffe-piscine électrique a bondi de 20 % par rapport au sondage précédent. Le Distributeur estime qu'il a sous-estimé la prévision des ventes de 2018 d'environ 40 000 chauffe-piscines, ce qui représente un écart de 163 GWh (sur la base d'une consommation unitaire de 4 086 kWh/année).
- Le nombre d'abonnements possédant un spa a augmenté de 10 % par rapport au sondage précédent. Le Distributeur estime qu'il a sous-estimé la prévision des ventes de 2018 d'environ 19 000 spas, ce qui représente un écart de 66 GWh (sur la base d'une consommation unitaire de 3 511 kWh/année).

À la suite à ce constat, les modèles de prévisions ont été ajustés pour mieux refléter l'évolution de ces deux équipements.

TABLEAU R-4.1 :
HYPOTHÈSES TECHNIKO-ÉCONOMIQUES POUR SPA ET CHAUFFE-PISCINE

	Nb d'abonnements résidentiels (en millions)	Sous-estimation du taux de diffusion de l'équipement	Sous-estimation du nombre d'abonnements disposant de l'équipement	Consommation unitaire de l'équipement (en kWh)	Écart de ventes 2018 (en GWh)
	(1)	(2)	(3) = (1) * (2)	(4)	(5) = (3) * (4)
Chauffe-piscine	3,7	1,1%	39 960	4 086	163
Spa	3,7	0,5%	18 870	3 511	66

Le Distributeur n'a pas été en mesure d'expliquer d'autres sources d'écarts significatifs à partir des données du sondage. Le Distributeur rappelle que la consommation unitaire plus forte qu'anticipée pourrait provenir de plusieurs autres sources et même être d'ordre comportemental, ce qui la rend difficile à quantifier.

APPROVISIONNEMENTS

- 5. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 3, tableau 2;
(ii) Pièce [B-0074](#), p. 7 et 8.

Préambule :

(i) Le Distributeur présente au tableau suivant le bilan réel offre-demande en puissance du distributeur lors de la pointe (MW)

En MW	Rapport annuel 2017 (ii)	Rapport annuel 2018 (i)	D-2018-030
Besoins réguliers du Distributeur-réseau intégré	38 184	38 184	
Approvisionnement (offre)	38 184	38 184	
Approvisionnements patrimoniaux	33 652	33 652	
Approvisionnements postpatrimoniaux	4 532	4 532	

(ii) « Lors de l'élaboration de son rapport annuel 2017, le Distributeur disposait de l'information selon laquelle le mois de décembre 2017 présentait une demande de pointe plus forte que celle de l'hiver 2016-2017, hiver caractérisé par des températures plus chaudes que la normale climatique. Par conséquent, le Distributeur a présenté exceptionnellement dans son rapport annuel de 2017 la 1 pointe de l'année civile plutôt que la pointe de l'hiver 2016-2017.

Dans le cadre du présent rapport annuel, le Distributeur se réfère à la pointe hivernale, comme il le fait généralement, c'est-à-dire à celle de l'hiver 2017-2018 qui est survenue le 28 décembre 2017. »

Demande :

5.1 Veuillez compléter le tableau présenté à la référence (i) et expliquer les écarts en 2018 par rapport au montant reconnu en 2018.

Réponse :

1

Le tableau R-5.1 présente les informations demandées.

**TABLEAU R-5.1 :
BILANS OFFRE-DEMANDE EN PUISSANCE
RÉELS 2017 ET 2018 EN COMPARAISON DE CELUI AUTORISÉ POUR 2018**

En MW	Rapport annuel 2017 (ii)	Rapport annuel 2018 (i)	D-2018-030
Besoins réguliers du Distributeur-réseau intégré	38 184	38 184	37 787
Approvisionnements (offre)	38 184	38 184	37 787
Approvisionnements patrimoniaux	33 652	33 652	33 680
Approvisionnements postpatrimoniaux	4 532	4 532	4 107

1 **La pointe 2017-2018 a été enregistrée le 28 décembre 2017. Elle a été plus forte**
 2 **que celle prévue et autorisée de 397 MW. Cet écart s'explique essentiellement**
 3 **par des conditions climatiques de pointe plus froides que la normale (+239 MW)**
 4 **et des ventes au secteur industriel plus élevées que prévu (+219 MW).**

SUIVI DES COMPTES D'ÉCARTS

6. **Référence :** Pièce [B-0074](#), p. 23.

Préambule :

En ce qui a trait au statut du dossier sur le déversement d'hydrocarbures dans le port de Cap-aux-Meules, le Distributeur indique qu'il prévoit compléter les derniers travaux d'ici la fin de l'été 2019 et qu'il sera alors en mesure de préciser le montant final des coûts liés au déversement.

**TABLEAU R-10.2 :
COMPOSANTES DES COÛTS CUMULATIFS DU DÉVERSEMENT D'HYDROCARBURES DANS
LE PORT DE CAP-AUX-MEULES AU 31 DÉCEMBRE 2018 (M\$)**

Décontamination	6,0
Réparation et reconstruction de l'oléoduc	0,9
Réhabilitation	16,8
Intérêts	1,0
Total	24,7

Demandes :

6.1 Veuillez déposer le montant final, si disponible, selon le même détail que le tableau R-10.2.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas en mesure à ce moment-ci de fournir l'ensemble des**
2 **renseignements demandés aux questions 6.1 à 6.3. Par ailleurs, il est d'avis que**
3 **ces questions débordent du cadre du Rapport annuel 2018.**

6.2 Veuillez indiquer si le Distributeur doit recevoir un montant d'indemnité additionnel suite au règlement du dossier. Si oui, veuillez quantifier et indiquer le traitement réglementaire. Sinon, veuillez commenter.

Réponse :

4 **Le Distributeur tient à préciser qu'il n'a reçu aucun montant d'indemnité au**
5 **31 décembre 2018.**

6 **Voir également la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez indiquer les modalités de disposition du compte d'écarts proposées par le Distributeur.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 6.1.**

SUIVI DES INVESTISSEMENTS

7. **Référence :** Décision [D-2018-025](#), p. 140, par. 506 et 507.

Préambule :

« [506] La Régie veut s'assurer que les coûts des investissements effectués par le Distributeur dans le cadre du programme d'enfouissement du réseau font toujours partie de la catégorie des investissements autorisés avant l'entrée en vigueur de l'article 73 de la Loi. Les modifications apportées au programme au cours des dernières années amènent la Régie à s'interroger à cet égard.

[507] En conséquence, la Régie demande au Distributeur de lui soumettre un suivi dans le cadre du dépôt du prochain rapport annuel, faisant état de la situation relative à ce programme, particulièrement quant au traitement à lui donner. »

Demande :

7.1 Veuillez déposer le suivi relatif aux coûts d'investissements effectués par le Distributeur dans le cadre du programme d'enfouissement du réseau tel que demandé dans la décision D-2018-025.

Réponse :

1 **Le Distributeur soumet que le suivi demandé a été déposé dans le cadre de son**
2 **Rapport annuel 2017², soit lors du premier rapport annuel ayant suivi la**
3 **décision D-2018-025. Ainsi, le Distributeur est d'avis qu'il a répondu à la**
4 **demande de la Régie. Depuis le Rapport annuel 2017, aucun changement n'a**
5 **été apporté au programme.**

6 **En ce qui concerne l'année 2018, les investissements totaux pour le programme**
7 **d'enfouissement se sont élevés à 3,7 M\$³ portant à près de 157 M\$ le montant**
8 **cumulatif investi par le Distributeur. Le Distributeur rappelle que l'enveloppe**
9 **globale prévue s'élève à 270 M\$.**

RACCORDEMENT DU VILLAGE DE LA ROMAINE AU RÉSEAU INTÉGRÉ

- 8. Références :**
- (i) Pièce [B-0071](#), p. 6 ;
 - (ii) Décision [D-2018-042](#), par 84 ;
 - (iii) Décision [D-2005-50](#), p. 50.

Préambule :

(i) « *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. »

(ii) « *[84] En conséquence, la Régie autorise la réalisation du Projet. Le Distributeur ne pourra apporter, sans autorisation préalable de la Régie, aucune modification au Projet qui aurait pour effet d'en modifier de façon appréciable la nature et les coûts. »*

(iii) « *Il appartient au Transporteur de démontrer la prudence et l'utilité de ses investissements. Ce fardeau de preuve, commun à tous les demandeurs et à l'ensemble de la demande tarifaire, ne peut lui échapper à l'égard des ajouts à la base de tarification. Aucune disposition, dans la Loi, ne soutient une absence de preuve ou un tel renversement du fardeau de la preuve aux intervenants à ce sujet.*

² Rapport annuel 2017, pièce HQD-5, document 1 (B-0024), page 12 et 13.

³ Rapport annuel 2018, pièce HQD-5, document 1 (B-0027), tableau 1, rubrique Investissements autorisés avant art. 73.

Par ailleurs, le Transporteur est soumis à un régime d'approbation préalable de ses investissements en vertu de l'article 73 de la Loi. Dans le cadre de cet examen, la Régie se penche notamment sur les objectifs, la description, la justification du projet en relation avec l'objectif visé, sa faisabilité technique et économique, les alternatives, la raisonnable des coûts et l'impact tarifaire du projet. La Régie porte alors un premier jugement sur le caractère prudent de l'investissement ainsi que sur l'utilité appréhendée du projet. Cette approbation, pour donner un sens à la Loi, doit avoir un effet lors de l'approbation de l'ajout d'un tel actif à la base de tarification du Transporteur.

Si le projet est réalisé dans le contexte qui soutient son autorisation préalable et que les coûts de réalisation ne sont pas supérieurs à ceux approuvés, la Régie peut présumer de leur prudence et de leur utilité.

Malgré tout, lors de la demande d'inclusion à la base de tarification, le Transporteur ne peut se contenter d'alléguer l'existence de l'autorisation préalable pour justifier l'inclusion de l'actif puisqu'une telle autorisation ne doit pas être interprétée comme une reconnaissance automatique pour fins d'inclusion dans la base de tarification. Le Transporteur doit identifier les actifs, démontrer le respect des conditions d'approbation préalable et fournir aux intervenants et à la Régie suffisamment d'information sur ceux-ci pour leur permettre d'apprécier la justification de l'ajout demandé à la base de tarification.

[...]

Sur la base de cette démonstration, la présomption de prudence et d'utilité prend son sens et renversera le fardeau de la preuve pour la faire porter sur les intervenants qui remettent en question l'inclusion de l'actif à la base de tarification du Transporteur.

Demande :

La Régie constate une augmentation de coûts du projet de 50,6 M\$ (ou 44,2 %) passant de 114,4 M\$ à 165,0 M\$.

Comme mentionné à la référence (iii), une autorisation préalable de la Régie lors d'une modification de façon appréciable des coûts d'un projet a pour objectif de faire bénéficier l'ensemble des coûts du projet de la même présomption de prudence et d'utilité que le coûts d'un projet déjà autorisé par la Régie. Sans cette autorisation préalable, le fardeau de démontrer la justification de l'inclusion des coûts supplémentaires liés au projet reviendra au Distributeur lors du recalibrage de sa base de tarification à la fin de son mécanisme de réglementation incitative.

- 8.1 Si la Régie devait estimer qu'il s'agit effectivement d'une modification appréciable des coûts du projet et qu'en conséquence, une autorisation préalable devait être obtenue de la Régie, le Président de la Régie pourrait initier un tel dossier avant l'enregistrement à la base de tarification du Distributeur. Veuillez commenter.

Réponse :

1 Le Distributeur n'interprète pas l'autorisation obtenue par la décision de la
2 Régie D-2018-042 comme une reconnaissance automatique aux fins d'inclusion
3 dans la base de tarification. Il considère toutefois que la hausse anticipée des
4 coûts du Projet découlant de circonstances exceptionnelles propres à la
5 réalisation d'un projet en milieu nordique éloigné ne constitue pas un cas
6 requérant l'obtention d'une nouvelle autorisation préalable.

7 À titre d'exemple, un cas nécessitant l'obtention d'une nouvelle autorisation
8 préalable s'est produit dans le cadre d'un projet du Transporteur visant les
9 modifications relatives au remplacement des compensateurs statiques au
10 poste de la Némiscau, autorisé dans sa forme finale par la Régie dans sa
11 décision D-2012-160. Dans ce cas précis, le Transporteur avait soumis une
12 nouvelle demande d'autorisation (R-3816-2012), à la suite d'une première
13 autorisation du projet, en raison du fait que la solution retenue avait été
14 changée en cours de réalisation.

15 Cette situation se distingue nettement de celle vécue dans le cadre du présent
16 Projet. Le Distributeur réitère en effet que la hausse anticipée des coûts ne
17 résulte aucunement de modifications apportées au Projet autorisé par la Régie
18 par la décision D-2018-042. Il rappelle que la nature des travaux, les objectifs
19 du Projet et la solution recommandée n'ont pas changé⁴.

20 Ainsi, si la Régie le juge nécessaire, suivant le traitement réglementaire reflété
21 à la section 5.5.2 de sa décision D-2017-021 notamment, le Distributeur
22 présentera une preuve au soutien de la prudence et de l'utilité des coûts
23 supplémentaires liés au Projet lors de l'examen prévu à cet effet au moment de
24 l'inclusion de ce dernier à sa base de tarification.

⁴ Pièce HQD-6, document 7 (B-0071) et réponses aux questions 12.1 à 12.8 de la demande de renseignements n°1 de la Régie à la pièce HQD-12, document 1 (B-0074).