

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE LA RÉGIE**

**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.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle les éléments suivants qui ont été expliqués dans le**
2 **cadre du rapport annuel 2017¹ :**

- 3 • **L'écart de rendement à partager (154,6 M\$ en 2018) est déterminé en**
4 **appliquant l'écart de taux de rendement réel / autorisé (4,12 % en 2018)**
5 **à la base de tarification réelle. Ainsi, l'utilisation de la base de**
6 **tarification réelle permet de neutraliser l'effet volume de façon à**
7 **remettre la juste part à la clientèle.**
- 8 • **L'écart de rendement réel (155,1 M\$ en 2018) correspond à l'écart entre**
9 **les revenus requis réels et autorisés. Il tient compte à la fois de l'écart**
10 **de taux de rendement réel / autorisé et de l'écart de la base de**
11 **tarification réelle / autorisée.**

12 **Le tableau R-1.1 présente les composantes de l'écart de rendement réel 2018,**
13 **dont la principale composante sont les revenus nets des achats qui totalisent**
14 **147,0 M\$.**

¹ Demande de renseignements n° 1 de la Régie, réponse à la question 1.1 (B-0066).

**TABLEAU R-1.1 :
COMPOSANTES DE L'ÉCART DE RENDEMENT RÉEL 2018 (M\$)**

	Écarts
Revenus nets des achats	147,0
<i>Ventes d'électricité</i>	401,1
<i>Facturation de l'électricité aux entités affiliées</i>	(0,9)
<i>Achats d'électricité</i>	(300,4)
<i>Pénalité - résiliation de contrat</i>	47,2
Revenus autres que ventes d'électricité (excluant Facturation de l'électricité aux entités affiliées)	(3,1)
Activités de base ¹	6,2
<i>Charges d'exploitation²</i>	19,0
<i>Coûts des capitaux empruntés</i>	(10,1)
<i>Amortissement</i>	(3,4)
<i>Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs</i>	(2,6)
<i>Taxes</i>	1,0
<i>Frais corporatifs</i>	2,3
Facteurs Y et Z (excluant portion capitaux propres de la base de tarification de 0,6 M\$)	5,0
	155,1

¹ Voir HQD-2, document 4, tableau 6 (B-0008)

² Nettes du compte d'écart - pannes majeures - Voir HQD-2, document 4, tableau 7 (B-0008)

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

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.

Réponse :

1 Dans sa décision D-2017-043² la Régie fixe la durée du premier MRI à une
2 période de quatre ans dont la première année est établie sur la base du coût
3 de service. Dans sa décision D-2019-027³, la Régie détermine, pour la durée
4 du MRI, les modalités qui s'appliquent pour la clause de sortie.

5 Le Distributeur en a déduit que théoriquement, la clause de sortie pourrait
6 aussi s'appliquer la première année.

7 Cependant, considérant que la principale raison à l'origine de l'écart est la
8 croissance des ventes et compte tenu du fait que les ventes font l'objet de
9 prévisions annuelles, le Distributeur est d'avis que pour l'année 2018 la clause
10 de sortie n'a pas lieu d'être invoquée puisque cet écart est sans incidence sur
11 l'application du MRI du Distributeur au cours des années subséquentes.

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]

² D-2017-043, paragraphe 99.

³ D-2019-027, paragraphe 241.

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-2.1 compare la répartition des sources d’approvisionnement**
2 **présentée au rapport annuel 2018 à celle découlant de la décision D-2018-030.**

**TABLEAU R-2.1 :
SOURCES D’APPROVISIONNEMENT (TWh)**

		Rapport Annuel	D-2018-030	Écart
Hydro-Québec Production	Patrimonial	168,28	164,84	3,44
	Post Patrimonial ¹	3,60	3,07	0,53
Autres Fournisseurs	Post Patrimonial ²	13,80	13,79	0,01
Total		185,68	181,70	3,98

¹ Incluant l’Entente-cadre, la dispense et le service d’intégration éolienne

² Incluant la dispense

3 **L’écart total s’explique principalement par le fait que le Distributeur a dû recourir**
4 **à un volume plus important d’électricité patrimoniale (+3,44 TWh) afin de**
5 **répondre à une demande plus forte que celle prévue dans la décision**
6 **D-2018-030. Cette demande plus forte explique également les variations des**
7 **achats post patrimoniaux visant à équilibrer le bilan offre-demande à court terme**
8 **dont le recours au contrat Cyclable, aux contrats de Système de puissance**
9 **(A/O 2015-01) et aux achats de court terme. Cet écart prend en compte les**
10 **retours d’énergie positifs du service d’intégration éolienne entre la production**
11 **éolienne réelle et les livraisons annuelles.**

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.

Réponse :

12 **Lors de l’élaboration de son rapport annuel 2017, le Distributeur disposait de**
13 **l’information selon laquelle le mois de décembre 2017 présentait une demande**
14 **de pointe plus forte que celle de l’hiver 2016-2017, hiver caractérisé par des**
15 **températures plus chaudes que la normale climatique. Par conséquent, le**

- 1 **Distributeur a présenté exceptionnellement dans son rapport annuel de 2017 la**
2 **pointe de l'année civile plutôt que la pointe de l'hiver 2016-2017.**
- 3 **Dans le cadre du présent rapport annuel, le Distributeur se réfère à la pointe**
4 **hivernale, comme il le fait généralement, c'est-à-dire à celle de l'hiver 2017-2018**
5 **qui est survenue le 28 décembre 2017.**

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 %)

Réponse :

- 6 **Les écarts défavorables constatés entre le réel et les montants reconnus en 2018**
7 **pour les rubriques citées à la question 3.1 s'expliquent, entre autres, par les**
8 **coûts liés aux pannes majeures comme présenté à la pièce HQD-4, document 3.6**
9 **(B-0021).**
- 10 **Le tableau R-3.1 présente les écarts par rubrique nets des coûts liés aux pannes**
11 **majeures.**

TABLEAU R-3.1 :
Écarts entre le réel et le montant reconnu en 2018 nets des coûts liés aux pannes majeures (M\$)

	Écart réel 2018 vs D-2018-025	Coûts réels liés aux pannes majeures (B-0021)*	Écarts nets des coûts liés aux pannes majeures
Temps supplémentaire	34,8	(14,1)	20,7
Autres primes	7,5	(2,4)	5,1
Maîtrise de la végétation	3,1	(4,5)	(1,4)
Services professionnels et autres	5,8	(5,8)	-
	51,2	(26,8)	24,4

*Le montant reconnu pour les pannes majeures se retrouve en totalité sur la rubrique
Provision - Pannes majeures

L'écart résiduel de 24,4 M\$ s'explique principalement par :

- **4,9 M\$ en lien avec les missions d'assistance de dépannage effectuées à l'extérieur du Québec qui ne sont pas planifiées étant donné leur nature imprévisible. Le Distributeur souligne que les revenus correspondants de ces missions sont inclus à la rubrique Récupération de coût et, conséquemment, sont sans impact sur les revenus requis.**
- **15,8 M\$ attribuables à l'augmentation des travaux de maintien sur le réseau de distribution expliqué principalement par la hausse des pannes régulières et la hausse des demandes des clients.**

- 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'efficience 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
Revenus réels 2017	215,2	152,4	146,9	20,3	534,8
Efficiences additionnelles 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%	
ms: Efficiences additionnelles et écart prévisionnel 2017 attribuables au Distributeur	-15,4	-10,1	-11,5	11,4	-25,6
Coûts complets réels 2017	199,8	142,3	135,4	31,7	509,2

(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.

Réponse :

1 **Le tableau R-4.1 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-4.1 :
MONTANTS QUI AURAIENT ÉTÉ FACTURÉS AU DISTRIBUTEUR SUR LA BASE DU COÛT
COMPLET RÉEL 2018 DES FOURNISSEURS (M\$)**

	VPTIC	CSP	Corpo	IREQ	Total
Revenus réels 2018	236,8	169,0	156,7	23,1	585,6
Efficiences additionnelles et écart prévisionnel 2018	-35,1	-25,8	-24,6	17,7	-67,8
Ratio Distributeur / Hydro-Québec	33,8%	33,1%	27,8%	33,6%	
ms: Efficiences additionnelles et écart prévisionnel 2018 attribuables au Distributeur	-11,9	-8,5	-6,8	5,9	-21,3
Coûts complets réels 2018	224,9	160,5	149,9	29,0	564,3

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^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenu (M\$)					Revenu net des achats
	Réal 2018		D-2018-025 (R-4067-2018)	Écart réel 2018 vs D-2018-025		
	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)	968	968	929	59	29	21
G-9	151	151	130	21	21	15
M	2 599	2 585	2 510	89	75	41
LG	545	540	534	12	6	-
L	1 363	1 363	1 252	101	101	17
H	1	1	1	-	-	-
DT	156	151	157	(1)	(5)	(3)
Éclairage public et sentinelle	57	57	61	(4)	(4)	(3)
Contrats spéciaux	899	899	983	(84)	(84)	-
	12 188	11 807	11 881	628	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	(13)	(13)	(18)	5	6	6
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	32	32	33	(1)	(1)	(1)
Total Revenus d'électricité du Distributeur¹	12 245	11 883	11 716	629	247	147

Conciliation

Remversement de la provision réglementaire de 2017	(23)	(23)	(23)	-	-	-
Provision réglementaire de 2018	41	41	41	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129)	-	-	(129)	-	-
Revenus d'électricité réglementaires	12 134	11 881	11 733	400	247	147

¹ 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.

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

	Réel	D-2018-025 ajustée (1)	Ecart
REVENUS	12 284,7	11 820,4	464,3
Ventes d'électricité	12 073,2	11 872,1	201,1
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	33,2
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
<i>Patrimoniale et ajustement des contrats spéciaux</i>	<i>4 595,1</i>	<i>4 307,0</i>	<i>288,1</i>
<i>Postpatrimoniale, GDP Affaires et Tarif de gestion de la consommation</i>	<i>1 809,7</i>	<i>1 765,2</i>	<i>44,5</i>
<i>Compte de pass-on pour l'achat d'électricité</i>	<i>-72,5</i>	<i>-40,3</i>	<i>-32,2</i>
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

Réponse :

- 1 **Le Distributeur tient à corriger le tableau 4 (référence (i)) qui présente une**
- 2 **erreur dans le chiffre de provision réglementaire 2018. Celle-ci s'élève à 14 M\$**
- 3 **et non 41 M\$. La version corrigée du tableau 4 devrait donc se lire comme suit :**

TABLEAU R-5.1 :
TABLEAU 4 RÉVISÉ : REVENUS D'ÉLECTRICITÉ 2018 (M\$)²

Année civile (1^{er} janv au 31 déc)

Catégorie de consommateurs	Revenus (M\$)					Revenus nets des achats
	Réel 2018		D-2018-025 (R-4057-2018)	Écart réel 2018 vs D-2018-025		
	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)	-
	12 189	11 907	11 661	526	244	145
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	39	(2)	(2)	(2)
Rabais sur ventes - clientèle MFR	(13)	(13)	(18)	5	5	5
Facturation de l'électricité aux entités affiliées	32	32	33	(1)	(1)	(1)
Total Revenus d'électricité du Distributeur¹	12 245	11 963	11 715	529	247	147
Conciliation						
Renversement de la provision réglementaire de 2017	(23)	(23)	(23)	-	-	-
Provision réglementaire de 2018	14	14	14	-	-	-
Compte de nivellement pour aléas climatiques	(129)			(129)	-	-
Revenus d'électricité réglementaires	12 107	11 954	11 706	400	247	147

¹ 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.

² Les totaux et sous totaux sont calculés à partir de données non arrondies

1 En conséquence, le tableau de la Régie devrait se lire comme suit :

(en M\$)	Réel 2018	D-2018-025	Écart
Tableau 4	12 107	11 706	401
Tableau 1	12 073,2	11 672,1	401,1

2 L'écart entre les deux tableaux s'explique uniquement par les revenus des
3 ventes d'électricité aux entités affiliées, lesquels sont inclus dans le tableau 4
4 alors qu'ils sont plutôt inclus dans la rubrique « Revenus autres que ventes
5 d'électricité » dans le tableau 1 (dans la sous-rubrique « Facturation interne
6 émise »).

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.

Réponse :

- 1 Voir la réponse à la question 1.1. Ainsi, les revenus nets des achats incluent,
2 en plus de la variation des ventes d'électricité et des achats d'électricité, les
3 variations suivantes :
- 4 • Facturation de l'électricité aux entités affiliées ;
 - 5 • Pénalité - résiliation de contrat.

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'inoccupation des logements.

Réponse :

1 **La Distributeur s'est basé sur l'Enquête sur les logements locatifs de la Société**
2 **canadienne d'hypothèques et de logements qui rapportait une baisse du taux**
3 **d'inoccupation global des logements au Québec de 2,1% entre 2016 et 2018.**
4 **Cette baisse se traduit en une augmentation des ventes d'environ 200 GWh.**

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)).

Réponse :

5 **À la suite des derniers résultats du sondage sur l'utilisation de l'électricité au**
6 **marché résidentiel effectué en décembre 2017, le Distributeur estime que la**
7 **consommation moyenne d'un logement locatif au Québec varie entre**
8 **10 000 KWh et 11 000 KWh. En considérant une consommation résiduelle d'un**
9 **logement vacant, le Distributeur a retenu 10 000 KWh comme impact entre un**
10 **logement vacant et un occupé.**

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 :

1 **Le Distributeur s'est basé sur les résultats du sondage mentionné dans la**
2 **réponse à la question 6.2 pour comprendre l'évolution du taux de diffusion des**
3 **principaux usages ainsi que leurs caractéristiques de consommation. À titre**
4 **d'exemples, les principaux usages sondés incluent le chauffage, les chauffe-eau,**
5 **la climatisation, les gros électro-ménagers, les piscines et les spas.**

6 **Le Distributeur tient à préciser que la presque-entièreté de l'écart prévisionnel de**
7 **+230 GWh est due aux chauffe-piscines et aux spas. Les autres usages**
8 **expliquent une portion marginale de l'écart prévisionnel.**

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.

Réponse :

9 **Le Distributeur est d'avis que les changements de comportement en lien avec les**
10 **usages résidentiels (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, éclairage et**
11 **climatisation) sont plus susceptibles de contribuer à l'écart prévisionnel. Il en va**
12 **de même avec d'autres changements de comportement comme l'acquisition d'un**
13 **plus grand nombre d'appareils électroniques dans un contexte économique**
14 **favorable, l'effritement de l'abaissement de températures de consigne et une**
15 **utilisation plus fréquente du climatiseur. À ce titre, le Distributeur réfère la Régie**
16 **aux réponses aux questions 13.1 et 13.4 de la demande de renseignements n°2**
17 **de la Régie, à la pièce HQD-16 document 1.2 (B-0072) du dossier R-3980-2016.**

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)).

Réponse :

18 **Dans son positionnement sur l'évolution du PIB pâtes et papiers, le Distributeur**
19 **prend en compte une combinaison de variables notamment le prix du papier, le**

1 **prix du bois ainsi que le volume de livraison, le volume d'investissement dans le**
2 **secteur et un indicateur du PIB américain.**

3 **Le Distributeur prend en compte ces variables pour établir la prévision du PIB**
4 **pâtes et papiers. La prévision du PIB pâtes et papiers est ensuite utilisée comme**
5 **intrant dans son modèle de prévision des ventes d'électricité du secteur des**
6 **pâtes et papiers.**

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)).

Réponse :

7 **Le Distributeur confirme qu'il prend en compte les informations obtenues des**
8 **clients dans l'établissement de la prévision des ventes du secteur pour l'année**
9 **témoin.**

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.

Réponse :

1 **Le dossier de réclamation concerne un recours collectif contre Hydro-Québec en**
2 **raison d'allégations de problèmes de facturation liés à la mise en place d'un**
3 **nouveau système informatique.**

4 **Le règlement de ce dossier en 2018 s'est concrétisé par un jugement de la Cour**
5 **Supérieure qui autorise le désistement de l'action collective à l'égard d'Hydro-**
6 **Québec.**

7.2 Veuillez quantifier les comblements de poste reliés aux 262 ETC, à ce jour. Veuillez commentez.

Réponse :

7 **Depuis le 31 décembre 2018, le contexte du marché de l'emploi au Québec n'a**
8 **pas changé et, conséquemment, les enjeux liés aux comblements de poste ne**
9 **peuvent se résorber en quelques mois. Ces enjeux sont donc encore présents.**
10 **Malgré les efforts soutenus de recrutement, le Distributeur maintient qu'il**

1 **éprouve de réelles difficultés à combler ses postes pour les mêmes raisons que**
2 **celles invoquées à la pièce HQD-10, document 1 (B-0062) aux pages 4 et 5 et**
3 **comme cité en référence.**

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.

Réponse :

4 **Depuis le 31 décembre 2018, l'ensemble des effectifs en lien avec le processus**
5 **de relève ont été relocalisés.**

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.

Réponse :

6 **Dans le cadre d'une lettre d'entente datée du 13 décembre 2006 intervenue**
7 **entre un client industriel, Hydro-Québec et le gouvernement du Québec, ce**
8 **client s'est engagé à mettre en œuvre certains investissements d'un montant**
9 **minimum de 2 G\$ avant le 31 décembre 2021 dans de nouvelles installations**
10 **de production d'aluminium primaire. Pour ce faire, l'entente de 2006 prévoyait**
11 **l'octroi d'un bloc d'énergie additionnel de 225 MW. Cette entente a été**
12 **officialisée par le décret 199-2007 du 21 février 2007 et modifiée par la suite**
13 **par le décret 554-2014.**

14 **En 2017, de nouvelles négociations ont débuté. Lors de ces négociations, ce**
15 **client a avisé Hydro-Québec et le gouvernement du Québec qu'il ne remplirait**
16 **pas l'ensemble des engagements prévus et, de fait, a résilié le contrat de 225**
17 **MW, occasionnant l'application de la clause de résiliation, laquelle a été**
18 **facturée en avril 2018 à la fin des négociations.**

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.

Réponse :

1 **La mise en place de l'équipe d'amélioration continue a nécessité un montant**
2 **équivalent à 5 ETC de plus que le montant reconnu par la Régie. Ces ressources**
3 **supplémentaires ont été nécessaires pour soutenir adéquatement les unités**
4 **dans la réalisation des efforts d'efficience et de performance requis. Le**
5 **Distributeur souligne que des décisions de cette nature relèvent des arbitrages**
6 **qu'il doit effectuer dans le cours normal de ses activités.**

9.2 Veuillez présenter les différents diagnostics de la démarche d'amélioration continue lancée en 2018 (référence (ii)).

Réponse :

7 **L'approche d'amélioration continue vise globalement à faire plus avec les**
8 **ressources disponibles pour limiter les hausses de coûts futurs.**

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

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

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

9.3 Veuillez indiquer les cibles de gains d'efficience et leur réalisation ainsi que les indicateurs de performance.

Réponse :

22 **Voir la réponse à la question 9.2.**

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)).

Réponse :

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

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 évènements 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		0,1	0,2	0,2	0,7	0,7
Intérêts						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.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur prévoit compléter les derniers travaux d'ici la fin de l'été 2019. Il**
2 **sera alors en mesure de préciser le montant final des coûts liés au déversement.**

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

Réponse :

- 3 **Le tableau R-10.2 présente l'information demandée.**

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

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 %).

Réponse :

1 **Le tableau 8 présente le coût des travaux relatifs aux investissements en**
2 **maintien des actifs dans les réseaux autonomes prévus pour une année donnée.**
3 **Le Distributeur rappelle que les projets d'investissement cités à la référence i)**
4 **peuvent s'effectuer sur plusieurs années et que la planification des travaux est**
5 **révisée en fonction des priorités, de l'évolution des besoins des réseaux**
6 **autonomes, de la force de travail disponible et des montants d'investissement**
7 **totaux reconnus par la Régie.**

8 **En 2018, le Distributeur a réalisé certains travaux initialement prévus dans les**
9 **années antérieures pour les parcs à carburant (Ivujivik et Tasiujaq), pour les**
10 **automatisations (Kangiqsualujuaq et Kangiqsujuaq) ainsi que des travaux**
11 **relatifs aux poutrelles du pertuis (Menihek). La réalisation de ces travaux**
12 **explique principalement l'écart constaté entre les montants autorisé et réel de**
13 **chacun de ces projets. Pour ce qui concerne le système de levage à l'évacuateur**
14 **de crues à la centrale des Menihek, le Distributeur a réalisé la réfection de deux**
15 **des quatre mécanismes de levage, alors qu'initialement une réfection par an était**
16 **prévue. Ainsi, pour ce projet, l'écart constaté s'explique par le devancement de**
17 **travaux initialement prévus en 2019.**

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 %).

Réponse :

18 **Comme mentionné en réponse à la question précédente, les écarts constatés**
19 **entre les montants reconnus et réels proviennent principalement de la**

1 priorisation des travaux par le Distributeur. Plus particulièrement, en 2018, le
2 Distributeur a priorisé, entre autres, le remplacement de conducteurs aériens à
3 Puvirnituk afin de pallier les problèmes de sous-tension et de répondre à la
4 croissance de la charge. De plus, le Distributeur a procédé à l'ajout de
5 génératrices à Salluit en 2018, alors que ces travaux étaient initialement prévus
6 en 2017.

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne prévoit pas d'investissements additionnels liés au report de la**
2 **mise en service du projet de raccordement au réseau intégré. Toutefois, le**
3 **Distributeur poursuivra le plan de maintenance de ses équipements et prévoit**
4 **procéder à des travaux de réfection d'un groupe afin d'assurer l'exploitation de**
5 **la centrale jusqu'en 2021. Ces travaux seront comptabilisés aux charges**
6 **d'exploitation.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur rappelle que la demande d'autorisation du projet de**
2 **raccordement⁴ présentait un scénario prévoyant la construction d'une centrale**
3 **thermique en réserve froide. Ce scénario dont le coût était nettement supérieur à**
4 **la solution proposée comportait des impacts environnementaux importants**
5 **résultant de la production de gaz à effet de serre.**

6 **Dans sa demande d'autorisation du projet⁵, le Distributeur décrivait l'état de la**
7 **centrale thermique. Comme mentionné, la majorité des équipements et systèmes**
8 **ont dépassé leur durée de vie, sont dégradés et présentent des problèmes**
9 **d'exploitation significatifs. Actuellement, la centrale est trop désuète pour**
10 **permettre une relève en réserve froide. La mise à niveau de la centrale actuelle**
11 **serait plus coûteuse et moins efficace qu'une nouvelle construction. Ainsi, le**
12 **Distributeur a exclu la possibilité de maintenir en réserve froide la centrale**
13 **actuelle.**

12.3 Veuillez fournir une ventilation des coûts additionnels de 38 M\$ pour la *Ligne sur portiques de bois*.

Réponse :

14 **Les coûts additionnels pour la ligne sur portiques de bois (34 kV) estimés à**
15 **38 M\$ se répartissent comme suit :**

- 16 • ↑ **29 M\$ - Construction de la ligne sur portique de bois**

17 **Les complexités identifiées lors de la réalisation de l'ingénierie détaillée et**
18 **les délais d'obtention des permis ont contraint le Distributeur à revoir sa**
19 **stratégie de réalisation et de construction de la ligne sur deux hivers**
20 **plutôt qu'un.**

- 21 • ↑ **9 M\$ - Travaux de déboisement**

22 **La hausse est attribuable aux ententes conclues de gré à gré avec la**
23 **communauté Unamen Shipu.**

12.4 Veuillez fournir une ventilation des coûts additionnels de 9 M\$ pour *Autres*.

⁴ Dossier R-4010-2017, pièce HQD-1, document 1, page 18, lignes 12 à 23.

⁵ Dossier R-4010-2017, pièce HQD-1, document 1, page 7 et 8.

Réponse :

- 1 • ↓ **9 M\$ - Construction de deux sous-postes 25-34 kV**
- 2 Les économies sont attribuables aux modifications apportées à la
- 3 conception des sous-postes.
- 4 • ↑ **8 M\$ - Conversion du réseau de distribution de 12 à 25 kV**
- 5 À la demande de la communauté, le site de construction initiale du
- 6 sous-poste de la Romaine a été déplacé de 1,6 km à l'ouest de l'aéroport
- 7 entraînant les problématiques suivantes :
- 8 ○ **Contraintes du terrain :** En effet, les immenses crevasses, la
- 9 présence d'une tourbière et la piste d'atterrissage à proximité ne
- 10 permettent pas de construction de deux lignes de distribution
- 11 standards sur monopoteau.
- 12 ○ **Réduction d'environ 350 kVA de la capacité de transit du futur**
- 13 **réseau exploité à 12 kV.**
- 14 Ainsi, après analyse, le Distributeur a déterminé que le meilleur choix
- 15 technico-économique consistait à prolonger la ligne sur portique de bois
- 16 sur 1,6 km et à alimenter toutes les charges du village par une seule ligne
- 17 exploitée à 25 kV via un poste dévolteur 34-25 kV situé au bout de la piste
- 18 de l'aéroport. Ce choix implique donc la conversion de l'ensemble du
- 19 réseau de distribution de 12 à 25 kV.
- 20 • ↑ **6 M\$ - Contingence**
- 21 Le Distributeur a ajusté la contingence pour tenir compte de la révision
- 22 des coûts du projet.
- 23 • ↑ **4 M\$ - Frais d'emprunt à capitaliser**
- 24 Le Distributeur a révisé les frais d'emprunt à capitaliser afin de tenir
- 25 compte de l'augmentation des coûts et du report des travaux.

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\$.

Réponse :

1 Hydro-Québec tient à ce que ses équipements de transport d'électricité
2 s'intègrent harmonieusement à leur milieu d'accueil et que leur implantation soit
3 une occasion de contribuer à améliorer le cadre de vie et l'environnement des
4 communautés concernées. L'objectif du Programme de mise en valeur intégrée
5 (PMVI) est d'offrir une compensation collective au regard de ces impacts.
6 L'actuel PMVI est applicable, entre autres, aux nouvelles lignes aériennes de
7 transport ayant une tension nominale égale ou supérieure à 49 kV. Bien que la
8 ligne sur portique de bois soit exploitée à 34 kV, elle sera isolée comme une
9 ligne de transport à 161 kV, ainsi le déboisement sera plus étendu comme le
10 prévoit la construction de ce type de ligne. Par conséquent, cette ligne est
11 admissible au PMVI.

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.

Réponse :

12 Le Distributeur a procédé à la mise à jour de l'analyse économique du projet de
13 raccordement du village La Romaine. Les coûts additionnels prévus associés au
14 raccordement ont été intégrés ainsi que les plus récentes informations dont,
15 notamment le coût du combustible pour la solution de Nouvelle centrale
16 thermique.

17 Le tableau R-12.6 présente les résultats de l'analyse économique (actualisés
18 2019). Le raccordement demeure la solution optimale.

**TABLEAU R-12.6 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE 2019-2051 (M\$)**

	Raccordement - réseau de distribution sur portique de bois	Raccordement - réseau de transport sur pylône en acier	Centrale thermique - Nouvelle
Investissements - centrale thermique	0	1	44
Investissements - raccordement	118	200	15
	118	201	59
Combustible et SPEDE	0	13	120
Achat d'énergie réseau principal	30	26	0
	30	39	120
Maintenance et exploitation	23	42	31
Démantèlement et TSP	14	19	7
Total	185	300	218
<i>Surcoût par rapport au scénario retenu</i>		115	32

SPEDE : Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de gaz à effet de serre du Québec
TSP : Taxe sur les services publics

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur maintient les conclusions présentées lors de l'audience du**
2 **16 novembre 2017 sur les autres options d'alimentation⁶.**

3 **Le Distributeur rappelle que les autres options d'alimentation, incluant une**
4 **centrale hydraulique au fil de l'eau sur la rivière Olomane, nécessitent le**
5 **jumelage avec une nouvelle centrale diesel ou avec un raccordement au réseau**
6 **relié afin de garantir la puissance. Le projet de raccordement au réseau relié**
7 **permet à lui seul d'approvisionner le village en énergie renouvelable. Ce faisant,**
8 **il annule complètement la dépendance au pétrole de ce village pour son**
9 **alimentation en électricité.**

10 **Le Distributeur réitère que le projet de raccordement du village de La Romaine**
11 **demeure la solution optimale sur les plans technique, économique, social et**
12 **environnemental. Cette solution assure de façon fiable et propre l'alimentation**
13 **de la communauté tout en répondant à leurs besoins actuels et futurs.**

⁶ R-4010-2017, pièce B-0015, p.15.

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.

Réponse :

1 **De l'avis du Distributeur, la révision des coûts du projet ne constitue pas une**
2 **modification du projet, la nature des travaux et les objectifs de ce dernier**
3 **n'ayant pas changé.**

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 tendancielles, 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.

Réponse :

1 **Les projections des résultats établies par les évaluateurs dans leurs rapports**
2 **d'évaluation antérieurs représentent, pour les mesures visées, des estimations**
3 **valables des impacts énergétiques à venir dans le contexte de continuité décrit**
4 **aux pièces B-0065, B-0068 et B-0104 du dossier R-4043-2018.**

5 **Par ailleurs, le Distributeur a expliqué l'utilisation qu'il fait des rapports**
6 **d'évaluation dans le suivi de ses résultats en réponse à la question 7.3 de la**
7 **demande de renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1.3**
8 **(HQD-0037) du dossier R-4043-2018. En effet, le Distributeur comptabilise la**
9 **valeur projetée de l'impact énergétique si aucune nouvelle évaluation n'est**
10 **disponible lors du dépôt du rapport annuel de l'année visée.**

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 tendanciennes, par TEQ (iv et v).

Réponse :

1 **Le Distributeur s'assure de comptabiliser l'influence spécifique de ses mesures**
2 **en efficacité énergétique, et ce, considérant le tendanciel du marché (soit, par**
3 **définition, ce qui serait survenu sans aucune intervention ou programme du**
4 **Distributeur). Toutefois, de l'avis du Distributeur, il relève de TEQ, en tant que**
5 **responsable de la mise en œuvre et du suivi du Plan directeur, de s'assurer qu'il**
6 **n'y ait pas de double comptabilisation.**

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 tendanciennes.

Réponse :

7 **Le Distributeur et TEQ ne collaborent pas à définir l'ensemble des économies**
8 **d'énergie pouvant être attribuées au Plan directeur et celles liées aux**
9 **améliorations extérieures au Plan directeur. Le rôle des évaluateurs spécialisés**
10 **mandatés par le Distributeur s'est limité, comme mentionné en réponse à la**
11 **question 13.2, à évaluer les économies d'énergies influencées par ses propres**
12 **interventions.**

13 **Dans le cadre de ses évaluations, tous les impacts énergétiques des activités**
14 **autres que celles réalisées par le Distributeur sont comptabilisés dans ce qui est**
15 **désigné comme étant le tendanciel.**

16 **La comptabilisation sur plusieurs années par le Distributeur d'économies de**
17 **transformation de marché générées par un programme ou une intervention du**
18 **Distributeur est basée sur une projection par l'évaluateur. La méthodologie**
19 **utilisée par celui-ci est décrite en réponse à la question 5.2 de la demande de**
20 **renseignements n° 1 de la Régie dans le dossier R-4043-2018 (HQD-2,**
21 **document 1.1 [HQD-0016]) notamment pour ses programmes de sensibilisation.**
22 **Également, le rapport d'évaluation de la Transformation de marché de l'éclairage**
23 **résidentiel 2016-2018⁷ présente les méthodes de calcul et illustre le phénomène**
24 **pour les ampoules DEL.**

14. **Références :** (i) Pièce [B-0054](#), p. 7;
(ii) [D-2018-025](#) p. 57 et suivantes;

⁷ HQD-7, document 3, Annexe D, graphiques de la page 43.

- (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
Efficacité énergétique			
- Marché résidentiel hors MFR	1	1	3
- Offre MFR	7	0	8
- Marché commercial et institutionnel	24	1	24
- Marché industriel	16	1	17
Réseaux autonomes	8	1	9
Innovations technologiques et commerciales	1	7	8
Activités communes	2	6	8
Gestion de la demande de puissance			
- Marché résidentiel	1	1	2
- Marché commercial, institutionnel et industriel	1	0	1
TOTAUX	60	17	77

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 IÉE 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).

Réponse :

1 **Comme mentionné à la note en référence (i), les budgets ont été réalloués en**
2 **respectant le montant global autorisé et, autant que possible, les niveaux**
3 **spécifiques autorisés pour chaque programme par la Régie dans la décision**
4 **D-2018-025. Cette façon de faire visait à prendre en considération certains**
5 **engagements financiers ou contractuels du Distributeur ainsi qu'à maximiser les**
6 **chances d'atteinte de ses cibles énergétiques ou, à tout le moins, à assurer le**
7 **maintien des acquis. De plus, cela permettait de refléter de façon plus explicite la**
8 **planification de ses activités et les explications des écarts à fournir dans le**
9 **rapport annuel 2018 à la Régie.**

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)

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 14.1.**

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 nuï 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.

Réponse :

1 **Le besoin du Distributeur de réallouer les budgets pour certaines mesures par**
2 **rapport aux montants spécifiquement autorisés par la Régie est expliqué en**
3 **réponse aux questions 14.1 et 14.4. Toutefois, le Distributeur tient à préciser que**
4 **cette réallocation des budgets autorisés par la Régie ne se voulait pas**
5 **l'imposition généralisée de contrainte budgétaire mais seulement une vue plus à**
6 **jour des résultats (budgétaires et énergétiques) anticipés. En effet, les dépenses**
7 **réelles sont grandement tributaires de facteurs liés au comportement du marché**
8 **(par exemple, le type et nombre de projets réalisés par les participants). Ainsi,**
9 **bien que les budgets des programmes OIEÉSI et de ceux destinés aux clients**
10 **des réseaux autonomes aient été diminués en référence (i) pour tenir compte de**
11 **ces nouvelles informations, le Distributeur soutient que ces programmes n'ont**
12 **fait l'objet d'aucune restriction budgétaire et que tous les efforts ont été**
13 **déployés pour maximiser les économies d'énergie à l'intérieur des orientations**
14 **émises par la Régie, notamment au paragraphe 533 de la décision D-2018-025.**

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.

Réponse :

15 **Les suivis du chapitre 3 demandés sont présentés à l'annexe A.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur a entrepris la mise en œuvre et l'analyse de différentes**
2 **alternatives à la biénergie résidentielle. La tarification dynamique constitue une**
3 **de ces options bien que l'expérience soit actuellement trop limitée pour en**
4 **mesurer l'impact. De plus, le Distributeur poursuit la veille et l'évaluation de**
5 **différentes technologies potentielles (dont la domotique et les accumulateurs**
6 **thermiques), ainsi que l'analyse de différentes stratégies tarifaires et**
7 **commerciales pour contrer les effets indésirables de l'élimination du mazout**
8 **dans le secteur résidentiel.**

9 **À ce jour, aucun comité TEQ - Hydro-Québec portant spécifiquement sur cet**
10 **enjeu n'a été formé. Le Distributeur participe néanmoins à divers comités**
11 **techniques menés par TEQ dans lesquels les enjeux de puissance sont pris en**
12 **considération.**

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 (Dettes obligataires garanties)						
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 ¹
4002	-	27-sept-96	15-août-19	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
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
Total						3 139 559 034
Échéances 2020 (Dettes obligataires garanties)						
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	3,400%	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 ¹
4002	-	27-sept-96	17-août-20	4 000 000	CAD	4 000 000 ¹
HL	11,000%	15-août-90	17-août-20	610 000 000	CAD	610 000 000 ²
HM	-	15-août-90	17-août-20	404 000 000	CAD	404 000 000
HM	-	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
Total						2 508 560 000

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.

Réponse :

¹ Le tableau R-16.1 présente les informations demandées.

TABLEAU R-16.1 :
INFORMATIONS SUR LES TITRES RACHETÉS

Valeur nominale en M\$	Valeur au marché en M\$	Taux de coupon	Mois du rachat anticipé	Perte au rachat en M\$
500	571,8	11%	déc-18	74,7

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.

Réponse :

1 L'impact des rachats sur le coût de la dette de l'année 2018 provient
2 essentiellement du numérateur. Il résulte de la constatation dans les frais
3 financiers de la perte découlant de la différence entre le prix payé pour le rachat
4 des titres et leur valeur aux livres. L'économie d'intérêt réalisée en 2018 à la suite
5 de ces rachats n'est pas significative, car ceux-ci ont eu lieu en fin d'année, soit
6 au cours du mois de décembre. De même, l'impact au dénominateur est minime,
7 n'affectant qu'un solde sur treize (1 / 13).

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.

Réponse :

8 Les tableaux R-16.3A et R-16.3B montrent l'impact des rachats, de façon isolée,
9 c'est-à-dire l'économie d'intérêt et des frais de garantie spécifiques à ces rachats
10 pour 2019 et 2020, puisque la date d'échéance est le 17 août 2020. Pour
11 l'année 2019, l'impact représente une diminution de 0,060 % par rapport au coût
12 de la dette autorisé.

13 Pour l'année 2020, seuls les impacts au numérateur et au dénominateur sont
14 présentés dans le tableau R-16.3B puisque le coût moyen de la dette n'a pas été
15 présenté à la Régie.

TABLEAU R-16.3A :
IMPACT DES RACHATS DE TITRES SUR LE COÛT DE LA DETTE DE L'ANNÉE 2019 (M\$)

	Impact rachats en 2019	Coût autorisé pour l'année 2019	Coût autorisé + impact rachats
Numérateur			
Intérêts nets sur dette à long terme	(57)	2 692	2 636
Frais de garantie	(2)	220	217
	(59)	2 912	2 853
Dénominateur			
Retrait de la valeur aux livres pour 13 mois	(498)	44 459	43 961
		6,550%	6,490% -0,060%

TABLEAU R-16.3B :
IMPACT DES RACHATS DE TITRES SUR LE COÛT DE LA DETTE DE L'ANNÉE 2020 (M\$)

	Impact rachats en 2020
Numérateur	
Intérêts nets sur dette à long terme	(35)
Frais de garantie	(2)
	(38)
Dénominateur	
Retrait de la valeur aux livres pour 8 mois	(307)

1

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.

Réponse :

1 L'information fournie à la pièce HQD-8, document 1 (B-0055), page 8 (préambule
2 (ii)) est tirée du rapport annuel statutaire d'Hydro-Québec et est établie en
3 fonction de la dette existante au 31 décembre 2018. Le calcul des pourcentages
4 de dettes à taux fixe de 90,7 % et de dettes à taux variable de 9,3 % exclut les
5 transactions liées à la gestion du risque de crédit.

6 Par ailleurs, l'estimation de 11 % de la part de la dette à taux variable pour
7 l'année 2019, présentée dans le cadre du dossier R-4057-2018, à la pièce HQD-4,
8 document 2.1 (B-0013), page 12, constitue une moyenne pour l'année, qui tient
9 compte des transactions liées à la gestion du risque de crédit, celles-ci entrant
10 dans le calcul du coût moyen de la dette.

11 Comme décrit dans cette même pièce, le contexte des marchés obligataires
12 favorise actuellement l'accès d'Hydro-Québec à des financements à long terme à
13 taux fixe (terme de 30 ans et plus) à des taux plus avantageux que les taux
14 historiques. De plus, le financement à taux fixe procure une protection
15 permettant de réduire le risque de fixation des taux d'intérêt inhérents au
16 financement à taux variable.

17 Enfin, la courbe des taux de rendement obligataires est peu accentuée en ce
18 moment, ce qui favorise également les financements à long terme. En effet,
19 l'écart entre le coût d'emprunts pour des financements à plus court terme et le
20 coût d'emprunts pour des financements à long terme est relativement peu élevé
21 d'un point de vue historique. Compte tenu du risque de refinancement à des taux
22 plus élevés lors du renouvellement des emprunts à plus court terme, les
23 financements d'un terme de plus 30 ans sont actuellement privilégiés.

- 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 à 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.

Réponse :

1 Les tableaux R-17.1A et R-17.1B présentent les informations demandées quant à
2 l'impact du volume d'emprunts plus élevé que prévu et quant à l'effet des
3 encaissements découlant des ententes d'atténuation du risque de crédit.

4 Comme il est montré au tableau R-17.1B, les encaissements découlant des
5 ententes d'atténuation du risque de crédit ont contribué à une diminution du
6 coût de la dette pour l'année 2018 de l'ordre de 0,013 %. Pour l'année 2017, ces
7 ententes ont donné lieu à des décaissements dont l'impact à la hausse sur le
8 coût de la dette était de l'ordre de 0,099 %. Cet élément n'est pas comparable
9 d'une année à l'autre, car il varie en fonction de la valeur marchande du
10 portefeuille d'instruments dérivés.

TABLEAU R-17.1A :
IMPACT DU VOLUME D'EMPRUNTS 2018 (M\$)

	Écart volume d'emprunts 2018	Coût autorisé pour l'année 2018	Coût autorisé + écart volume d'emprunts
Numérateur			
Intérêts nets sur dette à long terme	9	2 779	2 789
Dénominateur	244	42 879	43 123
		6,482%	6,467% -0,015%

TABLEAU R-17.1B :
**IMPACT DU VOLUME DES TRANSACTIONS DÉCOULANT DES ENTENTES D'ATTÉNUATION
DU RISQUE DE CRÉDIT (RC) POUR 2018 (M\$)**

	Écart volume RC 2018	Coût autorisé pour l'année 2018	Coût autorisé + écart volume RC
Numérateur			
Intérêts nets sur dette à long terme	2	2 779	2 781
Dénominateur	114	42 879	42 993
		6,482%	6,469% -0,013%

17.2 Veuillez mettre à jour pour l'année 2018 le tableau de *Sensibilité du portefeuille d'instruments dérivés*.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-17.2 présente la mise à jour de la sensibilité du portefeuille**
2 **d'instruments dérivés.**

TABLEAU R-17.2 :
SENSIBILITÉ DU PORTEFEUILLE D'INSTRUMENTS DÉRIVÉS
GAIN (PERTE)

	CABA - 10 bps M\$ CAD	USLI - 10 bps M\$ USD	FX - 0,1 \$CA/US M\$ CAD
Au 31 décembre 2015	(55)	69	(1 168)
Au 31 décembre 2016	(46)	59	(997)
Au 31 décembre 2017	(39)	51	(856)
Au 31 décembre 2018	(55)	42	(811)

3

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.

Réponse :

1 **La sensibilité aux taux d'intérêt canadien a augmenté au 31 décembre 2018. Elle**
2 **s'explique par l'ajout de couverture sur le taux de référence des futures**
3 **émissions de dette à long terme prévues pour 2019 (le notionnel s'élève 1,0 G\$**
4 **alors qu'il était nul pour 2015 et 2016 et qu'il était de 0,07 G\$ en 2017). Ces**
5 **couvertures viennent compenser Hydro-Québec pour une hausse de taux et**
6 **créent une perte en cas de baisse de taux.**

7 **En excluant ces instruments dérivés, la diminution de la sensibilité aux taux**
8 **d'intérêt canadien s'est poursuivie en 2018 et s'explique principalement par le**
9 **passage du temps. Ainsi, au fur et à mesure du paiement des coupons d'intérêt,**
10 **la sensibilité du dérivé diminue. Cette explication s'applique également à la**
11 **diminution de la sensibilité aux taux d'intérêt américain et à celle sur le taux de**
12 **change (aucune échéance de swaps de devises en 2018).**

13 **Pour ce qui est de la sensibilité prévue au 31 décembre 2019, en fonction du**
14 **financement prévu de 2019, soit un programme axé uniquement sur un**
15 **financement fixe à long terme en dollars canadiens, Hydro-Québec peut affirmer**
16 **que la diminution de la sensibilité aux taux d'intérêt américain ainsi qu'au taux**
17 **de change devrait se poursuivre en raison du passage du temps. La sensibilité**
18 **aux taux d'intérêt canadien sera toutefois tributaire du niveau de couverture sur**
19 **les émissions de dette à long terme.**

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.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur est à élaborer un plan d'action visant la réduction des pannes**
- 2 **basse tension à moyen ou à long terme. Le Distributeur pourrait déposer le suivi**
- 3 **de ce plan dans un prochain dossier tarifaire si la Régie le jugeait opportun.**

ANNEXE A
RÉPONSE À LA QUESTION 14.4

3. SUIVI ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2018

1 En 2018, le Distributeur comptabilise des économies d'énergie totalisant 454,7 GWh pour
2 ses programmes et activités. Ces économies représentent un écart favorable de 3 GWh, par
3 rapport aux 451,7 GWh prévus au dossier R-4011-2017. Les dépenses réelles s'élèvent à
4 58,7 M\$.

5 Le tableau 2 présente pour l'année 2018, par programme et par marché, les dépenses
6 réelles aux charges et aux investissements, ainsi que les économies d'énergie. Les sections
7 suivantes expliquent les principaux écarts par rapport aux montants autorisés par la Régie
8 dans la décision D-2018-025. Pour ce qui concerne les économies d'énergie, les écarts sont
9 calculés à partir des prévisions initiales du Distributeur présentées à la pièce HQD-10,
10 document 1 (B-0041) du dossier R-4011-2017, soit sans la conséquence des coupures
11 budgétaires de la Régie sur celles-ci.

**TABLEAU 2 :
SUIVI ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2018**

Programmes et activités d'HQD	Économies d'énergie (GWh)			Budget des charges (M\$)			Budget des investissements (M\$)			Budget total (M\$)		
	Résultats	D-2018-025 ²	Écart	Résultats	D-2018-025	Écart	Résultats	D-2018-025	Écart	Résultats	D-2018-025	Écart
Marché résidentiel												
Marché résidentiel hors Ménages à faible revenu (MFR)	205,3	148,5	56,9	2,5	1,2	1,3	1,4	1,3	0,1	3,9	2,5	1,4
Sensibilisation Mieux Consommer	68,4	90,3	(21,8)	1,2			0,4			1,7		
Programmes spécifiques Mieux consommer	136,9	58,2	78,7	1,3			1,0			2,3		
Offres aux MFR	1,6	4,8	(3,3)	0,1	0,4	(0,4)	1,8	7,1	(5,3)	1,9	7,5	(5,7)
Sous-total Marché résidentiel	206,9	153,3	53,6	2,6	1,6	1,0	3,2	8,4	(5,2)	5,8	10,0	(4,2)
Marché affaires - Commercial et institutionnel												
Produits efficaces	13,6	11,8	1,7	0,0	0,0	(0,0)	2,2	3,4	(1,1)	2,2	3,4	(1,1)
OIEÉB	108,5	142,1	(33,6)	0,4	0,5	(0,1)	14,1	20,2	(6,1)	14,5	20,7	(6,2)
Commercial	60,5	67,1	(6,6)	0,2	0,2	(0,0)	7,1	8,1	(1,0)	7,3	8,3	(1,0)
Institutionnel	16,6	33,1	(16,5)	0,1	0,1	(0,0)	1,9	4,8	(2,9)	1,9	4,9	(3,0)
Nouvelle construction	31,4	41,8	(10,4)	0,1	0,2	(0,0)	5,1	7,3	(2,2)	5,2	7,5	(2,3)
Sous-total Secteur commercial et institutionnel	122,1	153,9	(31,9)	0,4	0,5	(0,1)	16,3	23,6	(7,3)	16,7	24,1	(7,4)
Marché affaires - Industriel												
OIEÉSI												
Petites et moyennes industries	74,7	53,4	21,3	0,2	0,5	(0,2)	10,2	8,1	2,1	10,4	8,6	1,8
Grandes industries	48,0	85,8	(37,7)	0,2	0,5	(0,3)	4,3	7,8	(3,5)	4,5	8,3	(3,8)
Sous-total Secteur industriel	122,7	139,1	(16,4)	0,4	1,0	(0,5)	14,5	16	(1,5)	14,9	17	(2,0)
Sous-total Marché affaires	244,8	293,1	(48,3)	0,8	1,5	(0,6)	30,8	39,5	(8,7)	31,6	41,0	(9,4)
Réseaux autonomes	3,0	4,8	(1,8)	0,1	0,5	(0,5)	6,0	8,1	(2,1)	6,1	8,7	(2,6)
Innovations technologiques et commerciales		0,5	(0,5)	6,5	7,3	(0,8)	0,2	0,7	(0,5)	6,7	8,0	(1,2)
Gestion de la demande de puissance¹												
Marché résidentiel	2,8	85,5	(82,7)	0,8	0,8	0,0	2,0	0,7	1,3	2,9	1,5	1,4
Marché commercial, institutionnel et industriel	296,9	309,6	(12,7)	0,0	0,1	(0,1)	0,5	0,6	(0,1)	0,5	0,7	(0,2)
Activités communes				4,0	5,5	(1,5)	1,1	2,0	(0,9)	5,1	7,5	(2,4)
TOTAL - IEÉ	454,7	451,7	3,0	14,9	17,3	(2,4)	43,8	60,1	(16,2)	58,7	77,4	(18,6)

¹ Les résultats de Gestion de la demande de puissance (MW totaux) ne sont pas inclus dans le total des économies d'énergie (GWh).

² Les résultats atteints ainsi que l'objectif visé des programmes Gestion de la demande de puissance - Marchés commercial et institutionnel ainsi que petites et moyennes entreprises industrielles et GDP - Offre intégrée Bâtiments HQD concernent la période hivernale 2017-2018.

³ Les impacts énergétiques sont ceux prévus dans le dossier R-4011-2017 avant la coupure budgétaire demandée par la Régie.

3.1 Interventions en économies d'énergie

1 Pour le marché résidentiel, le Distributeur comptabilise des économies d'énergie de
2 206,9 GWh, soit 53,6 GWh de plus que sa prévision.

3 Pour les programmes destinés au *Marché résidentiel hors ménages à faible revenu* (MFR)⁸,
4 l'écart budgétaire s'explique par un écart aux charges de +1,3 M\$ en raison de :

- 5 • *Sensibilisation Mieux consommer (-21,8 GWh)*

- 6 ○ Pour *Sensibilisation intégrée*, considérant la décision D-2018-025, le Distributeur
7 a réduit à une seule le nombre de campagnes de sensibilisation générale. Le
8 rapport d'évaluation du volet *Sensibilisation intégrée* pour l'année 2018⁹ présente
9 des résultats inférieurs, ce qui explique en grande partie l'écart en économies
10 d'énergie de -21,8 GWh pour le programme *Sensibilisation Mieux consommer*.

- 11 ○ Le Distributeur a poursuivi l'exploitation de ses trois outils *Diagnostic résidentiel –*
12 *Mieux consommer* (DRMC), *Service Comparez-vous* (CV) et *Portrait de ma*
13 *consommation* disponibles sur l'Espace client et a reporté en 2019 le
14 développement lié au regroupement de ces trois outils.

- 15 ○ Le Distributeur a maintenu ses activités de sensibilisation auprès des jeunes de la
16 5e et 6e années du primaire à l'économie d'énergie avec sa *Valise pédagogique*
17 *00Watt* et a procédé à l'ajout de 50 nouvelles valises afin d'accroître la
18 participation d'un plus grand nombre d'écoles, notamment dans les milieux
19 défavorisés, et de couvrir toutes les régions administratives du Québec.

- 20 ○ Afin d'entretenir ses liens avec les différents partenaires (quincailliers ou
21 détaillants), le Distributeur a maintenu la section Promotions des détaillants de
22 son *Site Web Mieux consommer* qui permet l'affichage des offres, mais a dû
23 limiter les activités pour promouvoir cette offre auprès de la clientèle.

- 24 • *Programmes spécifiques Mieux consommer (+78,7 GWh)*

- 25 ○ L'écart positif en économies d'énergie (+78,7 GWh) est principalement attribuable
26 aux résultats obtenus dans les volets *Éclairage* (+59,0 GWh) et *Fenêtres et*
27 *portes fenêtres* (+25,0 GWh). Ces résultats sont appuyés par des études
28 indépendantes mesurant l'influence du Distributeur en transformation de marché
29 pour ces produits.

⁸ L'intitulé *Marché résidentiel hors MFR* utilisé par la Régie dans la D-2018-025 réfère vraisemblablement aux initiatives du Distributeur regroupées sous les deux programmes suivants : *Sensibilisation Mieux consommer* et *Programmes spécifiques Mieux consommer*. Le Distributeur tient à préciser que ces initiatives visent l'ensemble de sa clientèle résidentielle, incluant la clientèle MFR, en vue d'une utilisation plus efficace de l'énergie électrique.

⁹ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/501/DocPri/R-9001-2018-B-0068-RapAnnuel-Piece-2019_04_25.pdf, Annexe A.

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

- 1 ○ Pour son volet *Éclairage*, le Distributeur a annulé sa campagne promotionnelle
2 spécifique prévue en avril 2018 à la suite de la décision D-2018-025. Les budgets
3 ont été utilisés pour finaliser le nouvel outil « Comment choisir ses ampoules » et
4 pour optimiser les contenus sur son *Site Web Mieux consommer*.
- 5 ○ Pour le volet *Fenêtres et portes fenêtres*, le Distributeur a limité ses activités à
6 des ajustements à la section de son *Site Web Mieux consommer* réservée à ces
7 produits et à quelques messages promotionnels.
- 8 ○ Pour le volet *Piscines efficaces*, les travaux et dépenses étant presque entièrement
9 réalisés au moment de la décision D-2018-025, le Distributeur a maintenu sa
10 campagne prévue pour le printemps 2018. Dans la continuité des années
11 précédentes, les résultats de l'évaluation¹⁰ démontrent un impact important en
12 économies d'énergie. L'évaluateur, dans son rapport, en fait d'ailleurs
13 mention : « La campagne d'Hydro-Québec dans les médias, combinée aux
14 communications directes avec les clients et à la collaboration avec les partenaires
15 (capsules web et PLV) continue à bien rejoindre les propriétaires de piscine ».
- 16 ○ Pour le volet *Produits économiseurs d'eau et d'énergie*, le Distributeur annonçait,
17 dans le dossier R-4011-2017, la mise en place de la phase 2 de l'offre
18 promotionnelle des produits homologués *WaterSense*. L'appel de propositions
19 prévu en 2017 a été réalisé et les services d'une firme externe à titre de
20 prestataire pour cette offre ont été retenus avant que la décision D-2018-025 ne
21 soit rendue. Le Distributeur tient à préciser que cette offre s'adresse également
22 aux ménages habitant dans les logements sociaux et communautaires, donc
23 majoritairement auprès des MFR.
- 24 ○ Pour le volet *Développement urbain durable* (DUD), l'exploitation de ce
25 programme s'est poursuivie et la réalisation d'un projet prévue en 2018 a été
26 reportée en 2019.
- 27 ● *Offre aux ménages à faible revenu (-3,3 GWh)*
28 ○ *Offre intégrée*
- 29 ● L'offre complémentaire au programme *Éconologis* a démarré comme prévu à
30 l'automne 2018. La participation a été légèrement moindre que prévu,
31 entraînant des économies d'énergie conséquentes (-2,0 GWh) et des
32 investissements inférieurs aux prévisions (-4,1 M\$), lesquels s'expliquent
33 également par l'annulation du développement d'un système informatique pour
34 la gestion des commandes, de la livraison et du recyclage des frigos.

¹⁰ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/501/DocPrj/R-9001-2018-B-0068-RapAnnuel-Piece-2019_04_25.pdf, Annexe B

1 • Les besoins en commercialisation ont été moindres d'où des coûts inférieurs
2 aux charges (-0,3 M\$).

3 ○ *Rénovation énergétique MFR*

4 • Les écarts de 2018 pour l'ensemble des volets en économies d'énergie
5 (-1,3 GWh), en coûts aux investissements (-1,1 M\$) ainsi qu'aux charges
6 (-0,1 M\$) s'expliquent par la participation moindre, tendance observée depuis
7 quelques années.

8 Pour le marché affaires, le Distributeur comptabilise des économies d'énergie de
9 244,8 GWh, soit 48,3 GWh de moins que prévu. Cet écart s'explique principalement par :

10 ○ *Produits efficaces (+1,7 GWh)* : Un mix de produits différent que celui prévu et
11 notamment un plus grand nombre de produits d'éclairage entraînent un coût
12 moyen inférieur de remises et donc des investissements inférieurs au budget
13 (-1,1 M\$) et des économies d'énergie plus importantes.

14 ○ *Offre intégrée en efficacité énergétique pour les bâtiments - OIEÉB (-33,6 GWh)* :
15 Le nombre et l'envergure des projets réalisés ont été moindres que prévu, ce qui
16 explique l'écart énergétique et budgétaire (-6,2 M\$).

17 ○ *Offre intégrée en efficacité énergétique systèmes industriels - OIEÉSI*
18 *(-16,4 GWh)* : L'écart s'explique par la réalisation de moins de projets d'envergure
19 que prévu chez la clientèle Grandes industries. Cet écart négatif est compensé en
20 partie par un plus grand nombre de projets de moindre envergure au volet
21 Mesures prescriptives - Petites et moyennes industries. Il en résulte globalement
22 des dépenses réelles inférieures aux prévisions (-2,0 M\$).

23 Pour les autres programmes ou activités du Distributeur, les principaux écarts s'établissent
24 comme suit :

25 • *Réseaux autonomes (-1,8 GWh),*

26 ○ Les économies d'énergie (-1,8 GWh) et les coûts d'investissements (-2,1 M\$)
27 inférieurs sont principalement attribuables à :

28 • La non-réalisation des programmes d'Isolation de l'entretoit pour la clientèle
29 affaires, compte tenu des résultats non concluants des audits énergétiques
30 effectués en 2017 en Haute Mauricie.

31 • L'annulation des programmes d'Isolation de l'entretoit chez la clientèle
32 résidentielle à la Romaine, Anticosti et Schefferville, ces programmes
33 s'avérant non-rentables.

34 • La non-réalisation d'activités de sensibilisation en économies d'énergie
35 considérant les orientations de la Régie au paragraphe 533 de la décision
36 D-2018-025.

- 1 • *Innovations technologiques et commerciales* (-1,2 M\$) :
- 2 Certains projets de recherche et de développement ainsi que de démonstration
- 3 technologique n'ont pas été réalisés en 2018 résultant en des coûts moindres que
- 4 prévu et des résultats nuls en économie d'énergie.
- 5 • *Activités communes* (-2,4 M\$) :
- 6 Les coûts inférieurs s'expliquent principalement par l'optimisation des coûts de
- 7 commercialisation visant l'ensemble des interventions en efficacité énergétique et de
- 8 conception de programme inférieurs aux coûts prévus.

3.2 Interventions en gestion de la demande en puissance

- 9 • *Marché résidentiel* (-82,7 MW)
- 10 ○ Le non-déploiement du programme de *Charges interruptibles résidentielles des*
- 11 *chauffe-eau* explique en grande partie les résultats en puissance inférieurs aux
- 12 prévisions pour faire suite au paragraphe 539 de la décision D-2018-025.
- 13 ○ Les investissements supérieurs (+1,3 M\$) sont dus à la participation importante
- 14 au programme *Chauffe-eau à trois éléments* par le biais duquel le Distributeur
- 15 offre depuis juin 2018 un incitatif à l'intention de l'acheteur.
- 16 • *Marché commercial, institutionnel et industriel* (-12,7 MW)
- 17 ○ L'écart en puissance est principalement attribuable à l'offre pour les bâtiments
- 18 CII compte tenu de l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113 de la Régie. Les
- 19 budgets aux charges sont nuls, reflétant notamment qu'aucune activité de
- 20 commercialisation n'a été réalisée.

3.3 Engagements financiers

- 21 Au 31 décembre 2018, les engagements financiers du Distributeur atteignent 17,0 M\$, pour
- 22 l'essentiel au marché industriel et aux projets sous contrat du programme DUD.