

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

**CALCUL DES AJUSTEMENTS TARIFAIRES DIFFÉRENCIÉS (PIÈCE B-0043 –
DOCUMENT STRATÉGIE TARIFAIRE AMENDÉ)**

Question no. 1

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3 ;
- (ii) Pièce B-0043, page 66, tableau B-4 ;
- (iii) HQD, Dossier R-4011-2017, pièce B-0103, tableau 9A (Révision du 24 octobre 2017).

Préambule :

- Préambules (i) et (ii) : Tableaux présentant des résultats de calculs d'Hydro-Québec Distribution ;
- Préambule (iii) : Tableau présentant le coût d'achat de l'électricité patrimoniale pour 2018 :
 - Tarifs D et DM : 3,43 ¢/kWh ;
 - Tarif L : 2,38 ¢/kWh.

Demande(s) :

1.1 Veuillez confirmer que les coûts de service (en M\$) pour 2018 et 2019 présentés au tableau B-3, colonnes A et B [référence (i)], incluent tous les coûts requis pour fournir le service aux différentes catégories de consommateurs indiquées au tableau B-3. Veuillez justifier votre réponse si elle est négative.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**
2 **Par ailleurs, le Distributeur tient à informer l'intervenant du fait qu'une version**
3 **révisée de la pièce HQD-13, document 1 (B-0043) a été déposée sous la cote**
4 **(B-0045).**

1.2 Veuillez confirmer que le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 2,39 ¢/kWh pour le tarif L pour 2019 [référence (ii)] tient compte de la non-indexation prévue pour ce tarif malgré le fait que le Distributeur indique à la référence (iii) un coût de 2,38 ¢/kWh pour 2018.

Réponse :

5 **Le Distributeur le confirme. De plus, il précise que le coût de fourniture de**
6 **l'électricité patrimoniale pour chaque catégorie de consommateurs est réparti,**
7 **comme explicité à l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie, en tenant**
8 **compte de l'évolution des caractéristiques de consommation de ces**
9 **catégories, soit leur taux de pertes et leur facteur d'utilisation, et, à l'exception**
10 **du tarif L, de la variation annuelle de l'IPC moyen du Québec.**

1.3 Veuillez confirmer que le coût unitaire de l'électricité patrimoniale de 3,46 ¢/kWh pour les tarifs D et DM pour 2019 [référence (ii)] tient compte de l'indexation prévue pour ces tarifs compte tenu du fait que le Distributeur évalue ce coût à 3,43 ¢/kWh pour 2018 [référence (iii)].

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme.**
2 **Voir également la réponse à la question 1.2.**

1.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts » de 2,8% pour la catégorie « Grands industriels » indiqué au tableau B-3, colonne S [(référence (i))] tient compte de la non-indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

- 3 **Les ajustements tarifaires, uniformes et différenciés selon la variation des**
4 **coûts, sont établis en tenant compte de la non-indexation du coût de**
5 **fourniture de l'électricité patrimoniale pour la catégorie Grands industriels,**
6 **comme prévu à l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*.**
7 **Par ailleurs, le Distributeur précise que l'ajustement différencié selon la**
8 **variation des coûts pour la catégorie Grands industriels est de 2,6 %, comme**
9 **déposé à la pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045).**
10 **Ainsi, l'ajustement tarifaire de 0,2 %, présenté à la colonne (P) du tableau B-3**
11 **pour la catégorie Grands industriels, qui est inférieur à celui des autres**
12 **catégories de consommateurs (0,8 %), s'explique par la non-indexation du**
13 **coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.**

1.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que « l'ajustement différencié reflétant la variation des coûts » de - 0,4% pour la catégorie Domestiques indiqué au tableau B-3, colonne S [(référence (i))] tient compte de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

- 14 **Le Distributeur précise que l'ajustement différencié selon la variation des**
15 **coûts pour la catégorie Domestiques est de -0,5 % comme déposé à la pièce**
16 **HQD-13, document 1 révisée (B-0045). Cet ajustement différencié tient compte**
17 **de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif.**
18 **Voir également la réponse à la question 1.4.**

1.6 Veuillez expliquer de la façon la plus précise possible l'expression « Reflet du patrimonial (D et L) » indiquée aux colonnes P, Q, et S, du tableau B-3 [référence (i)].

Réponse :

1 L'expression « Reflet du patrimonial (D et L) » indiquée usuellement au
2 tableau cité en référence faisait référence à l'indexation du coût de fourniture
3 de l'électricité patrimoniale à chacune des catégories de consommateurs, à
4 l'exception de celle au tarif L.

5 Le Distributeur a toutefois remarqué que cette expression pouvait porter à
6 confusion quant à la compréhension de l'établissement du coût de fourniture
7 de l'électricité patrimoniale et l'a modifiée pour « Reflet du patrimonial (tarif L)
8 et rééquilibrage des tarifs généraux » dans la pièce HQD-13, document 1
9 révisée (B-0045), le coût de fourniture du tarif L n'étant pas touché par
10 l'indexation du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale.

11 Voir également la réponse à la question 1.4.

1.7 Veuillez préciser, selon la compréhension du Distributeur, ce que la Loi sur la Régie
de l'énergie stipule quant au « reflet du patrimonial – tarif D ».

Réponse :

12 L'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que :

- 13 • le gouvernement du Québec alloue un coût de fourniture de l'électricité
14 patrimoniale à chacune des catégories de consommateurs en se
15 basant sur l'évolution de ces catégories, sur leurs caractéristiques de
16 consommation, soit leurs facteurs d'utilisation et leurs pertes
17 d'électricité associées aux réseaux de transport et de distribution ;
- 18 • à compter de 2014, le coût moyen de fourniture de l'électricité
19 patrimoniale doit correspondre au coût moyen fixé pour l'année
20 précédente, indexé le 1^{er} janvier de chaque année selon le taux
21 correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble,
22 pour le Québec, des prix à la consommation, pour la période de
23 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année qui précède celle pour
24 laquelle une demande a été présentée¹.

25 Le Distributeur respecte l'esprit de l'article 52.2 à la lettre. D'ailleurs, dans sa
26 décision D-2014-037 phase II, la Régie prend acte des modifications apportées
27 à la méthode de répartition du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale
28 par catégories de consommateurs qui reflète, d'une part, l'indexation du coût
29 de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, l'exemption accordée aux grands
30 clients industriels et aux contrats spéciaux.

31 Voir également les réponses aux questions 1.4 et 1.6.

¹ Le tarif L et les contrats spéciaux ne sont pas touchés par cette indexation.

1.8 Veuillez indiquer si le « rééquilibrage des tarifs généraux » [référence (i)] nécessite ou non une hausse tarifaire de la catégorie Domestiques (+0,8%) plus élevée que sa variation des coûts entre 2018 et 2019 (moins 0,4 %). Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

- 1 **Le rééquilibrage des tarifs généraux se limite exclusivement aux tarifs**
2 **généraux, soit les tarifs G, M et LG, et, de ce fait, n'a aucun impact sur**
3 **l'ajustement tarifaire de la catégorie Domestiques, qu'il soit uniforme ou**
4 **différencié selon la variation des coûts.**

Question no 2

Références :

- (i) Pièce B-0006, page 6, lignes 8 à 23 ;
- (ii) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3, colonne S [catégorie Domestiques] ;
- (iii) Pièce B-0043, page 65, tableau B-3, colonne S [catégorie Grands industriels].

Préambule :

- (i) Les tarifs actuellement en vigueur appliqués aux ventes prévues pour 2019 ne permettent pas de générer des revenus suffisants pour récupérer les revenus requis en vertu du MRI.
La hausse tarifaire de 0,8 %, nécessaire pour récupérer la totalité des revenus requis de 2019, s'explique principalement par :
 - l'évolution des coûts d'approvisionnements, soit les achats additionnels d'électricité requis pour répondre à la croissance de la demande et l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale (+2,2 %) ;
 - l'augmentation du coût du service de transport, attribuable principalement aux mises en service de projets majeurs de transport et aux besoins additionnels liés à la maintenance (+1,2 %) ;
 - l'évolution des coûts de distribution et des services à la clientèle (+0,1 %) ;
 - la modification à une norme comptable ayant un effet sur la comptabilisation des impacts climatiques (-0,3 %) ;
 - les revenus additionnels générés par la croissance de la demande découlant notamment de l'augmentation du nombre d'abonnements, du développement des marchés et de la croissance du secteur industriel (-2,4 %).
- (ii) Tableau B-3 montrant les résultats de calculs d'Hydro-Québec -- colonne S, ajustement tarifaire catégorie Domestiques : moins 0,3 % ;
- (iii) Tableau B-3 montrant les résultats de calculs d'Hydro-Québec, colonne S, ajustement tarifaire catégorie Grands industriels : + 2,8 %.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'ajustement tarifaire de -0,3 % pour la catégorie Domestiques couvre toute sa part de « responsabilité » dans la couverture des hausses de coûts énumérées à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que l'ajustement différencié selon la variation des**
2 **coûts pour la catégorie Domestiques serait de -0,5 % comme déposé à la**
3 **pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045). Cet ajustement différencié tient**
4 **compte de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif.**

5 **Toutefois, comme il l'a fait au cours des dernières années, le Distributeur**
6 **souligne que les résultats d'ajustements différenciés selon la variation des**
7 **coûts peuvent s'avérer très instables d'une année à l'autre, à cause**
8 **notamment des volumes de ventes et des revenus des catégories de**
9 **consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et des charges**
10 **spécifiques à chacun des dossiers.**

11 **Le Distributeur réfère également l'intervenant aux réponses aux questions 1.1**
12 **à 1.4 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie (pièce HQD-16,**
13 **document 1.1 [B-0071]) et à la réponse à la question 2.2 de la demande de**
14 **renseignements n° 4 de la Régie (pièce HQD-16, document 1.3 [B-0076]) du**
15 **dossier R-3933-2015 ainsi qu'à la réponse à la question 17.7 de la demande de**
16 **renseignements n° 6 de la Régie (pièce HQD-15, document 1.6 [B-0127]) du**
17 **dossier R-4011-2017.**

2.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'ajustement tarifaire de +2,8 % pour la catégorie Grands industriels a été calculé par Hydro-Québec selon les principes et méthodes approuvés par la Régie. Veuillez expliquer.

Réponse :

18 **Le Distributeur précise que l'ajustement différencié selon la variation des**
19 **coûts pour la catégorie Grands industriels est de 2,6 % comme déposé à la**
20 **pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045). Cet ajustement différencié tient**
21 **compte de l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale pour ce tarif.**

Interfinancement entre les catégories de consommateurs et causalité des coûts

Question no 3

Référence :

(i) Pièce B-0030, page 6, tableau 1.

Préambule :

(i) :

**TABLEAU 1 :
AJUSTEMENT TARIFAIRE ET INDICES D'INTERFINANCEMENT
PAR CATÉGORIES DE CONSOMMATEURS**

Catégories de consommateurs	Reflet du patrimonial et du rééquilibrage des tarifs généraux	
	Ajustement tarifaire	Indice d'interfinancement
Domestiques Généraux	0,8%	86,9 ⁽²⁾
G	0,8%	119,7
M	0,7%	127,5
LG	1,5% ⁽¹⁾	101,2
Sous-total - Généraux	0,8%	121,5
Grands industriels	0,2%	104,3

¹ Incluant une hausse des prix de 0,8% et des revenus de 3 M\$ associés au mécanisme de fixation de la PFM.

² L'indice d'interfinancement des tarifs domestiques qui exclut les coûts et les revenus des clients des réseaux autonomes est de 85,2.

Demandes :

3.1 Veuillez fournir les indices d'interfinancement des catégories de consommateurs indiquées au tableau 1 pour l'année 2018 avant les ajustements tarifaires prévus pour 2019-2020.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère l'intervenant à la colonne (R) du tableau 8B de la**
2 **pièce HQD-19, document 4 (B-0240) du dossier R-4011-2017.**

3.2 Veuillez démontrer que les ajustements tarifaires proposés par le Distributeur pour 2019-2020 respectent l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie sur l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.

Réponse :

3 **Le Distributeur est d'avis que la stratégie tarifaire du présent dossier respecte**
4 **l'article 52.1 en préservant l'interfinancement en faveur de la clientèle**
5 **domestique, ce qui peut être constaté en comparant les indices**
6 **d'interfinancement de l'année témoin 2018² avec ceux du présent dossier. En**
7 **vertu de l'article 52.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie, la Régie ne peut**

² Dossier R-4011-2017, pièce HQD-19, document 4 (B-0240), tableau 8B.

1 modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer
2 l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de
3 consommateurs. Cette protection de l'interfinancement s'oppose à deux
4 autres principes reconnus, soit l'équité et le reflet des coûts.

5 Par ailleurs, les hausses tarifaires par catégories de consommateurs
6 demandées par le Distributeur n'ont jamais été établies en fonction des
7 indices d'interfinancement. En effet, depuis le dossier R-3644-2007 et, bien
8 que la décision D-2007-12 concernant l'interfinancement lui permette de
9 proposer des ajustements tarifaires selon la variation des coûts, le
10 Distributeur a pris position pour une approche raisonnable consistant à
11 proposer une hausse uniforme, à l'exception de l'exemption de l'indexation du
12 coût de fourniture de l'électricité patrimoniale au tarif L et du rééquilibrage
13 des tarifs généraux, tout en laissant à la Régie le soin d'arbitrer cette question
14 en fonction de l'ensemble des éléments au dossier.

15 Un ajustement tarifaire reflétant la variation des coûts par catégories de
16 consommateurs pourrait conduire à des impacts tarifaires brusques et
17 déséquilibrés. Le Distributeur souligne qu'un ajustement tarifaire strictement
18 en fonction de la variation des coûts peut s'avérer très instable d'une année à
19 l'autre, notamment à cause des volumes de ventes et des revenus des
20 catégories de consommateurs, de leurs caractéristiques de consommation et
21 de leurs charges spécifiques. Un tel ajustement irait également à l'encontre du
22 décret 1164-2007 qui stipule que les ajustements tarifaires entre les
23 différentes catégories de consommateurs doivent être répartis de façon à
24 assurer une stabilité dans l'évolution des tarifs entre les catégories de
25 consommateurs.

26 Le tableau R-3.4, qui présente les ajustements différenciés reflétant la
27 variation des coûts depuis 2014, illustre cette situation. Il est à noter que, si
28 pour une année donnée, les ajustements tarifaires selon la variation des coûts
29 avaient été appliqués, le point de départ pour l'année suivante aurait été
30 différent.

TABLEAU R-3.4 :
ÉVOLUTION DES AJUSTEMENTS DIFFÉRENCIÉS REFLÉTANT LA VARIATION DES COÛTS

Catégories de consommateurs	Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019*
Domestiques	4,0%	2,0%	-1,2%	3,7%	-1,7%	-0,5%
Généraux	4,6%	3,0%	1,1%	-1,1%	1,3%	1,8%
Tarif G	5,8%	3,6%	-1,5%	0,6%	-0,3%	1,6%
Tarif M	4,0%	2,0%	1,9%	-1,4%	1,1%	1,8%
Tarif LG	5,0%	6,7%	2,3%	-3,2%	5,0%	2,6%
Grands industriels	3,5%	5,3%	5,8%	-5,6%	5,2%	2,6%

* Année témoin

1 **Voir également la réponse à la question 17.7 de la demande de**
2 **renseignements n° 6 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.6 (B-0127) du**
3 **dossier R-4011-2017.**

3.3 Veuillez démontrer que les ajustements tarifaires proposés par le Distributeur pour 2019-2020 reflètent la causalité des coûts.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 3.2.**

3.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne propose pas d'ajuster les tarifs strictement en fonction de la variation de leurs coûts.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 3.2.**

TARIFICATION DYNAMIQUE

Question no. 4

Référence(s) :

(i) Pièce B-0030, page 16, ligne 18 et ss.

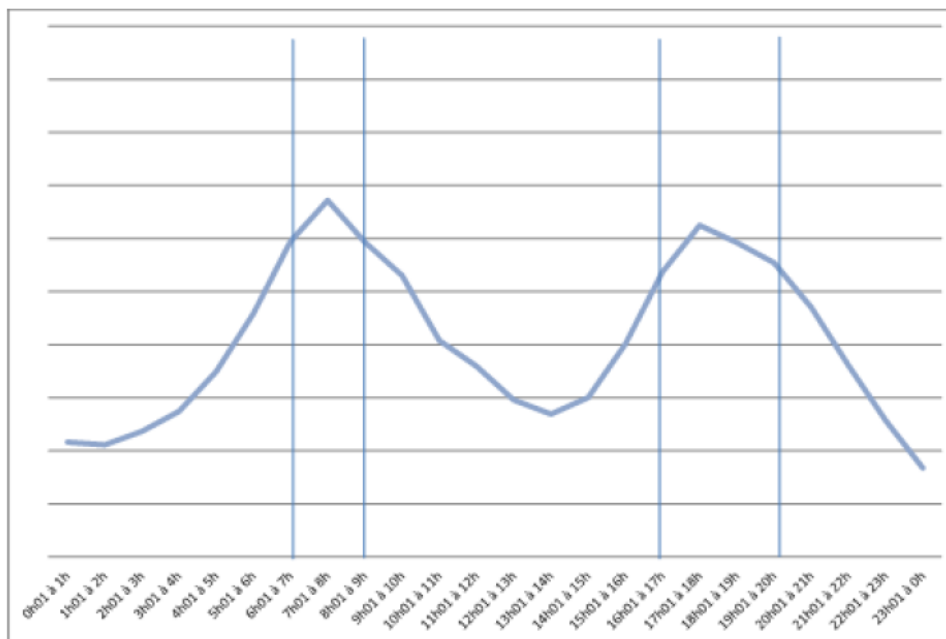
Préambule :

(i) 4.2.1. Besoins du Distributeur

Aux fins de l'élaboration d'options de tarification dynamique, des périodes de pointe ont été définies sur la base de l'analyse du profil de charge du Distributeur.

À titre illustratif, le Distributeur présente à la figure 3 son profil de charge horaire moyen observé, sur une période de 24 heures, lors des journées les plus froides des 4 derniers hivers. Les deux périodes de pointe correspondent aux heures de plus forte consommation de la clientèle du Distributeur et se retrouvent dans des plages horaires de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h.

**FIGURE 3 :
PROFIL DE CHARGE HORAIRE MOYEN POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU
JOURNÉE EN POINTE HIVERNALE**



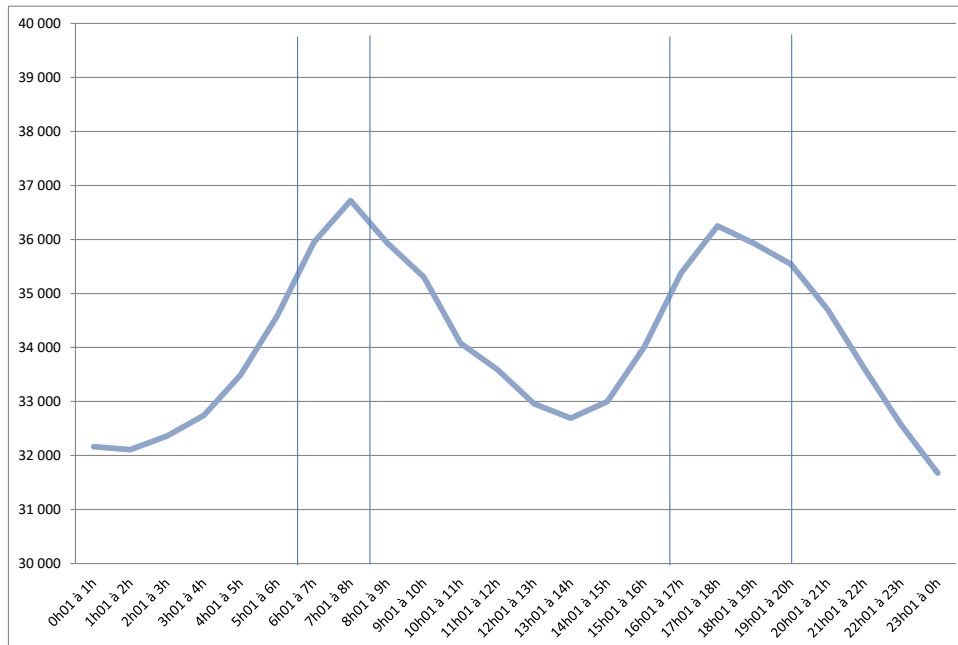
Demande(s) :

4.1 Veuillez fournir les valeurs (en MW) des intervalles de l'axe vertical de la figure 3.

Réponse :

- 1 L'intervalle de l'axe vertical de la figure 3 présentée au préambule est de
- 2 1 000 MW comme illustré à la figure R-4.1.

FIGURE R-4.1 :
PROFIL DE CHARGE HORAIRE MOYEN POUR L'ENSEMBLE DU RÉSEAU
JOURNÉE DE POINTE HIVERNALE (MW)



4.2 Veuillez fournir une estimation des quantités de puissance qui seraient réduites à la suite de la mise en œuvre de la tarification dynamique et des moyens de gestion de la puissance (GDP) respectivement.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
- 2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062) et la pièce HQD-1, document 1**
- 3 **(B-0004) du dossier R-4041-2018, page 7, tableau 1.**

Question no. 5

Référence :

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) Considérant ce profil de charge, des options visant une réduction de la consommation durant ces périodes de 3 ou 4 heures permettraient de réduire les besoins en puissance à la pointe et contribueraient à réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle.

Demande(s) :

5.1 Veuillez indiquer si le préchauffage et autres mesures de déplacement du moment de consommation pourraient ou non diminuer les impacts de la tarification dynamique sur la réduction des coûts au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

1 Les mesures utilisées par la clientèle afin de réduire ou déplacer sa
2 consommation sont à la base même de l'objectif de la tarification dynamique.
3 La contribution de la clientèle résidentielle permettra de réduire les coûts
4 d'approvisionnement du Distributeur, ce qui bénéficiera à l'ensemble de sa
5 clientèle.

6 En effet, les deux options tarifaires offertes visent à assurer l'équilibre
7 offre-demande du bilan en puissance et respecter le critère de fiabilité. C'est
8 pour cette raison que le coût évité de 112 \$/kW (\$2018) sert de balise à la
9 tarification dynamique. Jusqu'à une certaine quantité, le déplacement de
10 charge, dû notamment au préchauffage, n'est pas susceptible de « créer » une
11 autre pointe, avant ou après les périodes de pointe critique.

5.2 Veuillez fournir une estimation de la consommation en puissance (kW) qui serait déplacée avant et après les périodes critiques par un client qui opérerait pour la tarification dynamique.

Réponse :

12 Des exemples de réduction de consommation en kWh ont été présentés à la
13 pièce HQD-13, document 1 révisée (B-0045), pages 32 et 33.

14 Puisque la durée des événements varie entre 3 et 4 heures, la réduction en
15 puissance selon trois exemples est la suivante :

- 16 • 2 kWh => 0,67 kW pour 3 heures ou 0,50 kW pour 4 heures ;
- 17 • 5 kWh => 1,67 kW pour 3 heures ou 1,25 kW pour 4 heures ;
- 18 • 10 kWh => 3,33 kW pour 3 heures ou 2,50 kW pour 4 heures.

19 Le Distributeur n'a toutefois pas évalué quelle proportion de cette réduction
20 de la consommation sera effacée ou déplacée, juste avant ou juste après les
21 périodes critiques ou plus tardivement.

Question no. 6

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 17, ligne 10 et ss.

Préambule :

- (i) En ce qui a trait aux options de pointe critique, le Distributeur évalue leur contribution requise à un maximum de 100 heures afin de contribuer de manière efficace à la gestion plus fine des aléas de la demande et à la fiabilité de l'approvisionnement de la clientèle. Considérant des plages de 3 ou 4 heures, une limite de 100 heures pendant l'hiver correspond à un maximum se situant entre 25 à 33 événements de pointe critique par hiver. (nos soulignés)

Demande(s) :

6.1 Veuillez indiquer les critères et méthodes qu'utilise le Distributeur pour déterminer la séquence d'application des moyens suivants de gestion de la puissance :

- Options d'électricité interruptible ;
- GDP Affaires ;
- Options de tarification dynamique.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

6.2 Veuillez indiquer les critères qu'utilise le Distributeur pour déterminer la durée de la période de réduction de la consommation avant l'envoi d'une demande aux clients.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

5 **De plus, le Distributeur indique que les périodes de réduction sont d'une**
6 **durée prédéterminée de 3 heures le matin et de 4 heures le soir.**

6.3 Veuillez indiquer si le Distributeur demandera aux clients aux tarifs de pointe critique de réduire leur consommation tous en même temps ou à tour de rôle. Veuillez expliquer.

Réponse :

7 **Lorsque requis, le Distributeur appellera la totalité des clients ayant souscrit à**
8 **l'une ou l'autre des options de tarification dynamique. Considérant les**
9 **modalités associées à chacune de ces options et la réponse à la question 44.2**
10 **de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14,**
11 **document 1.1 (B-0062), les événements de pointe critique des deux options ne**
12 **seront pas nécessairement simultanés.**

6.4 Veuillez fournir une estimation de la durée moyenne par année des réductions de la consommation qui seraient demandées par Hydro-Québec dans le cadre de l'application de la tarification dynamique.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

6.5 Veuillez fournir une estimation de l'espérance d'utilisation de l'option CPC (Crédit en pointe critique) et de l'option TPC (Tarif de pointe critique) pour des conditions climatiques normales.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

6.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'il serait possible que pour un hiver donné, les clients aux tarifs CPC et TPC ne reçoivent aucune compensation financière, malgré le fait que certains auraient effectué certaines dépenses pour participer à la tarification dynamique. Veuillez expliquer.

Réponse :

5 **Le Distributeur confirme que les clients adhérant au CPC ne recevraient**
6 **aucune compensation financière si aucun événement de pointe critique**
7 **n'avait lieu pendant un hiver.**

8 **Quant au TPC, l'absence d'événement de pointe critique maximiserait les**
9 **économies des clients y adhérant compte tenu qu'ils ne seraient facturés**
10 **qu'au prix hors pointe en période d'hiver.**

11 **Le Distributeur rappelle que, bien que certains clients puissent choisir**
12 **d'effectuer certaines dépenses, la participation des clients aux options de**
13 **tarification dynamique peut reposer sur des changements comportementaux.**

14 **Voir également la réponse à la question 44.2 de la demande de**
15 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

Question no. 7

Référence :

(i) Pièce B-0030, page 17, ligne 15 et ss.

Préambule :

- (i) Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.
Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe.

Demande(s) :

7.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne tient pas compte des coûts évités de transport et de distribution dans l'établissement des options tarifaires de tarification dynamique.

Réponse :

1 **Tant qu'il n'aura pas l'assurance d'un bassin suffisant de clients adhérant aux**
2 **options pour inscrire les MW effacés à son bilan de puissance, le Distributeur**
3 **ne peut considérer que les options de tarification dynamique repousseront**
4 **des investissements en transport et en distribution.**

5 **Par ailleurs, le Distributeur tient à rappeler que l'acceptabilité commerciale est**
6 **un critère essentiel au succès d'une option tarifaire telle que le TPC. Alors,**
7 **même si les coûts évités de transport et de distribution étaient considérés, il**
8 **n'en demeure pas moins qu'il y a une limite au prix que les clients adhérant au**
9 **TPC sont prêts à payer lors des événements de pointe critique. Un prix trop**
10 **élevé pourrait en effet enlever tout attrait à cette option.**

7.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne donne pas aux clients aux tarifs dynamiques 100% du coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an.

Réponse :

11 **Les coûts évités servent de balise aux fins de l'établissement des tarifs. Le**
12 **signal de prix retenu est celui que le Distributeur juge suffisant pour inciter la**
13 **clientèle visée à adhérer aux options de tarification dynamique.**

14 **Voir également la réponse à la question 7.1 et la réponse à la question 44.1 de**
15 **la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14,**
16 **document 1.1 (B-0062).**

17 **Par ailleurs, le fait de ne pas octroyer la totalité du coût évité en puissance**
18 **permet de dégager un bénéfice pour l'ensemble de la clientèle et non**
19 **uniquement pour les clients adhérant aux options.**

7.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a retenu un signal de prix de 50 \$/kW-hiver alors qu'il offre 70 \$/kW-hiver aux participants au Programme GDP Affaires.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 44.1 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062). Voir également les réponses**
3 **aux questions 7.1 et 7.2.**

7.4 Veuillez fournir le positionnement de la Tarification Dynamique parmi les moyens de gestion de la puissance aux heures de pointe.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
5 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

7.5 Veuillez donner un aperçu ou une estimation des quantités de puissance (en MW) qui pourraient être inscrites dans le bilan en puissance du Distributeur à l'horizon de 2025-2026 grâce aux options de tarification dynamique.

Réponse :

6 **La question dépasse l'horizon d'analyse du présent dossier.**
7 **Le Distributeur tient cependant à souligner qu'il verra à intégrer une**
8 **contribution en puissance pour la tarification dynamique dans sa planification**
9 **à long terme. Pour les premières années, l'impact sera moins significatif. Voir**
10 **la réponse à la question 5.2 concernant l'impact en puissance par client**
11 **adhérant aux options de tarification dynamique.**

7.6 Veuillez fournir une démonstration de la rentabilité des options de tarification dynamique proposées par le Distributeur au signal de prix de 50 \$/kW-hiver [référence (i)].

Réponse :

12 **Le signal de prix de 50 \$/kW (ou 50 ¢/kWh) est inférieur au coût évité en**
13 **puissance de 112 \$/kW-an, ce qui démontre la rentabilité de l'option.**

Question no. 8

Référence(s) :

(i) Pièce B-0030, page 17, ligne 19 et ss.

Préambule :

(i) Pour les options tarifaires de pointe critique, la répartition de ce signal de prix de 50 \$/kW sur les 100 heures retenues correspond à un prix de 50 ¢/kWh applicable sous forme, soit de crédit ou de prix d'énergie en période critique. Le Distributeur estime que ce prix est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et

de déplacement de la consommation. Son acceptabilité commerciale a d'ailleurs été étudiée lors de la consultation auprès de la clientèle (voir la section 4.4). (nos soulignés)

Demande(s) :

8.1 Étant donné que le nombre d'heures de réduction de la consommation doit être inférieur ou égal à 100 heures, veuillez confirmer que les clients aux tarifs de pointe critique ne reçoivent pas l'équivalent de 50 \$/kW-hiver dans la plupart des cas. Veuillez expliquer.

Réponse :

1 Les clients adhérant au CPC ne recevraient pas, en effet, l'équivalent de
2 50 \$/kW-hiver si le nombre d'heures de pointe critique n'atteint pas 100 heures
3 au cours d'un hiver donné puisque le crédit est accordé sur la base des kW
4 effacés par heure d'événement de pointe critique.

5 Toutefois, la structure même du TPC est calibrée de manière à intégrer le
6 signal de prix en puissance de 50 \$/kW-hiver réparti sur 100 heures de pointe
7 critique. Ainsi, bien que les clients au TPC ne recevraient pas théoriquement
8 l'équivalent de 50 \$/kW effacé si le nombre d'heures de pointe critique
9 n'atteint pas 100 heures, ils réaliseront des économies du fait que le tarif TPC
10 n'est plus neutre dans cette situation, le prix hors pointe s'appliquant pour un
11 plus grand nombre d'heures qu'anticipé. Ces deux effets combinés, les clients
12 adhérant au TPC répondant au signal de prix recevraient en moyenne
13 l'équivalent de 50 \$/kW-hiver, peu importe le nombre d'heures de pointe
14 critique au cours d'un hiver donné. Toutefois, comme mentionné en réponse à
15 la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce
16 HQD-14, document 1.1 (B-0062), le Distributeur utilisera au maximum les
17 heures de pointe critique prévues dans les modalités de cette option par souci
18 d'équité envers le reste de la clientèle.

8.2 Veuillez justifier votre affirmation à l'effet que « ce prix [de 50 ¢/kWh] est un signal suffisamment incitatif et contrasté pour permettre de maximiser les résultats en termes d'effacement et de déplacement de la consommation » [référence (i)].

Réponse :

19 Lors de la consultation de la clientèle, le Distributeur a d'abord évalué l'intérêt
20 des participants à une offre dont le prix applicable pendant un maximum de
21 100 heures serait de 50 ¢/kWh et celui applicable le reste de l'hiver de 5 ¢/kWh.

22 De prime abord, ce prix, jugé très élevé, a inquiété bon nombre de
23 participants. Cette inquiétude s'est atténuée lorsqu'ils ont compris que le prix
24 plus élevé de pointe allait de pair avec un prix plus faible en dehors des

1 heures de pointe. À la suite de ce constat, un potentiel d'économies, basé sur
2 le prix de pointe critique de 50 ¢/kWh, un niveau d'effort soutenu et des types
3 d'usages lors des périodes de pointe, leur a été présenté. Les participants ont
4 reconnu que ce niveau de prix agissait comme une motivation à davantage
5 déplacer ou effacer leur consommation. Le prix de pointe critique de 50 ¢/kWh
6 doit donc être vu comme un incitatif, mais sans dépasser le seuil au-delà
7 duquel il deviendrait dissuasif quant au potentiel de participation au TPC.

8 Les participants ont par la suite été consultés quant à la possibilité de voir le
9 prix de pointe critique passer à 25 ¢/kWh, ce qui résulterait en une diminution
10 de moitié des économies potentielles. Tous les participants intéressés par le
11 TPC ont dit préférer un prix plus élevé à la possibilité de voir fondre les
12 économies potentielles.

Question no. 9

Référence(s) :

- (i) NPCC 2017 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy - Prepared by Planification et fiabilité, Direction Approvisionnement en électricité, Hydro-Québec Distribution - December 5, 2017. », page 31 ;
- (ii) Idem, page 12.

Préambule :

- (i) A recent program, consisting of mostly interruptible charges in commercial buildings, has an anticipated impact of 270 MW in 2017-2018 and up to 540 MW by 2020-2021.
All these demand response programs are modeled as emergency operation procedures.
- (iii) Before any load disconnection will occur, a series of emergency operating procedures (EOPs) will be invoked.

Demande(s) :

9.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que les options de tarification dynamique seront traitées comme une mesure d'exploitation d'urgence [Emergency Operating Procedures (EOPs)] - au même titre que le Programme GDP Affaires – juste avant les interruptions de service. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **La demande de l'intervenant est prématurée considérant que les options**
2 **proposées ne sont pas approuvées. Le Distributeur établira au moment**
3 **opportun le traitement de ces options, suivant son approbation.**

Question no. 10

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 18, ligne 22 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 19, ligne 1 et ss. ;
- (iii) Pièce B-0030, page 19, ligne 11 et ss. ;

Préambule :

- (i) Le CPC est une option qui s'applique en sus du tarif régulier. Il récompense les clients lorsqu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures critiques en période d'hiver, sur appel du Distributeur.
- (ii) [Cas du CPC] Le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment, de la rigueur de chaque hiver.
- (iii) [Cas du TPC] À l'instar du CPC, le nombre d'événements de pointe critique est variable d'un hiver à l'autre selon les besoins du Distributeur qui dépendent, notamment de la rigueur de chaque hiver.

Demande(s) :

10.1 Veuillez confirmer que le Distributeur tiendra compte des réductions de la consommation réalisées grâce aux options de tarification dynamique dans ses achats de puissance afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement tout en respectant le critère de fiabilité de la Régie.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur le confirme.**

10.2 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez décrire le plus précisément possible la manière dont le Distributeur détermine les quantités de puissance à acheter à l'automne et en hiver d'une année donnée.

Réponse :

- 5 **Le Distributeur acquiert les quantités de puissance requises au bilan pour**
6 **l'hiver à venir afin de respecter le critère de fiabilité. Lorsque la contribution**

1 **des options de tarification dynamique aura été évaluée, celles-ci contribueront**
2 **à l'équilibre des bilans.**

10.3 Si la réponse à la question 10.1 est négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

3 **Sans objet.**

10.4 Veuillez fournir une estimation du prix d'achat de puissance correspondant à 100 heures d'utilisation aux heures de pointe du Distributeur.

Réponse :

4 **Le Distributeur paie une prime fixe mensuelle pour la puissance et cette**
5 **dernière n'est pas associée au nombre d'heures d'utilisation de la ressource**
6 **dédiée au Distributeur, mais plutôt sur l'engagement du fournisseur à fournir**
7 **l'énergie associée à la demande du Distributeur selon les modalités du**
8 **contrat.**

9 **Le prix de l'énergie associée est établi par le fournisseur et correspond**
10 **généralement à un prix de référence sur les marchés limitrophes en énergie**
11 **aux heures d'appel, plus une prime.**

12 **Pour les prix de puissance, voir la pièce HQD-4, document 3 (B-0015), page 10.**

10.5 Veuillez décrire la méthode qu'utilisera le Distributeur pour déterminer le nombre d'événements de pointe critique selon la rigueur de chaque hiver [références ii et iii].

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 44.2 de la demande de renseignements n° 1 de la**
14 **Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

Question no. 11

Référence(s) :

(i) Pièce B-0030, page 19, ligne 13 et ss.

Préambule :

(i) Toutefois, contrairement au CPC, si les besoins du Distributeur justifient un nombre moindre d'événements de pointe critique au cours d'un hiver, le

potentiel d'économies réalisables par les clients au TPC s'accroît puisque les prix plus bas s'appliquent alors durant un plus grand nombre d'heures.

Demande(s) :

11.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que dans le cas discuté par le Distributeur à la référence (i), c'est l'ensemble de la clientèle du Distributeur qui financera l'accroissement d'économies réalisables par les clients au TPC.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Toutefois, le TPC étant calibré pour une utilisation**
2 **maximale de 100 heures, le Distributeur a l'intention d'en maximiser**
3 **l'utilisation par souci d'équité envers le reste de la clientèle.**

Question no. 12

Référence(s) :

(i) Pièce B-0030, page 20, ligne 4 et ss.

Préambule :

(i) Par cet exercice [de consultation de la clientèle], le Distributeur a cherché à :

[...]

- évaluer le niveau de sensibilité aux prix ;

Demande(s) :

12.1 Veuillez décrire de la façon la plus détaillée possible les résultats de l'évaluation du niveau de sensibilité aux prix réalisée par le Distributeur.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 8.2.**

12.2 Si le Distributeur offrait le même niveau de récompense que dans le cas du Programme GDP Affaires, soit 70 \$/kW-hiver, est-ce qu'il obtiendrait plus de réductions de la consommation aux heures de pointe ?

Réponse :

5 **Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier, à l'heure actuelle, les**
6 **impacts potentiels sur le taux d'adhésion ou la réduction de la consommation**
7 **d'une hausse ou d'une baisse du signal de prix.**

12.3 Veuillez indiquer les impacts potentiels d'une baisse et d'une hausse du prix de 50 \$/kW respectivement.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 12.2.**

Question no. 13**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0030, page 20, ligne 15 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 21, ligne 12 et ss.

Préambule :

- (i) Pour répondre à ces objectifs, il était nécessaire de cibler des participants qui étaient de prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique afin de réunir des participants loquaces et contributifs au processus. (nos soulignés)
- (ii) Au total, 38 clients ont participé aux 5 groupes de discussion. Il est ressorti que la quasi totalité des participants (36 sur 38) choisiraient d'essayer l'une des trois options présentées plutôt que de rester au tarif D.

Demande(s) :

13.1 Veuillez indiquer s'il serait normal que la quasi-totalité des participants, soit 36 sur 38, choisissent d'essayer l'une des trois options de tarification dynamique [référence ii] compte tenu du fait que le Distributeur a choisi de consulter seulement les participants qui étaient de prime abord intéressés par le concept de tarification dynamique [référence i].

Réponse :

2 **Oui. Il a été jugé nécessaire de recruter des participants se disant assez ou**
3 **très intéressés par le concept de tarification dynamique, cela afin d'avoir des**
4 **participants loquaces, ayant une opinion sur le sujet, étant ouverts au concept**
5 **et pouvant ainsi contribuer à l'exploration de cette tarification de manière**
6 **constructive. C'est ce qui explique le fait que 36 sur le total de 38 participants,**
7 **au terme de la présentation des trois options, se sont dits favorables envers**
8 **l'une d'elles.**

13.2 Veuillez indiquer si le Distributeur serait en mesure ou non d'estimer le pourcentage de sa clientèle domestique qui opterait pour différentes options de tarification dynamique.

Réponse :

9 **Non, le Distributeur n'est pas en mesure de faire cette estimation. Bien que la**
10 **consultation de la clientèle ait permis de constater un intérêt envers ce type**
11 **de tarification, les informations recueillies demeurent d'ordre qualitatif.**
12 **L'approche retenue, soit la réalisation de groupes de discussion ou**

1 d'entrevues individuelles, est destinée à comprendre ou investiguer sur
2 différents aspects d'une proposition. Contrairement à une étude quantitative,
3 tel un sondage téléphonique ou un sondage Web, une étude qualitative ne
4 permet pas de quantifier un phénomène. Le Distributeur aura une meilleure
5 idée du potentiel d'adhésion à la suite du premier hiver d'application de ces
6 options.

13.3 Si la réponse à la question précédente est affirmative, veuillez en fournir une estimation.

Réponse :

7 **Sans objet.**

Question no. 14

Référence(s) :

(i) Pièce B-0030, page 22, ligne 17 et ss.

Préambule :

(i) Les participants soulèvent de nombreux questionnements et craintes quant à la capacité de déplacer ou à effacer des charges, quant au niveau d'efforts requis pour réaliser des économies significatives, de même qu'à la façon dont les économies seront calculées.

La clientèle sondée est prête à déplacer ou à réduire l'utilisation de la laveuse/sécheuse à linge, l'aspirateur, le lave-vaisselle, les douches ainsi que les bains, et dans une moindre mesure la cuisinière le soir et le chauffage.

Dans l'ensemble, les participants trouvent indispensable que le Distributeur les accompagne dans leur choix de tarif et, à cet égard, l'idée d'un simulateur tarifaire personnalisé et automatisé leur plaît. (nos soulignés)

Demande(s) :

14.1 Veuillez indiquer si le Distributeur présentera aux clients qui choisiront les tarifs dynamiques la façon dont les économies seront calculées.

Réponse :

8 **Toutes les modalités associées aux options de tarification dynamique,**
9 **incluant le calcul de l'énergie de référence et du crédit au CPC, sont**
10 **présentées dans le texte des *Tarifs d'électricité* (voir la pièce HQD-13,**
11 **document 3 [B-0032], notamment aux pages 43 à 51 pour le CPC et le tarif**
12 **DPC offerts à la clientèle au tarif D). Ces informations se retrouveront**
13 **également sur le site Internet d'Hydro-Québec.**

14.2 Veuillez indiquer si le Distributeur offrira ou non à chaque client qui choisira les tarifs dynamiques un simulateur tarifaire personnalisé et automatisé.

Réponse :

1 **Oui, dans la mesure où l'historique de consommation liée à l'abonnement le**
2 **permettra.**

3 **L'objectif du simulateur tarifaire personnalisé est d'offrir l'information**
4 **nécessaire au client intéressé par les options de tarification dynamique pour**
5 **lui permettre d'y adhérer sur la base d'attentes réalistes, compte tenu de son**
6 **propre profil de consommation, ainsi que les conseils pertinents afin de**
7 **maximiser ses économies.**

8 **C'est pour cette raison qu'un historique de consommation de l'abonnement**
9 **pour la totalité de la période d'hiver précédente est nécessaire.**

Question no. 15

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 25, ligne 22 et ss.

Préambule :

- (i) Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur se réserve le droit de limiter le nombre d'abonnements aux options proposées. Un déploiement progressif permettra d'évaluer l'expérience des participants en cours de route et d'ajuster, au besoin, l'offre tarifaire et commerciale pour les hivers suivants. Dans un premier temps, les options ne s'appliqueront qu'aux clients domestiques et de petite puissance dont l'appel de puissance est inférieur à 50 kW.

Demande(s) :

15.1 Veuillez indiquer une date approximative à partir de laquelle les clients pourront choisir différentes options de tarification dynamique.

Réponse :

10 **Le Distributeur prévoit débuter le recrutement des clients aux options de**
11 **tarification dynamique en septembre 2019.**

15.2 Veuillez indiquer les critères et méthodes qu'utilisera le Distributeur pour limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique pour l'hiver 2019-2010.

Réponse :

1 **Pour la clientèle au tarif D, le Distributeur fera des invitations à adhérer à l'une**
2 **ou l'autre des deux options de tarification dynamique à un nombre limité de**
3 **clients éligibles, lesquels seront sélectionnés au hasard. Le nombre**
4 **d'invitations sera restreint pour éviter l'insatisfaction de clients qui pourraient**
5 **se voir refuser l'adhésion à l'une des options tarifaires, compte tenu du**
6 **nombre limité de places en raison du déploiement progressif.**

7 **Pour les clients au tarif G, le Distributeur utilisera une démarche du**
8 **type « premier arrivé, premier servi », sans invitation personnalisée. Cette**
9 **démarche, différente de celle utilisée pour la clientèle domestique, se justifie**
10 **par le faible engouement constaté lors des groupes de discussion.**

11 **Voir également la réponse à la question 47.1 de la demande de**
12 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).**

15.3 Veuillez indiquer la nature de l'encadrement que le Distributeur cherchera auprès de la Régie pour limiter le nombre d'abonnements aux options de tarification dynamique pour l'hiver 2019-2010.

Réponse :

13 **Le Distributeur ne demande pas d'encadrement spécifique à la Régie quant à**
14 **la manière d'effectuer le déploiement progressif des options proposées. Le**
15 **Distributeur demande à la Régie d'approuver notamment les articles 2.73 et**
16 **2.82 proposés des Tarifs lui permettant de limiter le nombre d'abonnements**
17 **admissibles aux options pour l'hiver 2019-2020, tels qu'ils sont présentés à la**
18 **pièce HQD-13, document 3 (B-0032).**

Question no. 16

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 26, ligne 7 et ss.

Préambule :

- (i) Pour calculer le crédit auquel le client a droit, le Distributeur doit comparer la consommation du client lors de l'événement de pointe critique avec sa consommation dite de référence.
Celle-ci représente une estimation de ce que le client aurait consommé en l'absence d'événement de pointe critique, d'après son profil normal de consommation.

Demande(s) :

16.1 Veuillez indiquer si la méthode de calcul des crédits envisagée par le Distributeur fera ou non l'objet d'une validation par un organisme externe.

Réponse :

- 1 **Non. Le calcul des crédits ne fera pas l'objet d'une validation externe comme**
2 **c'est le cas pour les montants facturés de l'ensemble des tarifs.**

Question no. 17

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 31, ligne 1 ;
- (ii) Pièce B-0030, page 31, tableau 11.

Préambule :

- (i) L'effacement 1 de 10 kWh par événement de pointe critique peut correspondre à une baisse de la température de consigne du chauffage de 2 °C effectuée au moment de l'événement dans l'ensemble de la maison. Il est à noter que le cumul de gestes pourrait permettre au participant de réaliser davantage d'économies.

**TABLEAU 11 :
ILLUSTRATION D'ÉCONOMIES POTENTIELLES**

Effacement par événement de pointe critique	Économie potentielle pour des efforts soutenus pendant 30 événements de pointe critique
2 kWh	30 \$
5 kWh	75 \$
10 kWh	150 \$

Demande(s) :

17.1 Veuillez fournir vos calculs et hypothèses menant à l'affirmation présentée à la référence (i) et aux résultats montrés au tableau 11.

Réponse :

- 3 **Comme le mentionne le Distributeur à la pièce HQD-13, document 1 révisée**
4 **(B-0045), les économies potentielles sont propres à chaque ménage et**
5 **dépendent, entre autres, de son profil de consommation, de sa motivation à**
6 **faire des efforts, de sa capacité à modifier sa consommation lors des**

1 événements de pointe critique et des outils à sa disposition pour faciliter la
2 gestion de sa consommation.

3 Les économies potentielles présentées au tableau 11 le sont à titre illustratif.
4 Une baisse de consommation d'environ 2 kWh pendant un événement de
5 pointe critique de 3 ou 4 heures peut résulter, par exemple, d'une réduction de
6 l'utilisation de l'eau chaude (report d'une douche matinale ou d'un bain en fin
7 de journée). Cette réduction de consommation de façon soutenue lors de
8 30 événements de pointe critique pendant l'hiver pourrait représenter une
9 économie de l'ordre de 30 \$³. Une baisse du point de consigne de 1° C du
10 système de chauffage au moment de la pointe critique dans l'ensemble de la
11 maison pourrait permettre d'effacer 5 kWh par événement et représenter pour
12 30 événements de pointe critique pendant l'hiver une économie de l'ordre de
13 75 \$⁴. De même, une baisse du point de consigne du chauffage électrique de
14 2° C pourrait permettre une réduction de la consommation d'environ 10 kWh
15 et représenter une économie de l'ordre de 150 \$ si l'effort est soutenu pendant
16 30 événements de pointe critique⁵.

17.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que l'économie potentielle est directement proportionnelle au nombre d'événements de pointe critique par hiver sous le contrôle du Distributeur.

Réponse :

17 Les économies potentielles sont directement proportionnelles au nombre
18 d'événements pour le client adhérent au CPC qui voit un incitatif à être appelé
19 le plus d'heures possibles.

20 À l'opposé, le potentiel d'économies pour le client au TPC est inversement
21 proportionnel au nombre d'événements pour lesquels il est appelé à réduire
22 sa consommation. En effet, moins le client au TPC est appelé, plus il a accès
23 au faible prix hors pointe en hiver et plus il est possible pour lui de faire des
24 économies par rapport au tarif de base. C'est d'ailleurs pour cette raison que
25 le Distributeur tendra à utiliser au maximum les heures de pointe critique
26 prévues dans les modalités de ce tarif par souci d'équité envers le reste de la
27 clientèle.

Question no. 18

Référence(s) :

³ 2 kWh * 30 événements * 50 ¢/kWh.
⁴ 5 kWh * 30 événements * 50 ¢/kWh.
⁵ 10 kWh * 30 événements * 50 ¢/kWh.

- (i) Pièce B-0032, page 46, article 2.71.

Préambule :

- (i) **2.71 Avis d'événement de pointe critique**
À partir du moment où l'option s'applique, Hydro-Québec avise le client par courriel, à l'adresse indiquée dans son Espace client, avant 17 h le jour précédant l'événement de pointe critique, en lui précisant l'heure de début et de fin de l'événement. Si un événement de pointe critique a lieu le lendemain de l'acceptation d'Hydro-Québec, le courriel d'avis peut être transmis après 17 h.

Demande(s) :

18.1 Veuillez confirmer qu'un client, par exemple un MFR ou une personne âgée, qui n'a pas d'ordinateur chez lui, peut tout de même adhérer aux options de tarification dynamique, tant qu'il fournit au Distributeur une adresse courrielle électronique.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Toutefois, il tient à rappeler que les options de**
2 **tarification dynamique impliquent de recevoir une communication**
3 **électronique (courriel, notification via l'application mobile ou le Web) lors des**
4 **événements de pointe critique.**

5 **La capacité d'être avisé de ces événements et d'y réagir efficacement en**
6 **déplaçant ou diminuant sa consommation est un facteur clé pour maximiser la**
7 **réalisation d'économies à ces options.**

18.2 Veuillez indiquer si le Distributeur offrira ou non des séances d'information relatives à la tarification dynamique destinées aux personnes qui ne sont pas familières avec les courriels électroniques.

Réponse :

8 **Non, ce type de formation irait au-delà du rôle du Distributeur.**

Question no. 19

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 32, ligne 10 et ss.

Préambule :

- (i) L'envergure globale des coûts de services à la clientèle et du système d'information clientèle sont estimés à environ 6 M\$. Les coûts de commercialisation, ceux associés à l'augmentation de la charge de travail en téléphonie ainsi qu'à certains développements informatiques ne sont pas précisés pour l'instant et s'ajouteront à ce montant.

Demande(s) :

19.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que tous les coûts mentionnés à la référence (i) seront supportés par l'ensemble de la clientèle du Distributeur, et non par les catégories de consommateurs aux tarifs dynamiques. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez justifier votre réponse.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur le confirme.**
- 2 **À noter que l'objectif de la tarification dynamique est de contribuer à terme à**
- 3 **réduire les coûts pour l'ensemble de la clientèle.**

Question no. 20

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 32, ligne 14 et ss.

Préambule :

- (i) Afin d'offrir la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, le développement de la solution informatique doit débuter à l'automne 2018. Advenant des changements à la portée du projet, ceux-ci auraient un impact sur l'échéancier et les coûts d'implantation.

Demande(s) :

20.1 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur débutera à l'automne 2018 le développement de la solution informatique requise pour une implantation de la tarification dynamique à l'hiver 2019-2020, avant même l'audience de son dossier tarifaire R-4057-2018 et les délibérations de la Régie. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 4 **Le Distributeur le confirme. Le développement de la solution informatique a**
- 5 **débuté à l'automne 2018 en raison de l'envergure des modifications requises.**
- 6 **Ce développement hâtif est nécessaire afin que la solution soit prête pour le**
- 7 **début du recrutement des clients prévu en septembre 2019.**

20.2 Dans le cas hypothétique où la Régie refuse ou modifie la portée du projet, veuillez confirmer (ou infirmer) que tous les coûts liés à la tarification dynamique non-autorisés par la Régie seront à la charge du Distributeur.

Réponse :

- 1 Le Distributeur confirme que tous les coûts liés à la tarification dynamique
- 2 seront pris en compte dans ses résultats, lesquels donneront lieu, une fois
- 3 l'année complétée, au partage d'éventuels écarts de rendement au moyen du
- 4 mécanisme de traitement des écarts de rendement (MTÉR).

APPROVISIONNEMENTS EN ÉLECTRICITÉ (PIÈCE B-0017)

Suivi de l'année 2018 (pièce B-0017, page 5, ligne 1 et ss.)

Question no. 21

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0017, page 5, ligne 8 et ss.

Préambule :

(i) Le coût total des approvisionnements postpatrimoniaux est maintenant évalué à 1 795,5 M\$ pour l'année 2018, incluant le coût de la suspension des livraisons d'électricité de la centrale de TransCanada Energy (TCE) à Bécancour. Il s'agit d'une hausse de 30,3 M\$ par rapport au coût présenté dans le dossier tarifaire 2018-2019 et reconnu dans la décision D-2018-025. Cet écart s'explique notamment par la hausse des achats d'électricité de court terme afin de faire face aux aléas de températures du début de l'année 2018.

Le tableau 1 présente, pour l'année 2018, la prévision des besoins et les moyens déployés pour y répondre ainsi que les écarts par rapport à la prévision reconnue dans le précédent dossier tarifaire. (nos soulignés)

**TABLEAU 1 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2018**

	2018 (D-2018-025)			2018 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,7			182,1			0,4		
moins électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus électricité patrimoniale inutilisée	14,0			14,2			0,1		
Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9			17,4			0,6		
Approvisionnements de long terme	16,9	1 730,2	102,6	16,6	1 687,1	101,4	-0,2	-43,1	-1,2
Approvisionnements de court terme	0,0	35,0	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,8	73,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,0	0,6	66,9	0,8	74,4	95,0	0,8	73,8	28,1
dont l'entente cadre	-	-	-	-	-	-	s.o.	-	s.o.
Achats de puissance	s.o.	34,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	-0,3	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	13,0	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	-	-2,7	-
dont interventions en GDP	s.o.	16,1	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	-	4,6	-
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	16,9	1 765,2	104,6	17,4	1 795,5	103,1	0,6	30,3	-1,6

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre

(2) Incluant l'énergie des programmes d'électricité interruptible et de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

Demande(s) :

21.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles l'électricité patrimoniale inutilisée augmentera en 2018 alors que le Distributeur a besoin de plus d'énergie par rapport à la quantité reconnue dans la décision D-2018-025.

Réponse :

1 **Le Distributeur a utilisé davantage d'électricité patrimoniale et d'achats**
2 **d'énergie de court terme pour pallier les aléas de la température au début de**
3 **l'année 2018. Cependant, pour le reste de l'année, l'électricité patrimoniale**
4 **inutilisée devrait augmenter, car la demande à certaines heures pourrait être**
5 **moins forte que prévu dans la décision D-2018-025. Cette baisse de la**
6 **demande serait principalement due à la diminution de la consommation du**
7 **client A.B.I.**

21.2 Veuillez fournir une estimation des quantités d'énergie (en GWh) et de puissance de pointe (en MW) qui seraient requises pour permettre au Distributeur de faire face aux aléas de la température du début de l'année 2018.

Réponse :

8 **Les quantités d'énergie et de puissance en pointe requises pour permettre au**
9 **Distributeur de faire face aux aléas de la température du début de l'année 2018**
10 **sont représentées par les écarts des achats d'énergie du tableau cité au**
11 **préambule (i).**

21.2 **[bis]** Veuillez fournir une estimation du montant d'achat d'énergie (en M\$) requise pour faire face aux aléas de la température du début de l'année 2018.

Réponse :

12 **Le montant d'achats d'énergie requise pour permettre au Distributeur de faire**
13 **face aux aléas de la température du début de l'année 2018 est reflété par les**
14 **écarts des achats d'énergie du tableau cité au préambule (i).**

21.3 Veuillez indiquer les raisons de la hausse des coûts des approvisionnements de court terme de 73,8 M\$ indiquée au tableau 1.

Réponse :

15 **Voir les réponses aux questions 21.2 (bis) et 21.4.**

21.4 Veuillez préciser si la hausse de 73,8 M\$ est due uniquement aux aléas de la température du début de l'année 2018 ou non.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

21.5 Veuillez indiquer les raisons de la baisse des coûts de l'option d'électricité interruptible (moins 0,3 M\$) et de la hausse des coûts des interventions en GDP (+ 4,6 M\$) respectivement.

Réponse :

2 **La baisse du coût de l'option d'électricité interruptible (-2,7 M\$) est la**
3 **résultante d'une adhésion moindre des clients par rapport au montant**
4 **autorisé par la Régie dans sa décision D-2018-025. À cet égard, voir la**
5 **réponse à la question 13.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14, document 3.**

6 **Quant au programme GDP Affaires, la puissance admissible observée a été**
7 **supérieure à la puissance admissible projetée. Ce point a été abordé dans le**
8 **dossier R-4041-2018 et il est fait expressément mention de l'hiver 2017-2018**
9 **dans la décision D-2018-113, paragraphe 58.**

Question no. 22

Références :

- (i) Pièce B-0024, page 15, ligne 4 et ss. ;
- (ii) D-2018-025, paragraphes 267-268, pages 77 à 78.

Préambule :

- (i) L'écart prévu entre le montant autorisé de 16,1 M\$ et l'évaluation des sommes relatives aux appuis financiers du premier trimestre 2018 (hiver 2017-2018) et celles de décembre 2018 (hiver 2018-2019), soit 20,7 M\$, représente un montant de 4,6 M\$ (débitéur). Ainsi, le Distributeur a versé aux revenus requis de l'année 2019 un montant de 4,7 M\$, incluant des intérêts débiteurs de 0,1 M\$. [nos soulignés]
- (ii) [267] Compte tenu de ce qui précède, la Régie retient les recommandations des intervenants et plafonne la contribution du programme « GDP Affaires » à 230 MW pour l'hiver 2017-2018, soit la contribution demandée par le Distributeur dans sa preuve initiale. De ce fait, pour les aides financières à être versées aux participants pour l'année témoin 2018, la Régie autorise un budget de 16,1 M\$, en baisse de 2,4 M\$ par rapport au budget demandé de 18,5 M\$.

[268] La Régie ordonne également au Distributeur de comptabiliser de manière distincte les sommes du programme « GDP Affaires » et de les mettre dans un CER. Ce compte devrait contenir toutes les sommes liées au programme « GDP Affaires », incluant les charges d'exploitation. » (D-2018-025, pages 77 à 78) [nos soulignés].

Demandes :

22.1 Veuillez justifier le dépassement de 4,7 M\$ du budget autorisé par la Régie pour le Programme GDP Affaires pour l'année 2018.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 1.2 et 1.3.3 de la demande de renseignements**
2 **n° 1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-2, document 2 (B-0016) du**
3 **dossier R-4041-2018.**

Respect de l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113 (par. 62 et 63)

Question no. 23

Référence(s) :

(i) Régie de l'énergie, D-2018-113, par. 62 et 63, page 14 et ss.

Préambule :

[62] En conséquence, la Régie ordonne au Distributeur de modifier le Guide du participant pour l'hiver 2018-2019 afin de prévoir la limite suivante :

Le montant de l'appui financier pour l'hiver 2018-2019 correspond au moindre des deux montants suivants :

a) Le montant de l'appui financier tel que présenté à l'article 2.1 du Guide du participant, à savoir :

« Le montant de l'Appui financier est calculé de la façon suivante : le montant unitaire (\$) multiplié par la Puissance admissible (kW). Le montant unitaire pour la période d'hiver 2018-2019 est fixé à 70 \$. La Puissance admissible est décrite à la section 2.2. »

ou,

b) Le montant de l'appui financier reçu par le participant pour sa participation au programme de l'hiver 2017-2018.

[63] En conséquence, la Régie accorde au Distributeur, pour inclusion à son revenu requis pour l'année tarifaire 2019-2020, le montant maximal de 20,1 M\$ pour son programme GDP Affaires. Ce montant équivaut à 287 MW rémunéré à 70 \$/kW. Si la contribution des participants en volume de puissance fourni à l'hiver 2018-2019 devait être moindre que les 287 MW, créant un solde créditeur, ce solde devra être porté au compte d'écart créé antérieurement pour le Programme. (nos soulignés)

Demande(s) :

23.1 Veuillez fournir vos estimations relatives aux approvisionnements et à leurs coûts révisés conformément à l'ordonnance de sauvegarde D-2018-113, notamment celles présentées dans les tableaux suivants :

- Tableau 1 (pièce B-0017, page 5) ;

- Tableau 4 (pièce B-0017, page 8) ;
- Tableau 5 (pièce B-0017, page 9) ;
- Tableau 6 (pièce B-0017, page 10).

Veillez fournir des explications pertinentes relatives à vos révisions.

Réponse :

1 **Les modifications liées à l'ordonnance de sauvegarde pour les quatre**
2 **tableaux mentionnés sont minimes, dans la mesure où les besoins en**
3 **puissance à la pointe qui ne seront pas comblés par le programme**
4 **GDP Affaires devront l'être par des achats de puissance sur les marchés de**
5 **court terme (UCAP). Les coûts associés à la GDP elle-même pour le mois de**
6 **décembre 2018 seraient revus à la baisse d'environ 0,4 M\$.**

7 **Pour 2019, les coûts du programme GDP Affaires étant désormais intégrés au**
8 **budget de l'efficacité énergétique, ils ne se retrouvent pas dans les tableaux**
9 **mentionnés à la pièce HQD-6, document 1 (B-0017) sur les**
10 **approvisionnements. En revanche, comme la contribution en puissance de la**
11 **GDP pour les mois de janvier, février et mars 2019 diminue, des achats de**
12 **puissance sur les marchés de court terme doivent être effectués pour la**
13 **remplacer et assurer l'équilibre du bilan, ce qui entraîne une hausse des**
14 **montants présentés au tableau 6.**

Approvisionnement en puissance en 2018 et 2019

Question no. 24

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0017, page 8, ligne 1 et ss.

Préambule :

La contribution en puissance des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme totalise 2 927 MW pour l'année 2019.

Au-delà de la contribution des approvisionnements de long terme, le Distributeur compte sur des moyens supplémentaires totalisant 1 720 MW pour combler l'ensemble des besoins postpatrimoniaux en puissance, dont :

- 1 000 MW d'apport de l'option d'électricité interruptible ;
- environ 320 MW provenant des interventions en gestion de la demande en 7 puissance (GDP) ;
- 150 MW d'achats prévus sur les marchés de court terme (UCAP) ;
- 250 MW d'abaissement de tension.

Dans l'éventualité d'apports différents au bilan de l'option d'électricité interruptible ou de la GDP, les achats sur les marchés de court terme pourront être ajustés.

Demande(s) :

24.1 Veuillez fournir, pour 2018 et 2019 respectivement, vos plus récentes évaluations des contributions en puissance (en MW) et en énergie (en GWh) et des coûts associés (en M\$) des moyens d'approvisionnement ou de gestion de la puissance suivants :

1. Options tarifaires de tarification dynamique ;
2. Options d'électricité interruptible ;
3. GDP Affaires ;
4. GDP Résidentiel ;
5. GDP Bâtiments d'Hydro-Québec ;
6. Achats sur les Marchés de court terme (UCAP) ;
7. Abaissement de tension ;
8. Contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 ;
9. Transactions bilatérales.

Réponse :

- 1 **Les données relatives à l'analyse de la demande tarifaire ont été déposées en**
2 **preuve. Les bilans intégrant les plus récentes mises à jour pour 2019 seront**
3 **déposés dans l'État d'avancement 2018 du *Plan d'approvisionnement***
4 **2017-2026, au plus tard le 1^{er} novembre 2018.**

24.2 Veuillez préciser les composantes des coûts associés aux marchés de court terme (UCAP).

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 24.1.**

PRÉVISION DE LA DEMANDE (PIÈCE B-0012)

Question no. 25

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0012, page 6, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) La transition énergétique mondiale en cours influencera l'évolution des ventes du Distributeur, notamment en raison de l'émergence de la production photovoltaïque. Le nombre d'installations photovoltaïques en production distribuée pourrait atteindre plusieurs milliers à la fin de l'année 2019. La prévision de l'année témoin 2019 inclut une réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de cette technologie. Il est à noter que dans le contexte particulier des bas tarifs d'électricité du Québec, l'incertitude quant au rythme et l'ampleur de cette pénétration est importante.

Demande(s) :

25.1 Veuillez fournir la définition et les composantes de la production photovoltaïque en production distribuée mentionnée à la référence (i).

Réponse :

1 **La production photovoltaïque distribuée représente tout équipement**
2 **photovoltaïque installé au lieu de consommation permettant de répondre en**
3 **tout ou en partie aux besoins énergétiques du client.**

25.2 Veuillez fournir l'historique de la réduction des ventes attribuable à la pénétration de la production photovoltaïque au Québec, notamment ceux de 2017 et 2018.

Réponse :

4 **Le Distributeur ne connaît pas exactement la réduction des ventes attribuable**
5 **à la production photovoltaïque distribuée puisque celle-ci n'est pas mesurée.**
6 **Par contre, sur la base du nombre d'abonnements inscrits au programme de**
7 **mesurage net et de leur capacité de production installée, le Distributeur**
8 **estime que la réduction des ventes due à la pénétration de la production**
9 **photovoltaïque distribuée serait de l'ordre de 1 GWh en 2017 et de 3 GWh en**
10 **2018.**

25.3 Veuillez indiquer la méthode utilisée par le Distributeur pour déterminer « la réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de cette technologie » [référence (i)].

Réponse :

11 **La prévision de la réduction des ventes attribuable à la pénétration de la**
12 **production photovoltaïque distribuée repose, tout d'abord, sur une prévision**
13 **du taux de diffusion et de la capacité moyenne (en puissance) d'un système**
14 **photovoltaïque par catégories de consommateurs. La prévision du taux de**
15 **diffusion s'appuie notamment sur l'évolution du coût du système et de sa**
16 **maintenance ainsi que sur les composantes tarifaires propres à chaque**
17 **catégorie de consommateurs. Ainsi, le Distributeur obtient une prévision de la**
18 **capacité (en puissance) de production photovoltaïque pour le Québec.**
19 **Ensuite, la capacité de production photovoltaïque en puissance est traduite**
20 **en impact sur les ventes à partir des caractéristiques (ensoleillement) de**
21 **production propres au Québec.**

25.4 Veuillez préciser si cette méthode est une partie intégrante ou non du modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande.

Réponse :

1 L'impact de la production photovoltaïque distribuée est traité de façon
2 exogène au modèle de régression du Distributeur et est ajouté à la marge de
3 la prévision de la demande.

25.5 Veuillez expliquer comment le Distributeur a réussi à quantifier une réduction des ventes de 12 GWh attribuable à la pénétration de la production photovoltaïque sur des ventes d'électricité totales de 173 178 GWh pour l'année 2019, soit 0,0069 % (référence : pièce B-0017, page 5, ligne 1).

Réponse :

4 Sur la base de la méthodologie expliquée à la réponse à la question 25.3, le
5 tableau R-25.5 présente le calcul de la réduction des ventes de 12 GWh
6 attribuable à la production distribuée.

TABLEAU R-25.5 :
CALCUL DE LA RÉDUCTION DES VENTES ATTRIBUABLE
À LA PRODUCTION DISTRIBUÉE – ANNÉE 2019

Nombre d'installations moyennes	Capacité moyenne (kW)	Capacité installée (MW)	Facteur d'utilisation	Production (GWh)
A	B	C = A × B	D	C × D × 8760 h/année
1 250	8	10	14 %	12

Question no. 26

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0012, page 8, ligne 10 et ss.

Préambule :

- (i) À court terme, grâce à la bonne tenue de l'emploi et la croissance attendue des salaires, la consommation des ménages devrait continuer à soutenir l'activité économique. De plus, le dernier budget déposé par le gouvernement du Québec prévoit une hausse significative de la croissance des dépenses des ministères, de sorte que le PIB du secteur des services devrait progresser de 2,0% en 2018 et de 1,7 % en 2019. Seule ombre au tableau, la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-15 échange nord-américain (ALÉNA) pourraient nuire à la croissance de certaines entreprises exportatrices du secteur industriel PME. Somme toute, le Distributeur prévoit que le PIB manufacturier devrait croître de 2,3% en 2018 et de 1,7 % en 2019. (nos soulignés)

Demande(s) :

26.1 Veuillez indiquer si le modèle de régression linéaire utilisé par le Distributeur pour sa prévision de la demande peut refléter ou non les impacts de la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA). Dans l'affirmative, veuillez décrire les techniques et les paramètres utilisés.

Réponse :

1 **Les taux de croissance prévus du PIB manufacturier tiennent compte de la**
2 **montée du protectionnisme américain et de l'incertitude entourant la**
3 **renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA). Comme**
4 **le Distributeur l'a mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2014-2023**
5 **(dossier R-3864-2013), le modèle de régression linéaire utilisé pour sa**
6 **prévision de la demande intègre la relation entre les ventes d'électricité et le**
7 **PIB manufacturier⁶.**

26.2 Veuillez indiquer si les taux de croissance prévus du PIB manufacturier de 2,3 % en 2018 et de 1,7 % en 2019 reflètent ou non la montée du protectionnisme américain et l'incertitude entourant la renégociation de l'Accord de libre-échange nord-américain (ALÉNA).

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 26.1.**

Question no. 27

Référence(s) :

(i) Pièce B-0012, page 9, ligne 3 et ss.

Préambule :

(i) Quant aux efforts de développement des marchés visant les centres de données, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et les serres, ils permettent d'ajouter 462 GWh aux ventes entre 2017 et 2018 et 633 GWh entre 2018 et 2019, essentiellement au tarif LG.

Demande(s) :

27.1 Veuillez fournir les ventes d'énergie (en GWh) et les besoins en puissance à la pointe correspondants (en MW) du secteur « Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs » pour 2017, 2018 et 2019.

⁶ Voir par exemple le tableau 2A-12 de la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0008).

Réponse :

1 Le tableau R-27.1 présente les besoins en énergie et en puissance à la pointe
2 pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, pour les années
3 2017, 2018 et 2019.

TABLEAU R-27.1 :
VENTES ET BESOINS EN PUISSANCE POUR L'USAGE CRYPTOGRAPHIQUE
APPLIQUÉ AUX CHAÎNES DE BLOCS

	2017	2018	2019
Ventes (GWh)	34	325	817
	2016-17	2017-18	2018-19
Besoins en puissance (MW)	0	17	110

27.2 Veuillez préciser si le Distributeur a tenu compte ou non de la nature interruptible de cet usage.

Réponse :

4 Pour l'hiver 2018-2019, le Distributeur n'a pas tenu compte de la nature
5 interruptible de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Question no. 28

Référence(s) :

(i) Pièce B-0012, page 15, ligne 19 et ss.

Préambule :

(i) La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages. Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 atteindront 38 387 MW, soit une hausse de 443 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2017-2018. Cet écart découle de la croissance prévue des ventes au secteur commercial et institutionnel, de même qu'au secteur résidentiel et agricole. (nos soulignés)

Demande(s) :

Le Distributeur affirme à la référence (i) que sa prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver découle de la prévision en énergie par usages.

28.1 Veuillez expliquer comment le Distributeur peut prévoir avec une précision raisonnable ses besoins en puissance à la pointe d'hiver à partir des besoins en énergie qui demanderaient moins de puissance à la pointe par unité d'énergie, par exemple le chauffage

électrique avec des thermostats programmables, de nouvelles habitudes de consommation des clients, et les usages d'électricité interruptibles. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

1 **La prévision de la demande en énergie, sur laquelle la prévision en puissance**
2 **s'appuie, tient compte notamment de l'évolution de la diffusion et de**
3 **l'efficacité énergétique des grands usages ou équipements des secteurs**
4 **résidentiel et commercial. Ensuite, le modèle de régression des besoins en**
5 **puissance capte la relation entre la demande en énergie et celle en puissance**
6 **sur une période historique assez longue. Ainsi, le modèle tient compte des**
7 **récents changements qui influencent la relation énergie/puissance**
8 **attribuables à certaines nouvelles technologies (thermostats, éclairage DEL,**
9 **normes de construction).**

10 **Dans les cas où le Distributeur juge que la relation énergie/puissance du**
11 **modèle de régression ne s'applique pas, le Distributeur traite les éléments**
12 **visés à la marge du modèle de prévision de la demande. Parmi ceux-ci,**
13 **mentionnons les véhicules électriques, la production distribuée, le**
14 **développement de marché, incluant l'effacement exigé pour l'usage**
15 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et éventuellement, l'impact**
16 **de la tarification dynamique.**

28.2 Veuillez fournir les besoins en puissance (en MW) associés respectivement aux ventes d'énergie du secteur commercial et institutionnel et du secteur résidentiel et agricole pour les hivers 2017-2018 et 2018-2019.

Réponse :

17 **Le Distributeur n'effectue pas de prévision des besoins en puissance par**
18 **secteurs de consommation (à l'exception du secteur industriel). Toutefois, le**
19 **tableau B-15 de la pièce HQD-13, document 1 (B-0045) présente une**
20 **répartition des puissances coïncidentes par catégories de consommateurs à**
21 **l'aide d'échantillons de compteurs possédant des données horaires.**

Question no. 29

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0012, page 15, ligne 25 ss.

Préambule :

- (i) Par ailleurs, la pointe de l'hiver 2017-2018, survenue le 28 décembre 2017, a été supérieure de 397 MW à celle annoncée dans le dossier R-4011-2017, et ce, en raison des températures plus froides que la normale de l'hiver 2017-

2018 (+239 MW) et d'un écart de +158 MW sur les besoins en puissance normalisés.

Demande(s) :

29.1 Veuillez indiquer les facteurs expliquant l'écart de +158 MW sur les besoins en puissance normalisés de l'hiver 2017-2018.

Réponse :

1 **L'écart s'explique principalement par des ventes au secteur industriel grandes**
2 **entreprises plus fortes que prévu (+220 MW).**

29.2 Veuillez décrire les méthodes et outils utilisés par le Distributeur pour prendre en considération les impacts des températures dans sa prévision des besoins en énergie et en puissance de court terme aux fins de sa gestion des approvisionnements.

Réponse :

3 **En prenant pour acquis que la notion de prévision court terme utilisée par**
4 **l'intervenant fait référence à ce qui est présenté à la pièce en référence, la**
5 **prévision en énergie et en puissance se base sur des conditions climatiques**
6 **(températures) normales. Cette normale s'appuie sur les données de**
7 **températures historiques depuis 1971 ajustées pour tenir compte d'un**
8 **réchauffement climatique tendanciel.**

**Caractéristiques de consommation des véhicules électriques (Pièce B-0012, page 17
et ss.)**

Question no. 30

Référence(s) :

(i) Pièce B-0012, page 19, ligne 4 ss.

Préambule :

(i) L'ajout de la recharge de 400 000 véhicules a pour effet d'augmenter la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée. L'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire à celle retenue par le Distributeur dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026. Dans le cas spécifique de la recharge à domicile, l'impact moyen sur la pointe d'hiver du Distributeur est de 0,6 kW par véhicule électrique.

Demande(s) :

Le Distributeur affirme à la référence (i) que « [l']ajout de la recharge de 400 000 véhicules a pour effet d'augmenter la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée. ».

30.1 Veuillez indiquer un ordre de grandeur de la probabilité d'occurrence d'une pointe d'hiver en soirée.

Réponse :

1 **Pour l'hiver 2018-2019, le Distributeur estime à 24 % la probabilité d'observer**
2 **une pointe de réseau en soirée. Le Distributeur estime qu'un ajout de**
3 **400 000 véhicules électriques aurait pour effet d'augmenter cette probabilité à**
4 **36 %.**

30.2 Veuillez préciser s'il s'agit ou non de la pointe d'hiver de l'ensemble des usages d'électricité.

Réponse :

5 **La pointe mentionnée correspond à la pointe des besoins du Distributeur.**

30.3 En tenant compte des résultats de l'étude des caractéristiques de consommation des véhicules électriques effectuée par le Distributeur, veuillez indiquer si les périodes d'appel pour réduire la consommation d'énergie définies dans le Programme GDP Affaires et dans les options tarifaires de tarification dynamique sont encore appropriées ou non. Veuillez expliquer.

Réponse :

6 **Les périodes d'appel pour réduire la consommation d'énergie, définies dans**
7 **les modalités du programme GDP Affaires et des options de tarification**
8 **dynamique, sont encore appropriées car elles sont basées sur l'ensemble des**
9 **besoins du Distributeur, et non uniquement ceux relatifs à la recharge des**
10 **véhicules électriques.**

Question no. 31

Référence(s) :

(i) Pièce B-0012, page 5, ligne 1 et ss.

Préambule :

(i) Cette prévision est supérieure de 4 124 GWh par rapport à la prévision des ventes retenue dans la décision D-2018-025 pour l'année témoin 2018 de 169 055 GWh (voir le tableau A-1). Cette croissance marquée est attribuable tant à la clientèle résidentielle (1,1 TWh), dû à la hausse du nombre d'abonnements, qu'à la clientèle commerciale et institutionnelle (1,4 TWh), en raison essentiellement du développement des marchés, notamment celui de l'usage

des chaînes de blocs. La croissance des activités industrielles explique le reste de la croissance de la demande (1,6 TWh).

Principaux éléments de contexte

En plus du contexte économique, l'évolution de la demande d'électricité est affectée par une baisse de l'intensité énergétique. (nos soulignés)

Demande(s) :

31.1 Veuillez décrire les travaux effectués par le Distributeur depuis le dernier dossier tarifaire (R-4011-2017) afin d'améliorer la précision de ses prévisions de la demande en énergie et en puissance.

Réponse :

1 **Dans une optique d'amélioration continue, le Distributeur affine**
2 **continuellement ses modèles de prévision afin qu'ils représentent bien**
3 **l'évolution de la demande en énergie et en puissance. Également, le**
4 **Distributeur effectue une vigie du contexte énergétique, ce qui inclut la**
5 **participation à de nombreux webinaires regroupant des spécialistes en**
6 **prévision de la demande d'autres compagnies d'électricité nord-américaines.**

7 **Plus précisément, depuis le dernier dossier tarifaire (R-4011-2017), les**
8 **améliorations apportées aux modèles concernent la caractérisation de la**
9 **charge des véhicules électriques et l'impact de la production distribuée**
10 **photovoltaïque.**

31.2 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait appel ou non aux experts et spécialistes externes pour l'aider dans l'amélioration et la perfection de sa méthode de prévision de la demande. Dans l'affirmative, veuillez en décrire les travaux et réalisations. Dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

11 **Le Distributeur fait partie de l'Energy Forecasting Group (EFG), qui regroupe**
12 **plusieurs compagnies d'électricité nord-américaines. Dans ce contexte, le**
13 **Distributeur échange avec des spécialistes externes sur les approches**
14 **méthodologiques, le contexte énergétique et tout autre sujet pertinent à la**
15 **perfection de sa méthode de prévision de la demande.**

16 **Par exemple, l'approche méthodologique retenue pour évaluer l'impact de la**
17 **production distribuée photovoltaïque pour le Québec est inspirée de travaux**
18 **présentés par l'EFG.**

**Besoin en puissance prévu pour la détermination du coût de transport de la charge
locale**

Question no. 32**Références :**

- (i) Pièce B-0020, page 3, ligne 1 ;
- (ii) HQT, dossier R-4058-2018, pièce B-0035, page 5, ligne 1 et ss. ;
- (iii) Pièce B-0012, page 15, ligne 20 et ss.

Préambule :**Préambule (i) :****1. COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2019**

- 1 Le tableau 1 présente le détail du coût du service de transport pour l'année 2019.

**TABLEAU 1 :
COMPOSANTES DU COÛT DU SERVICE DE TRANSPORT 2019 (M\$)**

Tarif de transport 2019 estimé à l'égard de la charge locale	3 070,8
Ajustement relatif aux revenus de point à point du Transporteur	(14,9)
Compte d'écarts 2018 (Charge locale et revenus de point à point)	4,6
Coût du service de transport 2019	3 060,5

Préambule (ii) :**Besoins de la charge locale**

La charge locale est constituée de l'ensemble des besoins de transport des clients du Distributeur, à l'exclusion des clients des réseaux autonomes. La prévision des besoins de transport pour la charge locale est de 38 313 MW pour l'année 2019. (nous soulignons)

Préambule (iii) :

Sous des conditions climatiques normales, le Distributeur prévoit que les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 atteindront 38 387 MW, soit une hausse de 443 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2017-2018. (nous soulignons)

Demandes :

32.1 Veuillez expliquer la différence et la similitude entre les « besoins de transport pour la charge locale de 38 313 MW pour l'année 2019 » [référence (ii)] retenus par le Transporteur pour la détermination du coût de transport de la charge locale et « les besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2018-2019 de 38 387 MW » prévus par le Distributeur dans le présent dossier [référence (iii)].

Réponse :

1 **L'appel de puissance associé à la consommation des centrales explique la**
2 **différence entre les besoins en puissance du Distributeur et ceux de la charge**
3 **locale du Transporteur.**

4 **La consommation des centrales n'est pas considérée dans le calcul du coût**
5 **de service de transport puisqu'elle ne transite pas sur le réseau de transport.**

32.2 Veuillez fournir une conciliation détaillée de ces deux valeurs considérant l'ampleur du coût de transport que supportera l'ensemble de la clientèle du Distributeur [3 065 M\$ selon l'évaluation du Distributeur présentée à la référence (i)].

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 32.1.**

32.3 Veuillez décrire les mesures prises par Hydro-Québec Distribution pour s'assurer de l'objectivité et de la rigueur de sa détermination des besoins prévus en puissance qu'elle transmet à Hydro-Québec TransÉnergie pour l'établissement du coût de transport de la charge locale.

Réponse :

7 **Le Transporteur utilise, pour l'établissement du coût de transport, la même**
8 **prévision de la demande que celle que le Distributeur établit pour les fins de**
9 **son dossier tarifaire et de son plan d'approvisionnement. Cette prévision vise**
10 **à donner l'évolution la plus probable de la demande en énergie et en**
11 **puissance à venir.**

12 **L'approche méthodologique retenue par le Distributeur s'appuie sur les**
13 **meilleures pratiques dans le domaine. Elle a également fait l'objet d'un**
14 **examen par la Régie et les intervenants dans le cadre, notamment, des**
15 **dossiers R-3864-2013 et R-3905-2014. De plus, le Distributeur publie un suivi**
16 **détaillé de ses prévisions.**

17 **Enfin, la prévision de la demande pour l'année témoin, de même que celle des**
18 **besoins en énergie et en puissance, est l'objet d'une acceptation annuelle par**
19 **la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires du Distributeur, après examen**
20 **par cette dernière et les intervenants.**

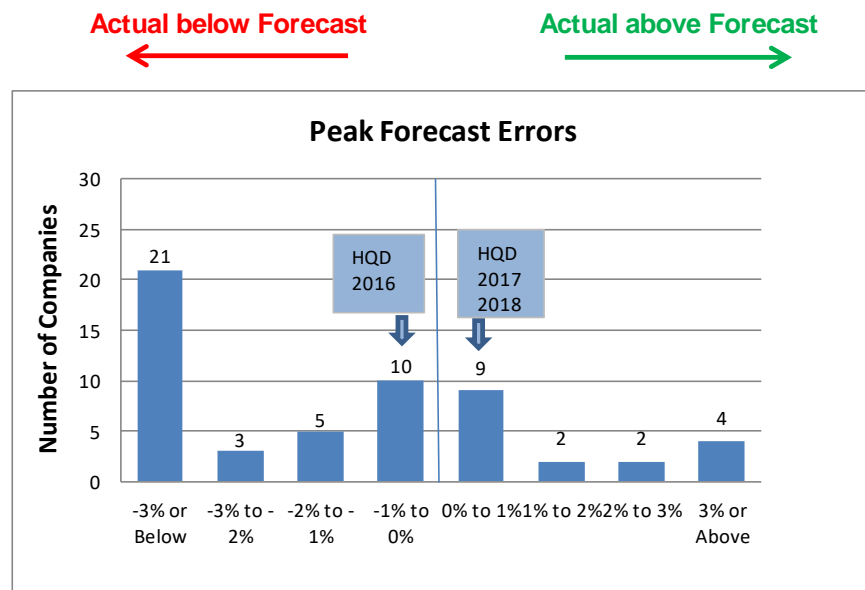
32.4 Veuillez confirmer (ou infirmer) qu'aucun comité ou organisme externe à Hydro-Québec Distribution n'a donné d'avis ou de commentaires sur la qualité ou la précision de la valeur prévue des besoins en puissance que transmet la division Hydro-Québec Distribution à la division Hydro-Québec TransÉnergie pour l'établissement du coût de transport de la charge locale. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez en fournir les raisons.

Réponse :

1 Le Distributeur participe annuellement au balisage sur la prévision de la
2 demande organisé par Itron et l'Energy Forecasting Group (EFG). Ce balisage
3 regroupe environ 70 compagnies d'électricité du Canada et des États-Unis,
4 représentant plus de la moitié des ventes d'électricité d'Amérique du Nord.
5 Les constats de ce balisage sont que le Distributeur adopte les meilleures
6 pratiques en matière de prévision de la demande et qu'il présente une bonne
7 performance prévisionnelle.

8 À titre indicatif, la figure R-32.4 présente une comparaison entre la
9 performance prévisionnelle des besoins en puissance du Distributeur à
10 l'horizon un an par rapport à celle des autres compagnies d'électricité. Cette
11 figure, tirée du balisage pour la prévision de l'année 2017, présente les écarts
12 en pourcentage entre les besoins en puissance normalisés et ceux prévus
13 pour l'ensemble des compagnies d'électricité sondées. En plus de la
14 performance sur l'année témoin 2017, le Distributeur indique sa performance
15 pour les besoins en puissance des années témoins 2016 et 2018. La figure
16 montre que le Distributeur fait partie du meilleur groupe de prévisionnistes,
17 soit ceux qui présentent un écart inférieur à $\pm 1\%$.

FIGURE R-32.4 :
PERFORMANCE DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
Against Normalized Actuals



COUTS ÉVITÉS (PIECE B-0015)

Question no. 33

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 10, ligne 11 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.
- (iii) Pièce B-0049, page 18 et 20;
- (iv) Pièce B-0015, page 11, ligne 6 et ss.

Préambule :

- (i) Le Distributeur propose de maintenir les indicateurs de coûts évités pour le transport et la distribution tels qu'ils ont été présentés dans le dossier R-4011-2017. Exprimés en \$ 2018, le coût évité de transport est de 50,07 \$/kW-an et celui de la distribution, de 18,12 \$/kW-an. (nos soulignés)
- (ii) Tout comme pour l'évaluation du coût évité de fourniture, l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution se fait à partir d'une situation d'équilibre offre-demande.
Pour ce faire, le Distributeur considère la croissance des besoins (en MW) de l'ensemble de sa clientèle et prévue sur un horizon de 10 ans, de même que les travaux qui seront nécessaires afin de répondre à cette croissance. Ne sont dès lors pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et distribution. Plus spécifiquement, les coûts évités sont obtenus par le rapport entre les investissements, exprimés en M\$, et la croissance des besoins des clients, exprimés en MW. En additionnant les frais annuels d'exploitation et les taxes sur les services publics, un coût unitaire total (en \$/kW) est calculé. Par la suite, les coûts évités sont calculés en faisant une annuité croissante (sur 30 ans pour la distribution et sur 40 ans pour le transport). Ces coûts évités ainsi calculés permettent d'estimer l'impact à la marge d'un MW additionnel (ou réduit) en terme de devancement (ou de report) d'investissements sur les réseaux. (nos soulignés)
- (iii) Document présenté à la séance de travail du 26 septembre 2018.
- (iv) La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable. (nous soulignons)

Demande(s) :

33.1 Veuillez confirmer que les coûts évités de transport et de distribution soumis dans le présent dossier sont calculés sur la base d'une estimation des coûts réalisée en 2008 pour la période 2009-2018 (référence (iii)).

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

33.2 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le Distributeur n'a pas révisé ses estimations de coûts requises pour l'évaluation des coûts évités de transport et de distribution depuis 2008, mis à part l'indexation des coûts estimés [référence (iv)].

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme. Comme il l'a indiqué à la pièce en référence (iii),**
3 **les signaux n'ont pas été révisés depuis, car les coûts évités de transport et**
4 **de distribution sont relativement stables dans le temps. Le Distributeur**
5 **s'assure que ces signaux demeurent raisonnables.**

6 **Voir également les réponses aux questions 10.1 et 10.2 de l'AHQ-ARQ à la**
7 **pièce HQD-14, document 3.**

33.3 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur n'a « pris en compte que les investissements qui visent à éliminer ou à éviter la surcharge des équipements des réseaux de transport et de distribution » dans sa détermination des coûts évités de transport et de distribution [référence (ii)].

Réponse :

8 **Voir les réponses aux questions 10.1, 10.2 et 10.4 de l'AHQ-ARQ à la pièce**
9 **HQD-14, document 3.**

33.4 Veuillez indiquer si les investissements considérés pour la détermination des coûts évités de transport comprennent ou non ceux associés respectivement aux :

- Installations d'interconnexion avec les réseaux étrangers ;
- Lignes de raccordement des centrales éoliennes au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie ;
- Lignes de raccordement des centrales de production d'électricité d'Hydro-Québec Production au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie.

Réponse :

10 **Les investissements considérés pour la détermination des coûts évités de**
11 **transport ne comprennent aucune des trois catégories de projets énumérées.**

33.5 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité de transport de 50 \$/kW-an [référence (i)] représente tous les coûts (investissements, exploitation, et taxes) nécessaires pour transporter un kilowatt supplémentaire pendant un an (utilisation annuelle), et non uniquement pendant de plus courtes périodes. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 1 **Le déclenchement d'un investissement en croissance est toujours dû à la**
2 **demande au moment de la pointe du réseau (pour le transport) ou d'un poste**
3 **(pour la distribution). Une fois l'investissement réalisé, il permet de transiter**
4 **l'énergie pendant toutes les heures de l'année.**

33.6 Veuillez confirmer (ou infirmer) que le coût évité de distribution de 18,12 \$/kW-an [référence (i)] représente tous les coûts (investissements, exploitation, et taxes) nécessaires pour distribuer un kilowatt supplémentaire pendant un an (utilisation annuelle), et non uniquement pendant de plus courtes périodes. Dans l'affirmative ou dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à la question 33.5.**

Coûts évités et les tarifs de développement économique

Question no. 34

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0030, page 39, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) Dans sa décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de poursuivre le suivi du TDÉ. Le tableau 12 présente la simulation de la neutralité du TDÉ. Outre le coût à la marge, qui est basé sur le signal des coûts évités de l'énergie et de la puissance du présent dossier, les hypothèses ainsi que la méthodologie explicitées lors du dossier tarifaire R-3905-2014 sont reconduites.

**TABLEAU 12 :
SIMULATION DE LA NEUTRALITÉ DU TDÉ (¢/kWh)**

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDÉ	2,8	0,16	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2016	TDÉ	2,9	0,27	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	3,9	-20,0%	4,9
2017	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,1	0,2	3,3	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2018	TDÉ	2,9	0,01	0,2	3,2	0,2	3,4	0,6	4,0	-20,0%	4,9
2019	TDÉ	3,0	0,07	0,2	3,3	0,2	3,5	0,5	3,9	-20,0%	4,9
2020	TDÉ	3,0	0,13	0,2	3,4	0,2	3,6	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2021	TDÉ	3,1	0,14	0,2	3,5	0,2	3,7	0,4	4,0	-20,0%	5,0
2022	TDÉ	3,1	0,17	0,2	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,1
2023	TDÉ	3,2	0,19	0,25	3,6	0,2	3,8	0,3	4,1	-20,0%	5,2
2024	TDÉ + transition	3,3	0,23	1,44	4,9	0,2	5,1	(0,7)	4,4	-15,0%	5,2
2025	TDÉ + transition	3,3	0,26	1,47	5,1	0,2	5,3	(0,5)	4,8	-10,0%	5,3
2026	TDÉ + transition	3,4	0,29	1,50	5,2	0,2	5,4	(0,3)	5,1	-5,0%	5,3
Annuité 2015-2026 5,445%		2,9	0,1	0,4	3,4	0,2	3,6	0,2	3,9	-17,9%	4,7

Demande(s) :

34.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur utilise un coût de transport à la marge de 0,2 cent/kWh dans le cas des projets aux tarifs de développement économique pour la période 2015-2026 (valeur présentée dans le présent dossier, référence (i), tableau 12), et non le coût évité de transport soumis dans le présent dossier (pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.). Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

1 **Au moment d'évaluer l'impact potentiel de l'arrivée de ces clients sur les tarifs**
2 **de l'ensemble de la clientèle, le Distributeur a considéré que le coût le plus**
3 **important qu'auraient à assumer les clients était celui du coût de**
4 **raccordement. En effet, puisque le TDÉ est admissible pour de nouveaux**
5 **clients de grande taille ou de nouvelles charges, cette hypothèse visait à**
6 **refléter une part du montant maximal assumé par le Distributeur pour les**
7 **travaux associés au raccordement d'une nouvelle charge, en présumant que**
8 **ce ne sont pas tous les ajouts de charge qui atteignent l'allocation maximale.**

9 **Ainsi, comme il appert du tableau A-5 à la pièce HQD-4, document 3 (B-0015),**
10 **le coût de transport à la marge appliqué aux projets de TDÉ et le coût évité de**
11 **transport du présent dossier sont deux coûts différents. Cependant, compte**
12 **tenu du type de clientèle visé par le TDÉ, le niveau de ces deux coûts est**
13 **similaire.**

14 **À cette même pièce, le Distributeur mentionne avoir débuté des travaux**
15 **relatifs aux coûts évités de transport et de distribution. Il pourrait revoir la**
16 **façon d'évaluer la neutralité du TDÉ quant à ces deux paramètres, lorsqu'il**

1 **présentera la mise à jour des coûts évités de transport et de distribution à**
2 **l'issue des travaux en cours. Le Distributeur précise qu'il ne s'attend pas à ce**
3 **que cette mise à jour modifie la décision d'offrir ou non ce tarif.**

34.2 Veuillez expliquer la différence et la similitude entre le coût évité de transport soumis dans le présent dossier (pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.) et le coût de transport à la marge utilisé pour les projets aux tarifs de développement économique [référence (i)].

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 34.1.**

34.3 Veuillez indiquer si le Distributeur adopterait ou non la méthode consistant à calculer des coûts de transport à la marge utilisée dans l'étude des projets de développement économique pour sa méthode d'établissement des coûts évités. Veuillez expliquer.

Réponse :

5 **L'utilisation des coûts évités de transport présentés à la pièce HQD-4,**
6 **document 3 (B-0015) est pertinente pour l'analyse de programmes de masse.**
7 **Dans le cas du TDÉ, le Distributeur a reflété le mieux possible son anticipation**
8 **du coût de transport que supporterait l'ensemble de la clientèle, soit le coût**
9 **de raccordement.**

10 **Voir également la réponse à la question 34.1.**

34.4 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne tient pas compte des coûts marginaux (coûts évités) de distribution dans le cas des projets aux tarifs de développement économique.

Réponse :

11 **Voir les réponses aux questions 34.1 et 34.3.**

Coûts évités et le Programme GDP Affaires

Question no. 35

Référence(s) :

- (i) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires), Pièce B-0004, page 14, ligne 29 et ss.
- (ii) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires), Pièce B-0004, page 15, tableau 4.

Préambule :

- (i) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires) :
Le Programme [GDP Affaires] vise à inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur. En contrepartie, le Distributeur verse à ces clients un appui financier proportionnel à la réduction de puissance 32 effectuée pendant ces périodes. (nos soulignés)
- (ii) HQD, Dossier R-4041-2018 (Programme GDP Affaires) :

**TABLEAU 4 :
PRINCIPAUX PARAMÈTRES**

Ajout de puissance en 2018	1 kW
Coûts évités de puissance, fourniture, transport et distribution (1)	Coût évité puissance fourniture : 110,28 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance transport charge locale : 49,09 \$/kW-an (\$2017) Coût évité puissance distribution : 17,77 \$/kW-an (\$2017)
Appui financier par kW réduit (2)	70,00 \$
Coût pour le client par kW réduit (3)	10,50 \$

Demande(s) :

35.1 Veuillez confirmer que le but du Programme GDP Affaires est « d'inciter les clients des marchés commercial et institutionnel ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles à réduire la demande de puissance de leurs bâtiments pendant les périodes de pointe hivernale du Distributeur » [référence (i)].

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

35.2 Veuillez confirmer que les coûts évités de transport et de distribution présentés à la référence (ii) ont été calculés par le Distributeur selon leurs définitions respectives précisées à la pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss., pour une utilisation pendant toutes les heures d'une année donnée (utilisation annuelle).

Réponse :

2 **Le Distributeur confirme que les coûts évités de transport et de distribution**
 3 **ont été calculés conformément à la méthodologie explicitée à la pièce HQD-4,**
 4 **document 3 (B-0015). Voir également la réponse à la question 33.5.**

35.3 Veuillez expliquer comment une réduction de la demande de puissance des clients Affaires pendant les périodes de pointe hivernales du Distributeur peut éviter certains investissements en transport et en distribution normalement requis pour une utilisation annuelle des réseaux [référence (ii)] (voir définition des coûts évités à la pièce B-0015, page 10, ligne 14 et ss.).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 33.5.**

Coûts évités et les options de tarification dynamique

Question no. 36

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 16, ligne 3 et ss. ;
- (ii) Pièce B-0030, page 17, ligne 15 et ss.

Préambule :

- (i) Pour ajouter un moyen additionnel permettant de repousser les besoins d'approvisionnement de long terme en puissance, le Distributeur propose, dans le présent dossier, d'offrir aux clientèles domestiques et affaires des options tarifaires de tarification dynamique, soit le crédit en pointe critique et le tarif de pointe critique. Compte tenu du contexte et du service rendu par ces options tarifaires, le Distributeur a calibré leur structure sur la base du coût évité de puissance de long terme. (nous soulignons)
- (ii) Les coûts évités servent de balise à l'établissement des tarifs. Ainsi, le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an (\$ 2018 indexé à l'inflation) constitue la valeur maximale pour établir la structure de prix des options tarifaires de tarification dynamique.
Aux fins des options étudiées, un signal de prix de 50 \$/kW-hiver est retenu durant les heures de pointe. (nos soulignés)

Demande(s) :

L'ACEF de Québec constate que le Distributeur a « calibré » le signal de prix de 50 \$/kW-hiver applicable aux options de tarification dynamique à une valeur moins élevée que le coût évité en puissance de long terme de 112 \$/kW-an [référence (ii)], en excluant les coûts évités de transport et de distribution.

36.1 Veuillez préciser les éléments de contexte [référence (i)] qui justifient la non-consideration des coûts évités de transport et de distribution dans la « calibration » du signal de prix applicable aux options de tarification dynamique.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 7.1.**

36.2 Veuillez préciser les éléments relatifs au service rendu [référence (i)] qui justifient un signal de prix applicable aux options de tarification dynamique largement moins élevé que le coût évité de fourniture.

Réponse :

2 **Voir les réponses aux questions 7.1 et 7.2.**

Question no. 37

Référence(s) :

(i) Pièce B-0015, page 8, ligne 1 et ss.

Préambule :

**TABLEAU 1 :
BILAN EN ÉNERGIE (TWh)**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Besoins	186,2	188,4	187,8	189,2	190,0	191,6	191,7	192,5
Électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements postpatrimoniaux	17,1	17,9	18,3	18,8	19,2	19,6	19,8	20,2
- Achats d'énergie	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,7	0,8	1,1
Surplus	(9,8)	(8,4)	(9,4)	(8,5)	(8,0)	(6,9)	(7,0)	(6,5)

Le bilan en énergie présente encore des surplus sur l'ensemble de la période 2019-2026. Ces surplus se traduisent par de l'électricité patrimoniale non utilisée par le Distributeur⁹.

Demande(s) :

37.1 Veuillez indiquer les besoins en énergie des chaînes de blocs pour chacune des années de la période 2019 – 2026 qui ont été considérés dans le bilan en énergie montré au tableau 1.

Réponse :

3 **La prévision des besoins en énergie considère 0,8 TWh pour l'usage**
 4 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs pour chacune des années**
 5 **2019 à 2026.**

37.2 Veuillez fournir le bilan en énergie le plus à jour.

Réponse :

1 Un bilan en énergie intégrant les volumes prévus pour l'usage
2 cryptographique appliqué aux chaînes de blocs a été présenté au
3 tableau R-4.6 de la pièce HQD-2, document 1.2 (B-0049) du dossier
4 R-4045-2018.

5 Une mise à jour du bilan en énergie sera déposée dans l'État d'avancement
6 2018 du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, au plus tard le 1^{er} novembre
7 2018.

37.3 Veuillez indiquer les impacts des besoins en énergie associés aux chaînes de blocs sur les coûts évités présentés par le Distributeur dans le présent dossier.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 43.2 de la demande de renseignements n° 1 de la
9 Régie à la pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062).

Question no. 38

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 8, ligne 17 et ss ;
- (ii) Pièce B-0015, page 9, ligne 8 et ss. ;
- (iii) Loi sur la Régie de l'énergie (article 74.1).

Préambule :

- (i) Comme dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur retient comme signal de coût évité de long terme en énergie le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne (A/O 2013-01). (nous soulignons)
- (ii) Afin de refléter ces tendances, à savoir une baisse accentuée à court terme et plus faible à moyen et long termes, le Distributeur propose de réviser à la baisse le taux d'indexation du coût évité à long terme, tout en gardant comme prix de référence le prix moyen des contrats du dernier appel d'offres d'énergie éolienne. Ainsi :
 - le signal de coût évité de long terme est de 8,0 ¢/kWh (\$ 2018), indexé à l'inflation, soit 6,0 ¢/kWh (\$ 2018) pour la fourniture à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2 ¢/kWh (\$ 2018). (nous soulignons)
- (iii) 74.1 Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant

sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112. La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment:

- 1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;
- 2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; (nous soulignons)

Demande(s) :

38.1 Veuillez expliquer pourquoi à partir de 2028 [pièce B-0015, page 8, ligne 13 et ss.], le Distributeur ne pourrait que compter sur l'énergie éolienne [références (i) et (ii)], alors que le Producteur cherche à vendre de l'hydroélectricité à l'étranger et que l'article 74.1 de la Loi sur la Régie exige un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

Réponse :

1 **Le coût évité représente l'évaluation du coût d'une unité additionnelle**
2 **d'approvisionnement mais ne constitue en aucun cas un engagement**
3 **vis-à-vis l'acquisition éventuelle d'un moyen d'approvisionnement ou la**
4 **source de cet approvisionnement.**

5 **Le choix de la filière éolienne comme signal de coût évité de long terme en**
6 **énergie repose sur la connaissance du marché du Distributeur relativement à**
7 **l'appel d'offres pour de l'énergie éolienne (A/O 2013-01), son caractère**
8 **compétitif et le fait qu'elle comporte peu de contraintes de disponibilité.**

38.2 Veuillez compléter votre bilan en énergie montré à la pièce B-0015, page 8, pour les années 2027 et 2028.

Réponse :

9 **Le Distributeur n'est pas en mesure de déposer un bilan complet jusqu'à**
10 **l'horizon 2029. Plusieurs paramètres importants au soutien de celui-ci doivent**
11 **encore être précisés. Le bilan en énergie couvrant les années 2027 à 2029**
12 **sera présenté dans le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, qui sera déposé à**
13 **l'automne 2019.**

Question no. 39

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 9, ligne 15 et ss. et tableau 2.

Préambule :

Différenciation pointe et hors pointe des marchés

Afin de refléter, dans l'utilisation des coûts évités d'énergie de court terme, les conditions du marché de référence dans lequel le Distributeur s'approvisionne, une différenciation entre les heures en pointe (de 6 h à 22 h tous les jours ouvrables) et les heures hors pointe (les autres heures) est considérée. En utilisant une moyenne mobile sur 5 ans¹³, cet écart des prix DAM, New York – Zone M (IMPORT) entre les heures de pointe et celles hors pointe est de 13,29 \$/MWh (ou 1,3 ¢/kWh), comme présenté au tableau 2. Cet écart est alors appliqué au coût évité d'énergie.

TABLEAU 2 :
COMPARAISON DES PRIX DAM, NEW YORK – ZONE M (IMPORT)
HEURES DE POINTE ET HEURES HORS POINTE (ANNUEL)

	2013	2014	2015	2016	2017	Moyenne 2013-2017
\$ CAN / MWh						
Pointe	42,26	61,64	39,36	28,59	30,87	40,54
Hors-pointe	31,62	39,77	25,46	18,71	20,71	27,25
Écart	10,63	21,87	13,90	9,89	10,16	13,29
Écart %	34%	55%	55%	53%	49%	49%

Demande(s) :

39.1 Veuillez expliquer de la façon la plus détaillée possible comment « l'écart est alors appliqué au coût évité d'énergie » tel que précisé à la référence (i).

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère l'intervenant au document de présentation de la séance**
 2 **de travail du 26 septembre 2018 (pièce HQD-4, document 3.1 (mise à jour)**
 3 **[B-0051]), pages 27 et 28, pour l'application de l'écart pointe/hors pointe au**
 4 **coût évité d'énergie. La moitié de l'écart de 1,3 ¢/kWh (soit 0,66 ¢/kWh) est**
 5 **appliquée au prix de la fourniture en énergie (hiver, hors hiver ou annuel), à la**
 6 **hausse ou à la baisse, selon que la consommation se trouve durant les heures**
 7 **de pointe (58 % des heures⁷) ou hors pointe (42 % des heures⁷).**

⁷ Le Distributeur mentionne qu'une coquille s'est glissée aux pièces B-0049 (page 26) et B-0051 (page 28). On aurait dû y lire que la part associée aux consommations en pointe et hors pointe est, respectivement, de 58 % et 42 %, et non 46 % et 62 %. Les résultats présentés sont toutefois exacts.

39.2 Veuillez indiquer les impacts de l'hypothèse décrite à la référence (i) sur vos résultats de calculs des coûts évités d'énergie de court terme.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 39.1.**

39.3 Veuillez indiquer si l'hypothèse décrite à la référence (i) permettrait ou non de distinguer adéquatement les coûts d'énergie destinée respectivement aux besoins de pointe (de 0 à 300 heures) et hors-pointe. Veuillez élaborer votre réponse.

Réponse :

2 **Non. Les coûts évités relatifs à la différenciation pointe et hors pointe des**
 3 **marchés ne font aucunement référence aux heures de pointe du réseau du**
 4 **Distributeur.**

5 **Voir également la réponse à la question 39.1.**

Question no. 40

Référence(s) :

(i) Pièce B-0015, page 10, tableau 3.

Préambule :

**TABLEAU 3 :
 BILAN EN PUISSANCE (MW)**

	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
Besoins à la pointe - incluant la réserve	42 089	42 596	42 865	43 365	43 712	44 022	44 325	44 628
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Approvisionnements additionnels requis	4 647	5 154	5 423	5 923	6 270	6 580	6 883	7 186
HQP - Base et cyclable + A/0 2015-01	1 100	1 100	1 100	1 350	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres contrats de long terme	1 827	1 874	1 974	1 974	1 974	1 966	1 966	1 966
Gestion de la demande en puissance	1 320	1 390	1 420	1 470	1 500	1 510	1 530	1 540
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise	150	550	700	900	1 050	1 350	1 650	1 950

Demande(s) :

40.1 Veuillez fournir le bilan en puissance le plus à jour.

Réponse :

- 1 **Le bilan en puissance mis à jour sera présenté dans l'État d'avancement 2018**
2 **du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, qui sera déposé au plus tard le**
3 **1^{er} novembre 2018.**

Question no. 41

Référence(s) :

- (i) Pièce B-0015, page 5, ligne 24 et ss. ;
(ii) Pièce B-0015, page 10, ligne 1 et ss.

Préambule :

- (i) La Régie constate que l'établissement des besoins et la stratégie d'approvisionnement sont en lien direct avec la détermination des coûts évités et que « L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique⁴ ». Elle relève également que le contexte énergétique et le bilan offre-demande qui en découle évoluent dans le temps, faisant en sorte :
- qu'il existe des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme ;
- (nous soulignons)

- (ii) Le bilan en puissance présente des déficits sur l'ensemble de l'horizon. Pour équilibrer son bilan en puissance, le Distributeur peut compter sur une contribution maximale de 1 100 MW sur les marchés de court terme. Au-delà, il doit se doter d'un approvisionnement de long terme afin de respecter le critère de fiabilité en puissance. Afin de refléter cette situation, les coûts évités en puissance sont déclinés ainsi :
- le signal de coût évité de court terme est de **20 \$/kW-hiver** (\$ 2018), indexé à l'inflation, reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
 - le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

Demande(s) :

41.1 L'ACEF de Québec constate que, malgré la remarque de la Régie [référence (i)], après un an, le Distributeur présente toujours des coûts évités de puissance avec des bonds importants [référence (ii)].

Veuillez commenter l'opportunité d'apporter des correctifs à la situation actuelle et fournir, le cas échéant, un calendrier de travail.

Réponse :

- 4 **Voir la réponse à la question 5.1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**
5 **document 3.**

Question no. 42**Référence(s) :**

- (i) Pièce B-0015, page 11, ligne 6 et ss.

Préambule :

- (i) La dernière mise à jour du niveau des coûts évités de transport et de distribution a eu lieu en 2008 et depuis, ces coûts ont été indexés à l'inflation afin d'éviter les chocs conjoncturels. Le niveau de ce signal est toutefois validé à chaque année en comparant les coûts indexés avec les coûts qui intègrent les nouveaux paramètres économiques et énergétiques. Le Distributeur s'assure ainsi que la croissance à l'inflation demeure raisonnable. Afin de bien capter l'évolution du contexte et son impact potentiel sur les coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur a débuté des travaux en 2018, qui sont toujours en cours. L'objectif de ces travaux est de réévaluer la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution utilisée jusqu'à présent en validant, entre autres, certaines des hypothèses, ainsi que d'analyser l'impact potentiel de l'intégration de nouvelles technologies de production distribuée dans le futur. Le Distributeur prévoit présenter l'état d'avancement de ces travaux lors du dossier tarifaire 2020-2021. (nos soulignés)

Demande(s) :

42.1 Veuillez déposer les résultats de la validation des coûts estimés la plus récente mentionnée à la référence (i).

Réponse :

- 1 **Voir les réponses aux questions 10.1 et 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**
2 **document 3.**

42.2 Veuillez indiquer les hypothèses actuelles qui seraient les plus susceptibles d'être réévaluées.

Réponse :

- 3 **Comme mentionné au préambule (i), le Distributeur analyse actuellement**
4 **l'impact éventuel que l'arrivée de nouvelles technologies pourrait avoir sur la**
5 **façon de planifier les réseaux et par conséquent, sur les coûts évités.**
6 **Voir également la réponse à la question 10.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-14,**
7 **document 3.**

42.3 Veuillez indiquer s'il serait possible pour le Distributeur d'accélérer ses travaux de révision de la méthodologie d'établissement des coûts évités de transport et de distribution mentionnés à la référence (i) et fournir, le cas échéant, le calendrier de soumission des résultats à la Régie.

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'avis qu'il n'y a pas d'urgence à accélérer les travaux.**
2 **Aucune décision du Distributeur ne sera compromise par le moment où ces**
3 **travaux seront terminés. Par ailleurs, outre qu'il procède à la validation du**
4 **niveau de ces coûts évités de transport et de distribution, le Distributeur**
5 **effectue également des analyses de sensibilité lors de l'évaluation**
6 **économique de ses projets, programmes ou options tarifaires, afin de**
7 **s'assurer que ses décisions demeurent robustes.**

Question no. 43

Référence(s) :

(i) HQT, Dossier R-4058-2018, pièce B-0038, page 7, ligne 8 et ss.

Préambule :

(i) Le tarif unitaire du service de transport pour l'alimentation de la charge locale est le même que celui du tarif annuel du service de transport de point à point. L'évolution de la facture de la charge locale intègre pour l'année 2019 la croissance de 20,8 % des besoins de transport de la charge locale depuis l'année 2001, lorsque ces besoins étaient de 31 726 MW. En dollars courants, le montant de la facture de la charge locale pour l'année 2019 présente une augmentation de 32,8 % depuis l'année 2001. En dollars constants, il reflète une diminution de 4,2 % sur la même période, compte tenu de la croissance des besoins de transport. (nos soulignés)

Demande(s) :

43.1 Veuillez concilier votre méthode de détermination des coûts évités de transport résultant en un coût additionnel pour une croissance des besoins de transport de la charge locale avec le constat du Transporteur à l'effet que, « [e]n dollars constants, il [le montant de la facture de la charge locale] reflète une diminution de 4,2 % sur la même période, compte tenu de la croissance des besoins de transport » pour la période de 2001 à 2019 [voir référence (i)].

Réponse :

8 **La détermination de la facture de la charge locale et celle du coût évité de**
9 **transport sont deux exercices qui ont des finalités distinctes et sont effectués**
10 **à partir d'intrants qui leur sont spécifiques.**

11 **La prise de décision à l'égard d'un projet se situe en amont de sa réalisation ;**
12 **l'analyse économique cherche alors à capter l'impact futur, à la marge de la**
13 **situation actuelle, d'un kW en plus ou en moins. La méthodologie**
14 **d'établissement des coûts évités reflète cette valeur future. À cet effet, voir les**
15 **pages 15 à 19 de la pièce HQD-4, document 3.1 mise à jour (B-0051).**

1 **Pour ce qui est de la facture de la charge locale, celle-ci est calculée à partir**
2 **du revenu requis du Transporteur et des MW pour une seule année tarifaire.**
3 **Elle est donc déterminée à partir des coûts moyens historiques de l'ensemble**
4 **des composantes du revenu requis. Plus particulièrement, les charges**
5 **d'amortissement, de frais financiers et de rendement incluses dans les**
6 **revenus requis sont fonction de la base de tarification, qui elle, reflète les**
7 **investissements passés, notamment en croissance et en pérennité.**

8 **À la suite de l'analyse économique, une fois la décision prise et le projet**
9 **autorisé par la Régie, celui-ci est mis en place. Le projet fera alors partie**
10 **intégrante des activités courantes du Distributeur et se reflétera dans les**
11 **revenus requis annuels sur la base de coûts moyens, dont la facture de la**
12 **charge locale.**

Question no. 44

Références :

- (i) Pièce B-0049, page 4 ;
- (ii) Pièce B-0049, page 13 ;
- (iii) Régie de l'énergie, D-2014-205, page 57 ;
- (iv) Pièce B-0049, page 33.

Préambule :

- (i) Le coût marginal est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs.
- (ii) Établissement du coût évité en puissance
Le signal de coût évité pour un contrat d'approvisionnement correspond à une annuité établie à partir du coût moyen des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01 :
 - Ce coût reflète celui de construction d'une centrale de puissance sur le réseau Québec.
[...]
 - Ce signal est de 112 \$/kW-an (\$2018), indexé à l'inflation.
- (iii) « 3.11.3 DISPONIBILITÉ RECHERCHÉE
[239] Selon le Distributeur, le produit recherché devra être disponible en tout temps afin de respecter le critère de fiabilité du NPCC, qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver. Il précise que cette contribution n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques.
[240] La Régie comprend des propos du Distributeur que cette exigence permet, d'une part, d'assurer le respect du critère de fiabilité du NPCC et,

d'autre part, n'ajoutera aucunement aux surplus énergétiques. En conséquence, la Régie approuve cette caractéristique. » (nos soulignés)

Préambule (iv) :

Utilisation des coûts évités – Gestion de la demande en puissance

[...]

Service rendu

- Service équivalent à un approvisionnement de long terme, si le bassin de clients qui participent permet de prévoir et maintenir une quantité de MW significative et stable.

Demandes :

44.1 Le Distributeur affirme à la référence (i) que le coût marginal (coût évité) est une notion économique qui reflète uniquement les coûts futurs. Veuillez expliquer en détail pourquoi le coût du contrat d'approvisionnement découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01 [référence (ii)] qui exige la disponibilité de ressources en puissance pendant toute l'année et non uniquement en période d'hiver [référence (iii)] serait approprié comme signal de prix pour des besoins futurs de puissance limités aux 100 heures les plus chargées d'un hiver donné (programme GDP Affaires et Options de tarification dynamique) [référence (iv)].

Réponse :

1 **Le programme GDP Affaires et les options de tarification dynamique ont été**
2 **analysés et établis en utilisant le coût évité en puissance de long terme**
3 **puisque ces interventions permettent de repousser le lancement d'un appel**
4 **d'offres de long terme.**

5 **Par ailleurs, bien que ces moyens puissent contribuer en énergie, cette**
6 **contribution n'est pas considérée dans la planification des**
7 **approvisionnements du Distributeur. Par conséquent, un signal de coût évité**
8 **d'énergie de fine pointe ne serait pas utile dans l'analyse de ce type d'options**
9 **ou programmes.**