

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

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE L'AHQ-ARQ

AJUSTEMENTS ORGANISATIONNELS

1. Références :

- (i) R-3980-2016, B-0011, HQD-1, document 3, page 4, lignes 1 à 3;
- (ii) B-0007, HQD-1, document 3, page 4, lignes 6 à 8;
- (iii) R-3981-2016 – Phase 2, B-0160, HQT-1, document 1, page 11, lignes 13 à 32.

Préambule :

- (i) « • *Transfert d'employés affectés aux activités de technologies de l'information du Distributeur vers la vice-présidence - Technologies de l'information et des communications d'Hydro-Québec (VPTIC) (-55 ETC). »*
- (ii) « • *Transfert d'employés affectés aux activités de technologies de l'information de la vice-présidence – Technologies de l'information et des communications (VPTIC) vers le Distributeur (+25 ETC) ; »*
- (iii) « *Dans la lettre du 16 janvier 2017, la Régie s'interroge sur les retombées, en matière de réglementation, du transfert des activités et actifs de la DIT relevant des fonctions du Transporteur à une entité différente.*

La DIT de la division Hydro-Québec TransÉnergie était responsable de gérer l'ensemble des technologies de l'information dans le domaine du transport de l'électricité. Elle avait pour mission d'assurer la mise en œuvre de la maintenance et de l'exploitation des systèmes informatiques. Ces activités ont été transférées à la VPTIC à l'automne 2015 et ce, sans aucun changement à cette responsabilité et à cette mission précitées. Comme mentionné dans le cadre de la phase 1 de la présente demande, la création de la VPTIC vise à regrouper l'ensemble des activités en informatique et en télécommunications d'Hydro-Québec. Ce regroupement a pour objectifs d'améliorer la qualité des services associés à ces fonctions stratégiques de l'entreprise et d'optimiser l'utilisation des ressources concernées.

*Le Transporteur rappelle que la VPTIC a pour mandat d'assurer la gestion optimale des infrastructures de télécommunications et des systèmes d'information. Dans cette perspective, elle poursuit la mise en œuvre d'une vision intégrée en matière de gouvernance, d'architecture, de développement et d'exploitation. Elle offre aux divisions et aux unités corporatives des solutions technologiques conçues pour accroître leur productivité et leur efficacité tout en étant alignées sur les priorités d'affaires d'Hydro-Québec, contribuant ainsi à l'amélioration de la performance globale de l'entreprise. »
[Notes de bas de page omises] (Nous soulignons)*

Demandes :

- 1.1 Veuillez préciser les fonctions des employés qui ont été transférés vers la VPTIC à la référence (i).

Réponse :

1 **La VPTIC a été créée en 2015 afin de regrouper l'ensemble des activités en**
2 **informatique et en télécommunications d'Hydro-Québec. Le Distributeur y a**
3 **transféré ses employés affectés aux fonctions de sécurité, de planification au**
4 **développement, d'exploitation, de maintenance ainsi que de gouvernance des**
5 **technologies de l'information de la division.**

1.2 Veuillez préciser les fonctions des employés qui ont été transférés de la VPTIC vers le Distributeur à la référence (ii).

Réponse :

6 **À la suite d'une analyse en profondeur des tâches des employés en lien avec**
7 **les technologies de l'information, il a été cependant décidé de retransférer**
8 **chez le Distributeur un certain nombre d'employés affectés à des tâches plus**
9 **opérationnelles liées à des processus et des systèmes qui lui sont propres.**

1.3 Veuillez indiquer le nombre d'ETC qui ont été communs aux deux transferts aux références (i) et (ii).

Réponse :

10 **Les 25 ETC transférés de la VPTIC au Distributeur en 2016 sont communs aux**
11 **deux transferts mentionnés au préambule.**

1.4 Veuillez justifier le transfert de la référence (ii) dans le contexte du mouvement préconisé par Hydro-Québec et décrit à la référence (iii) qui vise l'amélioration de la performance globale de l'entreprise.

Réponse :

12 **Le transfert des 25 ETC de la VPTIC vers le Distributeur en 2016 s'inscrit dans**
13 **le contexte de l'implantation du modèle d'affaires initié en 2015, soit**
14 **l'intégration et la consolidation des pôles de télécommunications et des**
15 **technologies de l'information (TIC). La centralisation des TIC a permis**
16 **d'identifier une redondance des technologies et des infrastructures,**
17 **lesquelles seront optimisées au cours des prochaines années. Elle a aussi**
18 **permis de délimiter les responsabilités et de distinguer les activités à réaliser**
19 **à la VPTIC de celles à réaliser dans les différentes divisions.**

20 **Ainsi, il a été convenu que les ETC dédiés à des tâches opérationnelles en lien**
21 **avec l'exploitation de certains systèmes spécifiques aux divisions**
22 **retourneraient dans ces divisions. La VPTIC peut ainsi se concentrer sur son**
23 **mandat principal qui est la consolidation des TIC en assurant une gestion**

- 1 **optimale des infrastructures de télécommunications et des systèmes**
2 **d'information de l'entreprise.**

EFFICIENCE ET PERFORMANCE

2. **Référence** : B-0009, HQD-2, document 1, page 6, lignes 10 à 16.

Préambule :

« Considérant l'intérêt grandissant des clients pour des sources d'énergie renouvelable de remplacement, une réflexion est en cours pour proposer une offre de service reposant sur les nouvelles technologies, notamment la production à partir de l'énergie solaire. De nouvelles tendances se dessinent également dans le marché résidentiel où différentes technologies numériques comme les compteurs communicants, les commandes à distance et l'automatisation faciliteront la transformation, à terme, des habitudes des clients et la gestion de la consommation. » (Nous soulignons)

Demandes :

- 2.1 Veuillez expliquer comment et dans quelle mesure les compteurs communicants faciliteront la transformation des habitudes des clients et la gestion de la consommation.

Réponse :

3 **Depuis novembre 2016, le Distributeur offre aux clients résidentiels un outil de**
4 **gestion de la consommation à partir de leur espace client sur le portail Web**
5 **de l'entreprise. Grâce aux données fournies par les compteurs communicants,**
6 **les clients peuvent visualiser leur consommation quotidienne sur le Web,**
7 **alors qu'ils n'avaient accès auparavant qu'aux totaux mensuels et annuels, et**
8 **obtenir des explications sur leur facture. La consommation peut s'afficher en**
9 **kilowattheures ou en dollars.**

- 2.2 Veuillez indiquer les fonctionnalités des compteurs communicants qui seront mises à profit pour faciliter la transformation des habitudes des clients et la gestion de la consommation.

Réponse :

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

3. **Référence** : B-0009, HQD-2, document 1, page 10, lignes 1 à 10.

Préambule :

« Pour ce qui est de l'évolution des indicateurs sur une année, soit 2018 par rapport à 2017, le Distributeur souligne les éléments suivants pour expliquer les variations les plus marquées :

- L'indicateur 6 présente une croissance de 2,2 % entre 2017 et 2018, principalement attribuable à l'évolution des coûts liés au développement des marchés ainsi qu'à l'amélioration des services à la clientèle affaires.
- La croissance de 2,3 % de l'indicateur 7 est principalement attribuable à l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation ainsi qu'à l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement et de frais financiers. Ce dernier élément s'explique par le fait que le Distributeur n'a pas été en mesure de réaliser entièrement la coupure de 15 M\$ demandée par la Régie. » (Nous soulignons)

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer l'évolution des coûts liés au développement des marchés et l'évolution des coûts liés à l'amélioration des services à la clientèle qui expliquent la croissance de l'indicateur 6 entre 2017 et 2018, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignement n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

3.2 Veuillez indiquer quelle serait le taux de croissance de l'indicateur 6 entre 2017 et 2018 sans l'évolution des coûts de la demande précédente.

Réponse :

3 **Le taux de croissance de l'indicateur 6 serait nul.**

3.3 Veuillez indiquer l'évolution des coûts liés à la maîtrise de la végétation et l'évolution des coûts liés à l'impact à la hausse de la dépense d'amortissement et de frais financiers qui expliquent la croissance de l'indicateur 7 entre 2017 et 2018, tel que mentionné à la référence.

Réponse :

4 **Les augmentations de coûts pour les éléments suivants sont :**

- 5 • **maîtrise de la végétation : 16,6 M\$;**
6 • **dépense d'amortissement : 21,9 M\$;**

- 1 • **frais financiers : 9,5 M\$.**

3.4 Veuillez indiquer quelle serait le taux de croissance de l'indicateur 7 entre 2017 et 2018 sans l'évolution des coûts de la demande précédente.

Réponse :

- 2 **L'indicateur 7 serait en décroissance de 0,8 %.**

4. **Référence : B-0009, HQD-2, document 1, page 15, lignes 21 à 34.**

Préambule :

« Le Taux de respect global des interruptions planifiées est de 86 % au 30 juin 2017, comparativement à 92 % pour l'année 2016. Cette détérioration apparente de l'indicateur s'explique principalement par des modifications aux intrants de la mesure. Ainsi, depuis janvier 2017, le Distributeur considère tous les clients qui ont été avisés d'une interruption planifiée quel que soit l'incidence des travaux sur le client [note de bas de page omise] ou la durée de l'interruption. Jusqu'en 2016 inclusivement, les clients à incidence mineure n'étaient pas considérés pour les interruptions de 30 minutes ou moins et les clients à incidence moyenne ne l'étaient pas pour les interruptions de 15 minutes ou moins. De plus, toutes les annulations reportées et réussies à la date de remise étaient exclues du calcul. Lors d'une annulation, tous les clients sont désormais inclus dans le calcul. La modification des règles pour inclure tous les clients dans toute circonstance a un impact à la baisse sur le résultat de l'indicateur TRIP, puisque les clients à incidences mineure et moyenne constituent un fort pourcentage de la clientèle. Ce resserrement dans le calcul de l'indicateur vise à améliorer le service à la clientèle. » (Nous soulignons)

Demande :

4.1 Veuillez fournir le résultat au 30 juin 2017 qui aurait été obtenu pour l'indicateur de la référence en l'absence des modifications aux intrants de la mesure.

Réponse :

3 **Le taux de respect des interruptions planifiées (TRIP) au 30 juin 2017 est de**
4 **93 % en considérant les mêmes règles de calcul que celles appliquées**
5 **jusqu'en 2016. Ainsi, sans les modifications aux intrants, l'indicateur TRIP**
6 **s'améliore légèrement comparativement à la même date en 2016. Le**
7 **Distributeur souhaite réitérer que les modifications apportées aux intrants de**
8 **la mesure visent à refléter l'impact des actions entreprises en 2017 pour**
9 **bonifier ses services à la clientèle.**

PRINCIPAUX PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES

5. **Référence :** B-0014, HQD-4, document 1, page 3, tableau 1.

Préambule :

Le tableau 1 présente les principaux paramètres économiques pour les années 2016, 2017 et 2018, dont le taux d'inflation au Canada.

Demande :

5.1 Veuillez fournir le taux d'inflation au Québec selon le même format que le tableau de la référence.

Réponse :

1 Le tableau R-5.1 présente l'information demandée.

**TABLEAU R-5.1 :
TAUX D'INFLATION AU QUÉBEC**

	2016	2017		2018
	Année historique ^a	D-2017-022 ^b	Année de base ^c	Année témoin ^c
Taux d'inflation au Québec (%)	0,7	1,8	1,9	1,9

^a Données réelles de Statistique Canada

^b Global Insight (mai 2016)

^c Global Insight (janvier 2017)

PRÉVISION DE LA DEMANDE

6. **Références :**

- (i) B-0015, HQD-4, document 2, page 15, lignes 7 à 9;
- (ii) R-3986-2016, B-0008, HQD-1, document 2.2, page 58, tableau 2D-5;
- (iii) Rapport annuel du Distributeur 2004, pièce HQD-11, document 1; Rapport annuel du Distributeur 2005, pièce HQD-10, document 1; Rapports annuels du Distributeur de 2006 à 2016, pièce HQD-3, document 1.2;
- (iv) R-3980-2016, A-0044, Notes sténographiques du 7 décembre 2016, pages 63 à 66.

Préambule :

(i) « Le taux de pertes de distribution et de transport prévu pour l'année 2018 est de 7,4 %. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les taux de pertes observés au cours des dernières années. »

(ii)

TABLEAU 2D-5 :
HISTORIQUE DU TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION RÉELS

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Taux de pertes global	7,5%	7,7%	7,4%	7,5%	7,7%	7,5%	7,9%	7,8%	7,9%	8,1%	7,6%	7,5%
Taux de pertes de transport	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,4%	5,4%	5,5%	5,6%	5,7%	5,9%	5,9%	6,1%
Taux de pertes de distribution	2,2%	2,3%	2,0%	2,1%	2,2%	1,9%	2,3%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,3%

(iii) À partir des pièces des rapports annuels en référence (iii) et du tableau de la référence (ii), l’AHQ-ARQ a préparé le tableau suivant :

Année	Taux de pertes	Taux de pertes
	de distribution réels	de distribution réels
	(Rapports annuels)	(R-3986-2016)
	(%)	(%)
2004	3,4	2,2
2005	3,8	2,3
2006	3,3	2,0
2007	3,4	2,1
2008	3,2	2,2
2009	2,9	1,9
2010	3,4	2,3
2011	3,1	2,1
2012	3,1	2,1
2013	3,1	2,1
2014	2,3	1,6
2015	1,9	1,3
2016	1,5	1,5

(iv) « Comme on l’a mentionné dans la réponse, c’est que les pertes de distribution ne sont pas mesurées.

C’est une résultante. On n’a pas fait de modifications au niveau des appareils. Oui, on a constaté qu’il y a une hausse du taux de pertes de transport, puis entre les années deux mille treize (2013) et deux mille quinze (2015), alors que le taux de pertes global, il a diminué. C’est quelque chose que nous sommes en train de regarder pour essayer d’expliquer c’est quoi les causes, en fait c’est quoi les raisons de cette diminution. Mais pour le moment on n’a pas de réponse à cette question.

[...]

En fait, on cherche l'ensemble des causes qui peuvent expliquer la variation dans le taux de pertes. Et on... on espère qu'à la même date l'année prochaine on aura des réponses plus précises à vous donner.» (Nous soulignons)

Demandes :

- 6.1** Veuillez expliquer les différences entre les références (ii) et (iii) pour les taux de pertes de distribution pour les années de 2004 à 2015.

Réponse :

1 **Les pertes de distribution, exprimées en GWh, sont les mêmes dans les deux**
2 **cas. La différence provient de la consommation considérée dans le calcul du**
3 **taux de pertes. À la référence (iii), les pertes de distribution sont divisées par**
4 **la consommation à basse et à moyenne tensions, alors qu'à la référence (ii),**
5 **elles sont divisées par la consommation totale (incluant celle à haute tension).**

- 6.2** Veuillez expliquer la baisse significative du taux de pertes de distribution en 2014, 2015 et 2016 en mettant à jour l'explication fournie à la référence (iv) suite aux recherches que se proposait alors de faire le Distributeur.

Réponse :

6 **Les travaux conjoints entre le Distributeur, le Transporteur et le Producteur**
7 **visaient à comprendre les variations historiques des pertes globales de**
8 **transport et de distribution. À ce jour, les analyses effectuées n'ont pas**
9 **permis d'expliquer les variations observées des pertes sur la période 2004 à**
10 **2016. Devant ce constat, l'IREQ a été mandaté pour effectuer des travaux**
11 **additionnels.**

COÛTS ÉVITÉS

- 7. Référence :** B-0019, HQD-4, document 4, page 5, lignes 1 à 14.

Préambule :

« Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente encore d'importants surplus jusqu'en 2027. Ainsi, sur cet horizon, aucun approvisionnement de long terme n'est requis. Les besoins en hiver seront comblés par des achats de court terme.

Le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût de ces achats. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2018 à 2027 inclusivement :

- o le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;
 - o le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation.
- À compter de 2028 :
- o le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2017) indexé à l'inflation, soit le prix moyen de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage. »
- (Nous soulignons)

Demandes :

- 7.1 Veuillez fournir la documentation de support qui démontre que le bilan offre-demande en énergie du Distributeur ne présente pas de surplus à compter de 2028.

Réponse :

1 **Cette demande dépasse le cadre du présent dossier.**

2 **Le dernier bilan en énergie du Distributeur est celui déposé au *Plan***
3 ***d'approvisionnement 2017-2026* (pièce HQD-1, document 1 (B-0006) du**
4 **dossier R-3986-2016). Une mise à jour de ce bilan sera déposée dans le cadre**
5 **de l'État d'avancement 2017 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, d'ici le**
6 **1^{er} novembre 2017.**

- 7.2 Veuillez démontrer que le signal de coût évité pour les périodes hivernales de 2018 à 2027 de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation, reflète le coût des achats sur les marchés de court terme pour cette période.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 5.1 (*bis*) du RNCREQ à la pièce HQD-15,**
8 **document 10.**

9 **Voir aussi la réponse à la question 4.2 de la demande de renseignements n° 3**
10 **de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

APPROVISIONNEMENTS

8. **Référence** : B-0022, HQD-6, document 1, page 5, tableau 1.

Préambule :

**TABLEAU 1 :
BESOINS ET APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX DE 2017**

	2017 (R-3980-2016)			2017 Année de base			Écarts		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
Besoins	181,1			180,8			-0,3		
moins électricité patrimoniale	178,9			178,9			0,0		
plus électricité patrimoniale inutilisée	13,1			13,5			0,3		
Approvisionnement postpatrimoniaux	15,4			15,4			0,0		
Approvisionnements de long terme	15,3	1 583,1	103,2	15,4	1 558,1	101,4	0,0	-25,0	-1,8
Approvisionnements de court terme	0,0	32,0	s.o.	0,0	41,5	s.o.	0,0	9,5	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2) (3)}	0,0	0,7	73,9	0,0	0,3	49,9	0,0	-0,4	-24,0
dont l'entente cadre	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	31,2	s.o.	s.o.	41,2	s.o.	s.o.	9,9	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	11,5	s.o.	s.o.	12,7	s.o.	s.o.	1,2	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	15,4	1 615,1	105,2	15,4	1 599,5	104,1	0,0	-15,5	-1,1

(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 de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année de base

(3) Incluant l'ajustement de -1,1 M\$ pour les transactions court terme non provisionnées en 2016

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer en détail et justifier l'écart de 9,9 M\$ pour les achats de puissance apparaissant au tableau 1 de la référence.

Réponse :

1 L'écart de 9,9 M\$ s'explique en majeure partie par une participation au
2 programme *GDP Affaires* plus forte que prévue dans la demande tarifaire
3 2017-2018 (dossier R-3980-2016).

4 Ainsi, la contribution attendue de la GDP est passée de 90 MW (dossier
5 R-3980-2016) à 189 MW selon l'estimation au 1^{er} mai 2017 comme présenté au
6 présent dossier (contribution réelle finale de 183 MW).

7 De plus, les adhésions effectives à l'option d'électricité interruptible pour les
8 mois de janvier à mars ont été de près de 1 000 MW, alors qu'au dossier
9 R-3980-2016 elles étaient prévues à 850 MW.

8.2 Veuillez fournir, pour chaque mois d'hiver des années 2015 à 2018 inclusivement, les achats de puissance réels et prévus en indiquant les quantités en MW et les prix pour chaque type de produit.

Réponse :

1 Le Distributeur fournit au tableau R-8.2, les achats de puissance pour l'hiver
 2 2016-2017. Pour l'historique des produits de puissance de type UCAP, voir le
 3 tableau R-1.1 sur les appels d'offres de court terme déposé dans le cadre du
 4 dossier R-3980-2016, à la pièce HQD-16, document 3 (B-0076), en réponse à la
 5 question 1.1. Pour l'hiver 2017-2018, une quantité de 200 MW est prévue au
 6 prix du coût évité en puissance de court terme.

TABLEAU R-8.2 :
 PUISSANCE UCAP - HIVER 2016-2017

		AO 2014-01			
		Décembre 2016	Janvier 2017	Février 2017	Mars 2017
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	300	300	300	600
Quantité acquise	MW	300	300	300	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,15
MIN	\$US / kW-mois	5,85	7,45	7,10	6,00
MAX	\$US / kW-mois	12,00	12,00	12,00	7,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,00
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,80	0,85	0,39	0,20
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	12,5	12,4	26,7	30,0

9. Référence : B-0022, HQD-6, document 1, page 8, tableau 4.

Préambule :

TABLEAU 4 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN ÉNERGIE

En TWh	2016 Année historique	2017 Année de base	2018 Année témoin
LONG TERME	14,7	15,4	16,9
TCE	-	-	-
HQP	3,1	3,1	3,1
<i>Base</i>	3,1	3,1	3,1
dont énergie rappelée	-	-	-
<i>Cyclable</i>	0,0	-	0,0
<i>Énergie différée</i>	-	-	-
Intégration éolienne	1,0	0,5	-
Kruger	0,1	0,1	0,1
Tembec	0,1	0,1	0,1
Biomasse II (A/O 2009-01)	0,4	0,4	0,4
Biomasse III (PAE 2011-01)	1,1	1,1	1,5
Éolien I (A/O 2003-02)	2,3	2,4	2,5
Éolien II (A/O 2005-03)	5,6	5,8	6,2
Éolien III (A/O 2009-02)	0,6	0,7	0,7
Éolien IV (A/O 2013-01)	0,0	0,3	1,4
Mesgi'g Ugiu's'n (Décret 191-2014)	0,0	0,4	0,5
Petites centrales hydroélectriques (PAE 2009-01)	0,3	0,4	0,5
COURT TERME	0,1	0,0	0,0
Achats d'énergie	0,1	0,0	0,0
TOTAL	14,9	15,4	16,9

Demande :

9.1 Veuillez expliquer en détail la valeur de 0,5 TWh de l'Intégration éolienne pour l'année de base 2017 et fournir les hypothèses sur lesquelles cette valeur est basée.

Réponse :

- 1 **La production éolienne réelle pour les quatre premiers mois de l'année a été**
 2 **plus faible que celle anticipée. Par conséquent, des livraisons de 0,5 TWh**
 3 **associées au service d'intégration éolienne ont compensé cet écart.**

10. Référence : B-0022, HQD-6, document 1, page 9, tableau 5.

Préambule :

TABLEAU 5 :
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE

En MW	Hiver 2017-2018 Année témoin
LONG TERME	2 427
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
dont puissance garantie des rappels	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Éolien ⁽¹⁾	1 467
Petite hydraulique	103
COURT TERME	1 750
Interventions en GDP	1 250
<i>Option d'électricité interruptible</i>	1 000
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	250
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	250
<i>A/O 2014-01</i>	50
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	200
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	4 177

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer le taux de réserve que le Distributeur a appliqué sur les Nouvelles interventions en GDP et justifier ce choix.

Réponse :

1 **Le Distributeur applique un taux de réserve de 17 %. Ce taux est établi sur la**
 2 **base de simulations réalisées en considérant les modalités d'utilisation de ce**
 3 **moyen.**

10.2 Veuillez fournir une démonstration économique qui justifierait le choix de retenir l'option d'électricité interruptible en puissance pendant quatre mois (1 000 MW dans le tableau) au lieu d'acquies des achats de puissance pour les seuls mois où le Distributeur aurait des besoins (200 MW dans le tableau).

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 8.5 et 8.7 de la FCEI dans le cadre du *Plan***
2 ***d'approvisionnement 2017-2026* (dossier R-3986-2016), à la pièce HQD-3,**
3 **document 3 (B-0032).**

MASSE SALARIALE ET EFFECTIFS

11. Référence : B-0026, HQD-8, document 2, page 6, tableau 2.

Préambule :

TABLEAU 2 :
POSTES EN ÉQUIVALENT TEMPS COMPLET (ETC) PAR GROUPES D'EMPLOIS

Groupes d'emplois	2016	2017			2018
	Année historique	D-2017-022	D-2017-022 ajustée des réorganisations	Année de base	Année témoin
Bureau	1 746	1 697	1 697	1 676	1 668
Permanents	1 535	1 555	1 555	1 557	1 535
Temporaires	211	142	142	119	133
Cadres	376	388	386	413	431
Permanents	376	387	385	413	431
Temporaires	0	1	1	0	0
Ingénieurs	247	230	230	218	217
Permanents	247	228	228	218	217
Temporaires	0	2	2	0	0
Métiers	2 006	1 953	1 953	1 933	1 956
Permanents	1 417	1 410	1 410	1 443	1 446
Temporaires	589	543	543	490	510
Professionnels	73	89	66	79	83
Permanents	73	87	64	79	83
Temporaires	0	2	2	0	0
Spécialistes	567	559	582	615	665
Permanents	561	555	578	614	655
Temporaires	6	4	4	1	10
Techniciens	559	582	582	598	667
Permanents	491	507	507	544	606
Temporaires	68	75	75	54	61
ETC total	5 574	5 498	5 496	5 532	5 687
Permanents	4 700	4 729	4 727	4 868	4 973
Temporaires	874	769	769	664	714
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-2			
ETC incluant l'effet des ajustements	5 574	5 496	5 496	5 532	5 687

Demande :

11.1 Veuillez expliquer et justifier l'augmentation de près de 15 % entre 2016 et 2018 des ETC du groupe d'emploi Cadres alors que le total des ETC n'augmente que de 2 % pour la même période.

Réponse :

1 L'augmentation de près de 15 % des postes de cadres entre 2016 et 2018
2 s'explique principalement par les besoins croissants liés au réseau de
3 distribution dans le cadre de la poursuite des priorités du Distributeur.

4 Ainsi, elle permettra notamment l'amélioration de la qualité et de la fiabilité du
5 service ainsi que l'offre d'un meilleur service aux clients. En effet, le
6 Distributeur mise sur une gestion des ressources et des travaux favorisant
7 une prise en charge locale et souhaite donc faire évoluer le rôle des cadres
8 afin de leur donner l'imputabilité de proximité, en plus de les impliquer
9 activement dans la mise en place d'une culture de l'amélioration continue.

10 Cette hausse vise de plus le développement des marchés au Québec, la
11 stimulation des ventes d'électricité ainsi que la révision des processus
12 opérationnels du Distributeur.

13 Enfin, elle permet le partage et la pérennité des connaissances, de même que
14 le développement des cadres.

12. Référence : B-0026, HQD-8, document 2, page 22.

Préambule :

Le tableau de la référence présente les objectifs corporatifs 2017 du Distributeur.

Demande :

12.1 Veuillez fournir l'historique des résultats réels sur l'horizon 2012-2016 pour les indicateurs suivants faisant l'objet d'un objectif corporatif pour 2017 :

a) Raccordements à intervenants multiples

Réponse :

15 **Puisqu'il s'agit de nouveaux indicateurs, ils n'ont fait l'objet d'aucun suivi au**
16 **cours des années antérieures.**

b) Taux de résolution au premier appel – Clientèle de masse

Réponse :

1 **Puisqu'il s'agit de nouveaux indicateurs, ils n'ont fait l'objet d'aucun suivi au**
2 **cours des années antérieures.**

c) Précision de prévision des ventes, excluant température et forces majeures.

Réponse :

3 **Puisqu'il s'agit de nouveaux indicateurs, ils n'ont fait l'objet d'aucun suivi au**
4 **cours des années antérieures.**

AUTRES CHARGES DIRECTES

13. Référence : B-0027, HQD-8, document 3, page 5, tableau 1.

Préambule :

TABLEAU 1 :
AUTRES CHARGES DIRECTES (M\$)

Description	Année historique 2016	2017			Année témoin 2018
		D-2017-022	D-2017-022 Ajustée des réorganisations	Année de base	
Dépenses de personnel et indemnités	19,2	18,1	18,0	17,1	18,4
Services externes et ressources financières	251,8	260,6	259,2	264,5	301,2
Services externes	158,4	154,8	153,4	160,9	185,8
Maîtrise de la végétation	58,3	59,0	59,0	59,0	72,6
Courrier, messagerie	21,5	20,6	20,6	20,1	19,6
Services professionnels et autres	78,6	75,2	73,8	81,8	93,6
Ressources financières	93,4	105,8	105,8	103,6	115,4
Mauvaises créances	86,1	93,3	93,3	87,3	93,4
Comptes à recevoir, intérêts et autres	18,1	4,5	4,5	8,6	9,6
Provision - Pannes majeures		8,0	8,0	8,0	8,0
Compte d'écart - Pannes majeures ¹	-4,1				4,1
Compte d'écart - Programme Conversion à l'électricité ²				-0,3	0,3
Compte d'écart - Événements imprévisibles en réseaux autonomes ³	-12,1				
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis	5,4				
Stocks, achats, locations et autres	137,6	114,4	114,2	116,8	117,5
AUTRES CHARGES DIRECTES	408,6	393,1	391,4	398,4	437,1
Activités de base					
- Compte d'écart - Événements imprévisibles en réseaux autonomes	-12,1				
- Compte d'écart - Pannes majeures	-4,1				
- Compte d'écart - Programme Conversion à l'électricité				-0,3	
- Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes		3,0	3,0		3,0
- Autres activités de base	270,0	228,8	227,1	242,0	248,0
Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, annexe A)	149,4	161,3	161,3	156,7	181,7
Facteurs Z					
Disposition du compte d'écart - Pannes majeures					4,1
CER pré-MRI					
- Programme Conversion à l'électricité					0,3
- PCGR des États-Unis	5,4				
Ajustements organisationnels (voir HQD-1, document 3)		-1,7			
AUTRES CHARGES DIRECTES - intégrant ces ajustements	408,6	391,4	391,4	398,4	437,1

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer et justifier l'augmentation de près de 27 % des Services professionnels et autres entre la valeur autorisée en 2017 ajustée des réorganisations (73,8 M\$) et la valeur de l'année témoin 2018 (93,6 M\$).

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

13.2 Veuillez expliquer et justifier l'augmentation de 2,9 % de la rubrique Stocks, achats, locations et autres entre la valeur autorisée en 2017 ajustée des réorganisations (114,2 M\$) et la valeur de l'année témoin 2018 (117,5 M\$).

Réponse :

3 **L'écart de 3,3 M\$ entre le montant reconnu par la Régie à la décision**
4 **D-2017-022 et l'année témoin 2018 s'explique principalement par une**
5 **augmentation de 1,0 M\$ en stocks découlant de la hausse de la maintenance**
6 **prévue et par une augmentation de 1,1 M\$ en achats de biens incorporels**
7 **pour les interventions en efficacité énergétique.**

DÉTERMINATION DU FACTEUR X POUR LE MRI

14. **Référence :** R-3897-2014, A-0161, Suivi de la décision D-2017-043, pages 9 à 11, section 3.

Préambule :

La section 3 du document déposé par le Distributeur le 29 juin 2017 porte sur des résultats d'un balisage de First Quartile.

Demandes :

14.1 Veuillez indiquer la signification de la ligne pointillée bleue dans les figures 2 et 3 de la référence.

Réponse :

8 **Les lignes en pointillé bleu présentent les dépenses d'exploitation par**
9 **abonnement en dollars US, à taux de change courant. L'évolution de**
10 **l'indicateur sur l'horizon de 2010 à 2015 est ainsi influencée par la variation du**
11 **taux de change du dollar canadien.**

14.2 Veuillez fournir, pour chaque année de 2010 à 2015, la liste des entreprises ayant participé au balisage First Quartile de la référence.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne peut fournir l'information demandée puisqu'il est soumis à**
2 **une entente de confidentialité, mais précise qu'environ 20 à 30 entreprises**
3 **selon les années, majoritairement américaines, participent à l'exercice de**
4 **balisage avec la firme First Quartile.**

14.3 Pour chaque participant du balisage de la référence, incluant Hydro-Québec Distribution, veuillez fournir une mesure de l'étendue du réseau, la densité de population, le ratio rural/urbain, une indication des contraintes climatiques particulières, le volume d'appel pour les services à la clientèle, l'utilisation des canaux de communication comme l'Internet, le nombre de sites en région.

Réponse :

5 **Les informations demandées par participant ne peuvent être fournies pour les**
6 **mêmes raisons de confidentialité.**

7 **De façon générale, les entreprises participantes ont en moyenne 1,57 million**
8 **de clients et environ 2 centres d'appels, comparativement à 4,1 millions de**
9 **clients et 13 centres d'appels pour le Distributeur.**

10 **De plus, le réseau de distribution du Distributeur est environ 2,2 fois plus long**
11 **que celui de la moyenne et sa densité de clients par miles carrés est 146 fois**
12 **inférieure à celle de la moyenne.**

13 **Le réseau de distribution d'Hydro-Québec est également celui situé le plus au**
14 **nord des entreprises sondées et on y dénombre en moyenne davantage de**
15 **journées d'événements majeurs dues aux conditions climatiques (sauf les**
16 **années où les États plus au sud ont fait face à des tornades importantes).**