

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).
- 1.2 Veuillez préciser les fonctions des employés qui ont été transférés de la VPTIC vers le Distributeur à la référence (ii).
- 1.3 Veuillez indiquer le nombre d'ETC qui ont été communs aux deux transferts aux références (i) et (ii).
- 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.

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.
 - 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.
-

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.
- 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.
- 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.
- 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.

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.

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.

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.
- 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.

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 :
 - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 5,2 ¢/kWh (\$ 2017), indexé à l'inflation ;
 - 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 :
 - 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.
- 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.

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 | | |
| <i>moins électricité patrimoniale</i> | 178,9 | | | 178,9 | | | 0,0 | | |
| <i>plus électricité patrimoniale inutilisée</i> | 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 |
| <i>dont l'entente cadre</i> | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Achats de puissance | s.o. | 31,2 | s.o. | s.o. | 41,2 | s.o. | s.o. | 9,9 | s.o. |
| <i>dont option d'électricité interruptible</i> | 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.
- 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.

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'h (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.

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.
- 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'acquérir des achats de puissance pour les seuls mois où le Distributeur aurait des besoins (200 MW dans le tableau).

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.

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
- b) Taux de résolution au premier appel – Clientèle de masse
- c) Précision de prévision des ventes, excluant température et forces majeures.

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 |
| <i>Maîtrise de la végétation</i> | 58,3 | 59,0 | 59,0 | 59,0 | 72,6 |
| <i>Courier, messagerie</i> | 21,5 | 20,6 | 20,6 | 20,1 | 19,6 |
| <i>Services professionnels et autres</i> | 78,6 | 75,2 | 73,8 | 81,8 | 93,6 |
| Ressources financières | 93,4 | 105,8 | 105,8 | 103,6 | 115,4 |
| <i>Mauvaises créances</i> | 86,1 | 93,3 | 93,3 | 87,3 | 93,4 |
| <i>Comptes à recevoir, intérêts et autres</i> | 18,1 | 4,5 | 4,5 | 8,6 | 9,6 |
| <i>Provision - Pannes majeures</i> | | 8,0 | 8,0 | 8,0 | 8,0 |
| <i>Compte d'écarts - Pannes majeures¹</i> | -4,1 | | | | -4,1 |
| <i>Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité²</i> | | | | -0,3 | 0,3 |
| <i>Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes³</i> | -12,1 | | | | |
| <i>Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis</i> | 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 | | | | | |
| - <i>Compte d'écarts - Événements imprévisibles en réseaux autonomes</i> | -12,1 | | | | |
| - <i>Compte d'écarts - Pannes majeures</i> | -4,1 | | | | |
| - <i>Compte d'écarts - Programme Conversion à l'électricité</i> | | | | -0,3 | |
| - <i>Parcs à carburant dans les centrales en réseaux autonomes</i> | | 3,0 | 3,0 | | 3,0 |
| - <i>Autres activités de base</i> | 270,0 | 228,8 | 227,1 | 242,0 | 248,0 |
| Facteurs Y (voir HQD-8, document 1, annexe A) | 148,4 | 161,3 | 161,3 | 156,7 | 181,7 |
| Facteurs Z | | | | | |
| - <i>Disposition du compte d'écarts - Pannes majeures</i> | | | | | 4,1 |
| CER pré-MRI | | | | | |
| - <i>Programme Conversion à l'électricité</i> | | | | | 0,3 |
| - <i>PCGR des États-Unis</i> | 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\$).
- 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\$).

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