

**Réponses du Transporteur et du Distributeur  
à la demande de renseignements numéro 1  
de la Régie de l'énergie  
(« Régie »)**





1 **R1.2**

2 **Le Transporteur prévoit démanteler la section à 120-12 kV du poste Fleury en**  
3 **2024.**

4 1.3 Veuillez commenter l'état de la section à 120-25 kV du poste Fleury. En rapport avec  
5 la référence (iii), veuillez indiquer et commenter si le Transporteur prévoit son  
6 démantèlement et à quel moment.

7 **R1.3**

8 **La majorité des équipements de la section à 25 kV atteindront d'ici 2024 la fin**  
9 **de leur durée d'utilité. En effet, les trois transformateurs de puissance à**  
10 **120-25 kV auront dépassé leur durée d'utilité moyenne d'environ 40 ans. De**  
11 **plus, les disjoncteurs à 25 kV auront tous atteint ou dépassé leur durée d'utilité**  
12 **moyenne d'environ 30 ans.**

13 **Le Transporteur prévoit, dans le cadre d'un projet futur, ajouter un troisième**  
14 **transformateur de 140 MVA à 315-25 kV et les départs de ligne requis afin de**  
15 **transférer la charge de la section à 25 kV du poste Fleury actuel, et démanteler**  
16 **ensuite la section à 120-25 kV en 2024. Ce projet dont le coût individuel est**  
17 **égal ou supérieur à 25 M\$ fera l'objet d'une demande d'autorisation spécifique**  
18 **auprès de la Régie conformément à l'article 1 du Règlement.**

19 1.4 En rapport avec la référence (iv), veuillez fournir un nouveau tableau des prévisions de  
20 charge aux installations du Transporteur de la zone nord de l'Île de Montréal prenant  
21 en compte la mise en service du nouveau poste Fleury à 315-25 kV et le  
22 démantèlement de la section à 120-12 kV actuelle.

23 **R1.4**

**Tableau R1.4**  
**Prévisions de la zone nord de l'île de Montréal**  
**Mise en service du nouveau poste Fleury à 315-25 kV et**  
**démantèlement de la section à 120-12 kV actuelle**

Installation	Historique 11-12 (MVA)		Prévisions 2012-2026 – HQD rév. septembre 2012 (MVA)														
	CLT	Pte	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27
Beaumont 12	165	162	163	165	166	166	167	167	167	167	168	168	169	169	170	170	170
Beaumont 25	190	170	171	172	172	173	173	174	174	175	176	177	178	179	180	181	181
Charland 12	90	50	41	41	19	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Charland 25	540	335	363	363	385	403	404	404	405	406	408	410	412	414	416	417	418
Fleury 315-25	190	---	---	---	---	---	---	22	62	83	122	122	123	124	125	125	125
Fleury 25	128	124	128	128	128	128	129	129	129	130	130	131	132	133	134	134	134
Mont-Royal 12	176	163	161	159	159	159	160	160	160	161	161	162	163	164	165	165	166
Mont-Royal 25	129	54	56	65	67	67	71	74	79	83	86	89	92	93	94	94	95
Reed 12	90	78	77	77	77	77	77	77	78	78	78	79	79	80	80	81	81
Reed 25	194	188	187	187	187	188	188	189	189	190	190	191	193	194	195	195	196
Rosemont 12	108	92	91	91	91	92	82	83	83	83	84	85	86	86	87	87	88

1 **2. Référence :** Pièce B-0003, p. 14.

2 **Préambule :**

3 « *Le Transporteur précise qu'un poste à 120-25 kV normalisé n'offre pas le même niveau de*  
4 *continuité de service qu'un poste à 315-25 kV. » (nous soulignons)*

5 **Demande :**

6 2.1 Veuillez commenter le texte cité en référence.

7 **R2.1**

8 **Lors d'un défaut, le déclenchement d'un transformateur entraîne la perte**  
9 **momentanée de charge dans un poste à 120-25 kV normalisé à**  
10 **4 transformateurs, le temps que le rétablissement de service opère, ce qui n'est**  
11 **pas le cas dans un poste à 315-25 kV normalisé à 4 transformateurs.**

12 **3. Références :** (i) Pièce B-0006, p.6;  
13 (ii) Pièce B-0008, annexe 1.

14 **Préambule :**

15 (i) Le Transporteur mentionne :

16 « *À l'étape initiale, le poste sera équipé de deux transformateurs de puissance de 140 MVA*  
17 *pour une capacité limite de transformation (« CLT ») de 190 MVA et de 24 départs de ligne.*  
18 *De plus, quatre autres départs seront mis en service pour l'alimentation des batteries de*  
19 *condensateurs et la maintenance de ces départs de ligne.*

20 *À l'étape ultime, le poste Fleury pourra comporter au total quatre transformateurs de*  
21 *140 MVA pour une CLT de 540 MVA, 48 départs de ligne à 25 kV et huit batteries de*  
22 *condensateurs, composées chacune d'une unité de 6 Mvar. »*

23 (ii) Le Transporteur présente, sous pli confidentiel, le schéma unifilaire du poste Fleury. Le  
24 schéma montre, en bleu, l'addition future de batteries de condensateurs dans la section du  
25 nouveau poste Fleury mise en service à l'étape initiale. Ces batteries de condensateurs ont  
26 une capacité différente de celle citée à la référence (i).

27 **Demande :**

28 3.1 Veuillez préciser la capacité totale en Mvar des batteries de condensateurs qui seront  
29 installées au poste Fleury et la taille de chacune des batteries.

30 **R3.1**

31 **Une erreur s'est glissée dans le texte qui devrait se lire comme suit:**

32 **A l'étape ultime, le poste Fleury pourra comporter au total quatre**  
33 **transformateurs de 140 MVA pour une CLT de 540 MVA, 48 départs de ligne à**

1           **25 kV et quatre batteries de condensateurs, composées chacune d'une unité**  
2           **de 12 Mvar ».**

3   **4. Références :**   (i) Pièce B-0006, p. 7;  
4                           (ii) Pièce B-0003, p. 13.

5   **Préambule :**

6   (i)   « *Le Transporteur devra réaménager les lignes à 120 kV (circuits 1272, 1273 et 1283)*  
7   *et démanteler deux pylônes alimentant le poste Charland, afin de dégager l'espace suffisant*  
8   *pour réaliser la construction du nouveau poste.*

9   *L'installation d'un transformateur de réserve de 42 MVA au poste Charland permettra*  
10   *d'alimenter temporairement les charges à 12 kV jusqu'à leur conversion complète à 25 kV*  
11   *prévue pour la fin de l'année 2015. »*

12   (ii)   « [...] *Une nouvelle ligne biterne à 315 kV d'environ trois km sera donc construite*  
13   *entre le poste Charland et le nouveau poste Fleury dans l'emprise des circuits 1271-1272 qui*  
14   *seront préalablement démantelées.* (sic) » (nous soulignons)

15   **Demandes :**

16   4.1   Veuillez préciser les dates les plus importantes en ce qui a trait aux travaux de  
17        construction du nouveau poste Fleury, en vue de sa mise en service en 2017.

18   **R4.1**

- 19       • **Avril 2014 : mise en service d'un transformateur de réserve de 42 MVA au**  
20       **poste Charland.**
- 21       • **Mai à septembre 2014 : réaménagement des lignes à 120 kV (circuits 1272,**  
22       **1273 et 1283), y compris le démantèlement de deux pylônes au poste**  
23       **Fleury.**
- 24       • **Octobre 2014 : début des travaux de construction du nouveau poste Fleury**  
25       **à 315-25 kV.**
- 26       • **Mai 2016 : démantèlement d'une portion d'une ligne à 120 kV (circuits 1271**  
27       **et 1272) entre les postes Fleury et Charland.**
- 28       • **Juin 2016 : début de la construction de la nouvelle ligne d'alimentation à**  
29       **315 kV de trois km.**
- 30       • **Mai 2014 à mars 2017 : réalisation de travaux connexes aux postes du**  
31       **Bout-de-l'Île, Fleury et de Chomedey ainsi qu'au réseau de**  
32       **télécommunications.**
- 33       • **Mars 2017 : mise en service de la nouvelle ligne d'alimentation à 315 kV et**  
34       **du nouveau poste Fleury à 315-25 kV.**

35   4.2   Veuillez préciser si la tension primaire d'alimentation du transformateur de 42 MVA  
36        installé au poste Charland est de 120 kV ou de 315 kV. Si la tension primaire est de

1 120 kV, veuillez expliquer la stratégie du Transporteur à l'égard de l'alimentation  
2 temporaire de ce transformateur, considérant aussi la nécessité de démanteler au  
3 préalable les circuits 1271 et 1272 pour la construction de la nouvelle ligne biterne à  
4 315 kV, selon la référence (ii).

5 **R4.2**

6 **La tension au primaire du transformateur de 42 MVA est de 25 kV alors que la**  
7 **tension au secondaire est de 120 kV. Ce transformateur à 25/120 kV sera**  
8 **alimenté par un départ à 25 kV du poste Charland à 315-25 kV.**

9 **5. Références :** (i) Pièce B-0006, p. 11;  
10 (ii) Pièce D-0001.

11 **Préambule :**

12 (i) « *Par ailleurs, le Transporteur souligne que le Projet est favorablement accueilli par le*  
13 *milieu, car il permet l'élimination d'un grand nombre d'équipements qui s'y intègrent mal et*  
14 *dont certains constituent une source de nuisance acoustique.* » (nous soulignons)

15 (ii) Des citoyens et résidents riverains de la ligne existante à 120 kV entre les postes  
16 Charland et Fleury déposent une pétition à l'encontre de la mise en œuvre du Projet tel que  
17 défini.

18 **Demande :**

19 5.1 Veuillez commenter l'affirmation de la référence (i), compte tenu de la référence (ii).

20 **R5.1**

21 **Le Transporteur a pris connaissance de la pétition publiée sur le site Web de la**  
22 **Régie de l'énergie le 14 août 2013, soit après le dépôt de la demande. Le**  
23 **Transporteur observe qu'il y a peu de réactions ou de contestation du milieu à**  
24 **la suite des séances d'information portant sur le projet avec les différents**  
25 **spécialistes d'Hydro-Québec qui réalisent les études environnementales et**  
26 **techniques pour ce projet.**

27 **Par ailleurs, Madame Élane Beaulieu, conseillère relations avec le milieu à**  
28 **Hydro-Québec n'a pas reçu cette pétition. Elle a cependant envoyé le 29 août**  
29 **une lettre à Monsieur Robert Beaulieu réitérant une rencontre pour présenter le**  
30 **projet, ses caractéristiques et répondre à ses questions. Ce dernier n'a pas**  
31 **répondu à l'invitation.**

32 **6. Référence :** Pièce B-0008, annexe 4, p. 3.

33 **Préambule :**

34 Le Transporteur présente les coûts annuels associés au Projet du nouveau poste Fleury et ses  
35 travaux connexes, en les séparant selon les catégories d'investissement « Croissance » et  
36 « Maintien des actifs ».

1 **Demande :**

2 6.1 Veuillez justifier le fait d'avoir classé dans des catégories d'investissement différentes  
3 le nouveau poste Fleury à 315-25 kV (« Maintien des actifs »), qui vise à remplacer le  
4 poste Fleury à 120-25/12 kV actuel, et la nouvelle ligne Charland/Fleury à 315 kV  
5 (« Croissance »), qui vise à remplacer les circuits 1271/1272 à 120 kV actuels.

6 **R6.1**

7 **Les investissements associés à la construction du nouveau poste Fleury à**  
8 **315-25 kV s'inscrivent dans la catégorie « maintien des actifs » pour remplacer**  
9 **la section à 120-12 kV du poste actuel. Le Transporteur prévoit ainsi transférer**  
10 **les charges de la section à 12 kV du poste actuel vers le nouveau poste, ce qui**  
11 **permettra le démantèlement de cette section.**

12 **La nouvelle ligne Charland/Fleury à 315 kV s'inscrit dans la catégorie**  
13 **« croissance des besoins de la clientèle » parce qu'elle ajoute une capacité de**  
14 **transit à celle des lignes à 120 kV actuelles (circuits 1271/1272). En effet, ces**  
15 **circuits ne sont pas visés par des critères de pérennité, contrairement au poste**  
16 **Fleury actuel.**

- 17 **7. Références :** (i) Pièce B-0003, p. 12 et 13;  
18 (ii) Pièce B-0008, annexe 4, p. 7;  
19 (iii) Pièce B-0003, p. 13.

20 **Préambule :**

21 (i) *« La solution 1 constitue la solution optimale retenue par le Transporteur et le*  
22 *Distributeur. Elle consiste à construire le nouveau poste Fleury à 315-25 kV [...]*

23 *[...] Une nouvelle ligne biterne à 315 kV d'environ trois km sera donc construite entre le*  
24 *poste Charland et le nouveau poste Fleury dans l'emprise des circuits 1271-1272 qui seront*  
25 *préalablement démantelées (sic). »*

26 (ii) Le coût de la nouvelle ligne à 315 kV entre les postes Charland et Fleury est évalué  
27 à 29,3 M\$.

28 (iii) *« Une variante à la solution 1, soit l'alimentation du nouveau poste Fleury à*  
29 *315-25 kV par deux lignes souterraines entre les postes Charland et Fleury, a été étudiée.*  
30 *Cette variante a une durée d'utilité moindre (40 ans) et une capacité ferme moindre*  
31 *(980 MVA) par rapport à une alimentation aérienne d'une durée d'utilité de 70 ans et d'une*  
32 *capacité ferme de 1 920 MVA. Cette variante s'avère de surcroît plus coûteuse et n'a pas été*  
33 *retenue. »*

34 **Demandes :**

35 7.1 Veuillez justifier le coût de 29,3 M\$ de la nouvelle ligne à 315 kV, pour une longueur  
36 de 3 km.

1 **R7.1**

2 **Le coût de 29,3 M\$ de la nouvelle ligne à 315 kV inclut le coût d'acquisition de**  
 3 **5,4 M\$ de l'édifice commercial et des frais financiers inhérents de 1,3 M\$, ainsi**  
 4 **que le coût d'avant projet incluant les études techniques pour la conception de**  
 5 **pylônes à géométrie compacte, spécifiques à ce projet, et la réalisation des**  
 6 **simulations des champs électriques et magnétiques nécessaire à**  
 7 **l'implantation de la nouvelle ligne dans l'emprise des circuits 1271/1272**  
 8 **actuelle.**

9 **En excluant les coûts d'acquisition et les coûts d'avant-projet, le coût de cette**  
 10 **ligne est d'environ 6 M\$/km en dollars actualisé 2013 et est comparable à celui**  
 11 **de la ligne d'alimentation à 315 kV du nouveau poste Bélanger à 315-25 kV, soit**  
 12 **5,9 M\$/km en dollars actualisé 2013.**

13 7.2 Veuillez compléter le tableau suivant :

	<b>Ligne aérienne biterne</b>	<b>Deux lignes souterraines</b>
Durée d'utilité	70 ans	40 ans
Coût de construction	29,3 M\$	
Coût annuel de construction en tenant compte de la durée d'utilité		
Coût annuel moyen d'exploitation et d'entretien		
Coût annuel total moyen		

14 **R7.2**

	<b>Ligne aérienne biterne</b>	<b>Deux lignes souterraines</b>
Durée d'utilité	70 ans	40 ans
Coût de construction	29,3 M\$	47,6 M\$
Coût annuel de construction en tenant compte de la durée d'utilité	0,4 M\$	1,2 M\$
Coût annuel moyen d'exploitation et d'entretien	< 0,004 M\$	< <b>0,03 M\$</b>
Coût annuel total moyen	<b>0,4 M\$</b>	<b>1,2 M\$</b>

15 7.3 Veuillez commenter le surcoût annuel total moyen de deux lignes souterraines par  
 16 rapport à une ligne aérienne biterne en tenant compte des avantages et des  
 17 inconvénients de chaque type de ligne, dont leur capacité ferme.

1 **R7.3**

	Ligne aérienne biterne	Deux lignes souterraines
<b>Aspects techniques</b>		
<b>Capacité ferme</b>	1920 MVA	980 MVA
<b>Localisation des bris</b>	Facile	Difficile car la ligne est enfouie
<b>Cause des bris</b>	Intempéries (foudre, etc. )	Travaux d'excavation négligents
<b>Délai de réparation</b>		
- Bris mineur	1 jour	5 jours
- Bris majeur	7 jours	20 jours

2 **Le Transporteur utilise des lignes aériennes pour l'essentiel de son réseau de**  
3 **transport car ce type de ligne constitue une solution performante et au meilleur**  
4 **coût. L'enfouissement d'une ligne électrique est réalisé essentiellement en**  
5 **milieu urbain où la forte densité de population et le manque d'espace rend**  
6 **difficile, voire impossible l'implantation d'une ligne aérienne, ce qui ne**  
7 **représente pas le cas de la nouvelle ligne d'alimentation du nouveau poste**  
8 **Fleury à 315-25 kV.**

9 **La principale contrainte à l'implantation d'une ligne souterraine réside dans**  
10 **son coût de réalisation.**

11 **De plus, des raisons techniques favorisent l'utilisation de lignes aériennes. Les**  
12 **lignes souterraines rendent nécessaire la construction de liaisons**  
13 **aérosouterraines, leurs bris sont souvent plus difficiles à localiser et les délais**  
14 **pour le rétablissement d'une panne sont plus longs par rapport à une ligne**  
15 **aérienne. Une ligne aérienne permet une plus grande flexibilité pour des**  
16 **modifications futures (dérivation, augmentation de capacité, etc.)**

- 17 **8. Références :** (i) Pièce B-0009, p. 13 et 14;  
18 (ii) Dossier R-3822-2012, décision D-2012-150, p. 10.

19 **Préambule :**

- 20 (i) Le Distributeur présente au tableau 3 les principaux risques associés à son projet.  
21 (ii) « [35] *La Régie demande au Distributeur, dans ses prochains dossiers*  
22 *d'investissement, de fournir la justification de la valeur de l'impact monétaire des principaux*  
23 *risques associés aux projets ainsi que leur probabilité d'occurrence.* »

24 **Demandes :**

- 25 8.1 Veuillez fournir la justification de la valeur de l'impact monétaire des neuf risques  
26 associés au projet ainsi que de leur probabilité d'occurrence, tel que demandé par la  
27 Régie dans sa décision D-2012-150.

## 1 R8.1

2 Le Distributeur exerce une saine gestion de ses risques, compte tenu du fait  
3 que les coûts du projet n'ont pas été évalués sur la base d'études d'ingénierie  
4 détaillées. La valeur de l'impact monétaire et la probabilité d'occurrence des  
5 risques présentés ont été évalués en fonction de travaux similaires déjà  
6 effectués et des contraintes spécifiques au projet.

7 Découverte d'éléments à l'étape de l'ingénierie de détail provoquant des  
8 changements à l'architecture proposée

9 Ce risque couvre des éléments comme les droits de passage, l'utilisation de  
10 grues pour les endroits difficiles d'accès, ou encore les dégagements  
11 maximaux requis. Ce montant représente un maximum de 15 % du coût de  
12 l'ingénierie. La probabilité d'occurrence a été estimée sur la base de projets  
13 similaires.

14 Majoration possible du coût des travaux d'ingénierie de détail en cas  
15 d'impartition de cette activité

16 Voir la réponse à la question 8.2. La probabilité d'occurrence a été estimée sur  
17 la base de projets similaires.

18 Manque d'espace pour respecter le dégagement de cinq mètres entre les  
19 massifs

20 Le Distributeur a constaté que l'espacement thermique normalisé à cinq  
21 mètres n'est pas respecté. Advenant l'impossibilité de corriger la situation en  
22 raison du manque d'espace sur le terrain du poste, le Distributeur devra  
23 construire un massif à l'extérieur de la cour. La probabilité d'occurrence a été  
24 estimée sur la base de projets similaires.

25 Défaillances (bris) de structures civiles dans les puits d'accès à l'étape de  
26 réalisation des travaux civils

27 Ce risque émane d'une inspection démontrant des risques de défaillance dans  
28 trois puits d'accès. Ces derniers pourraient devoir être reconstruits, à un coût  
29 unitaire de 141 k\$. La probabilité d'occurrence a été estimée sur la base de  
30 l'inspection.

31 Restriction d'accès nécessitant de refaire les joints et les portées adjacentes à  
32 l'étape de réalisation des travaux électriques souterrains

33 Ce risque émane également de l'inspection des trois puits d'accès. Le cas  
34 échéant, le coût des travaux électriques pourrait atteindre 513 k\$ par puits. La  
35 probabilité d'occurrence a été estimée sur la base de l'inspection.

36 Conversion impossible de clients MT, entraînant l'installation de dévolteurs

37 Le projet du Distributeur amènera la conversion à 25 kV de vingt clients de  
38 moyenne tension d'ici 2017. Le Distributeur anticipe que les installations de  
39 trois de ces clients seraient problématiques, ce qui pourrait impliquer  
40 l'installation de trois dévolteurs à un coût unitaire de 260 k\$ afin de les relier au  
41 réseau à 25 kV.

1            **Formation additionnelle du personnel externe à l'étape de réalisation des**  
2            **travaux électriques aériens**

3            Le coût global de la main-d'œuvre est estimé à 3,43 M\$, soit 50 % du total des  
4            coûts de travaux aériens de 6,86 M\$ (voir le tableau 2 de la pièce HQTD-3,  
5            document 1). Or, le Distributeur anticipe que des mises à niveau (sous forme  
6            d'accompagnement sur le terrain) pourraient être nécessaires pour un  
7            travailleur sur quatre. La somme prévue est donc de 25 % de 3,43 M\$, soit  
8            858 k\$. La probabilité d'occurrence a été estimée sur la base de projets  
9            similaires.

10           **Construction d'installations temporaires pour la phase de préparation à la**  
11           **conversion**

12           Le Distributeur estime le coût de la construction d'installations temporaires  
13           assurant la continuité de service durant les travaux à 2 % du coût des travaux  
14           électriques aériens (voir le tableau 2 de la pièce HQTD-3, document 1). La  
15           probabilité d'occurrence a été estimée sur la base de projets similaires.

16           **Modification des méthodes de travail par les firmes externes**

17           Voir la réponse à la question 8.3.

18           8.2 Veuillez expliquer pourquoi une impartition des travaux d'ingénierie de détail  
19           engendrerait une majoration du coût de ces travaux. Veuillez également expliquer  
20           pourquoi le Distributeur procéderait à une impartition de cette activité dans le cas où  
21           son coût serait majoré.

22           **R8.2**

23           L'impartition de travaux d'ingénierie de détail peut impliquer une majoration  
24           des coûts d'ingénierie car les firmes externes, bien que qualifiées, doivent  
25           fournir des efforts d'apprentissage et de familiarisation aux normes,  
26           procédures et systèmes propres au Distributeur.

27           Le Distributeur fait appel, pour certains projets, à des firmes externes pour la  
28           réalisation de l'ingénierie de détail lorsque la charge de travail est trop  
29           importante compte tenu du volume de projets. Le recours à ces firmes peut  
30           donc être nécessaire afin de ne pas retarder la réalisation des travaux prévus  
31           et la mise en service des équipements en temps opportun. Toutefois, l'impact  
32           potentiel sur le coût total de l'ingénierie requise pour le projet est faible .

33           8.3 Veuillez expliquer ce que le Distributeur entend par le risque « *Modification des*  
34           *méthodes de travail par les firmes externes* » et en quoi ce risque pourrait engendrer  
35           des coûts additionnels pour le Distributeur. Veuillez également justifier l'impact de  
36           plus de 4,4 M\$ associé à ce risque.

37           **R8.3**

38           D'emblée, le Distributeur porte à l'attention de la Régie qu'une erreur s'est  
39           glissée au tableau 3 de la pièce HQTD-3, document 1. En effet, l'impact de la  
40           « *Modification des méthodes de travail par les firmes externes* » devrait être de  
41           1 030 k\$ et non de 4 464 k\$. L'impact pondéré atteint conséquemment 257 k\$.  
42           À la lumière de son expérience dans des projets semblables, le Distributeur

1            estime que cette estimation est conservatrice. De surcroît, le recours à des  
2            firmes externes est nécessaire afin de pallier l'augmentation ponctuelle de la  
3            charge de travail découlant des travaux associés à la conversion de 12 kV à  
4            25 kV du réseau de distribution.

5            Le coût associé au risque est basé sur une majoration du coût de la main-  
6            d'œuvre pour les travaux aériens, soit 3,4 M\$ (voir la réponse 8.1). Il reflète le  
7            coût additionnel potentiel de la main d'œuvre nécessaire pour favoriser la  
8            réalisation des travaux prévus en respectant les délais.

9            Compte tenu de ces ajustements, l'impact potentiel des principaux risques  
10           associés au projet atteint 2 307 k\$.

11           Le Distributeur rappelle par ailleurs que la contingence de 10 %, prévue au  
12           budget original, reflète une pratique prudente et usuelle en matière de gestion  
13           des risques, pratique déjà reconnue par la Régie au fil des ans. En  
14           conséquence, malgré la correction apportée, le Distributeur soutient  
15           respectueusement qu'il n'y a pas lieu de modifier le budget présenté dans la  
16           preuve.

17           Le Distributeur dépose une version révisée du tableau 3 de la pièce HQTD-3,  
18           document 1.