DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO. 1 DE L'ACEF DE L'OUTAOUAIS

HQD - DEMANDE RELATIVE A L'ETABLISSEMENT DES TARIFS D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE TARIFAIRE 2015-2016

---

1. Références : (i) B-0018 ou HQT-4, document 4, page 5;
(ii) D-2014-037, page 40;

Préambule :

La référence (i) mentionne : « *À compter de 2024 : le signal de prix est de 11,2 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix plafond du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les coûts de transport et d'équilibrage* ».

À la référence (ii) relative au dossier tarifaire R-3854-2013, la Régie mentionne :
« Enfin, pour le coût évité de long terme, elle est d'avis qu'il y a lieu d'utiliser un prix de référence qui soit davantage basé sur la réalité actuelle des approvisionnements en énergie, alors que le Distributeur calcule un prix d'achat d'énergie sur le marché du New York Independent System Operator (NYISO) de 7,0 ¢/kWh en 2024».

Puis la Régie fixe le prix comme suit :
« À compter de 2024 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh ($ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013 ».

Nous constatons que la proposition du Distributeur et la décision de la Régie réfèrent au même appel d'offres, l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW.

Nous comprenons que la différence entre le prix proposé par le Distributeur (*11,2 ¢/kWh*) et celui fixé par la Régie (*9,0 ¢/kWh)* s'explique par l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

Demandes :

1.1 Veuillez confirmer notre compréhension selon laquelle la différence entre le prix proposé par le Distributeur et celui fixé par la Régie s'explique par l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

1.2 Veuillez justifier l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage.

1.3 Veuillez fournir séparément le coût de transport et le coût d'équilibrage qui ont été inclus dans le prix proposé.

1.4 Veuillez fournir le détail de l'évaluation du coût de transport.

1.5 Veuillez fournir le détail de l'évaluation du coût d'équilibrage.

1.6 Si vous ne confirmez pas l'inclusion des coûts de transport et d'équilibrage, veuillez préciser ce qui explique la différence entre le prix proposé par le Distributeur et celui fixé par la Régie.

2. Références : (i) B-0018 ou HQT-4, document 4, Annexe A;
(ii) R-3887-2014, HQT-1, document 1, Annexe 4, pages 4 et 5;
(iii) R-3893-2014, HQT-1, document 1, Annexe 3, page 4;

Préambule :

La référence (i) présente les coûts évités par usage et par catégorie de clients. Cette information est fournie à chacun des dossiers tarifaires.

La référence (ii) présente, notamment, les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie qui ont été utilisés pour l'évaluation des pertes de transport sur la période 2016-2064.

La référence (iii) présente, notamment, les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie qui ont été utilisés pour l'évaluation des pertes de transport sur la période 2016-2064.

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer s'il est proposé que les coûts de la référence (i) soient utilisés pour l'évaluation des pertes sur le réseau de transport.

2.2 Si oui, veuillez identifier ces coûts en indiquant le tableau et la ligne.

2.3 Si non, veuillez fournir les coûts unitaires annuels en puissance et en énergie que le Distributeur propose d'utiliser pour l'évaluation des pertes sur le réseau de transport.

3. Références : (i) B-0018 ou HQT-4, document 4, pages 7 et 8;
(ii) R-3954-2013, HQT-3, document 4, page 8;

Préambule :

Les informations fournies aux références (i) et (ii), permettent de calculer l'augmentation des coûts évités unitaires en puissance et en énergie par rapport au dernier dossier tarifaire (R-3854-2013, phase 1). Les résultats sont présentés au tableau ci-dessous.

	Énergie	puissance
	cent/kWh	$/kW
Îles-de-la-Madeleine		
Cap-aux-Meules	134,4%	148,1%
Basse Côte-Nord		
Anticosti	129,7%	112,5%
Haute-Mauricie		
Clova	137,8%	112,5%
Opitciwan	136,5%	112,5%
Nunavik		
Akulivik	122,2%	112,5%
Aupaluk	120,5%	112,5%
Inukjuak	120,8%	112,5%
Ivujivik	118,5%	112,5%
Kangiqsualujjuaq	120,2%	112,5%
Kangiqsujuaq	123,8%	112,5%
Kangirsuk	123,9%	112,5%
Kuujjuaq	130,9%	112,5%
Kuujjuarapik	123,0%	112,5%
Puvirnituk	121,7%	112,5%
Quaqtaq	117,0%	112,5%
Salluit	122,2%	112,5%
Tasiujaq	123,3%	112,5%
Umiujaq	122,9%	112,5%
Schefferville	100,0%	100,0%

À la page 7 de la référence (i), le Distributeur mentionne que *la révision actuelle découle principalement de la mise à jour des principaux paramètres, notamment le prix des combustibles et le taux de change.*

Demandes :

3.1 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en énergie qui est due à la mise à jour du prix des combustibles et fournir les prix des combustibles.

3.2 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en énergie qui est due à la mise à jour du taux de change et fournir les taux de change.

3.3 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en puissance qui est due à la mise à jour du prix des combustibles et fournir les prix des combustibles.

3.4 Veuillez préciser l'augmentation des coûts évités en puissance qui est due à la mise à jour du taux de change et fournir les taux de change.

4. Références : (i) B-0020 ou HQT-6, document 1, page 7;
(ii) R-3864-2013, B-0021 ou HQD-3, document 1, page 47;

Préambule :

À la référence (i), traitant des approvisionnements post patrimoniaux pour l'année 2015, le Distributeur ne prévoit aucune quantité d'énergie rappelée ni différée (Conventions d'énergie différée).

À la référence (ii) du dossier traitant du Plan des approvisionnements, le Distributeur mentionne : « *De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur».*

Demandes :

4.1 Veuillez indiquer si la prévision de ne pas différer d'énergie pour l'année 2015 est justifiée par le «*contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande».*

4.2 Si oui, veuillez présenter la prévision de l'utilisation des Conventions d'énergie différée sur la période couverte par ces conventions.

4.3 Si non, veuillez justifier la prévision de ne pas différer d'énergie pour l'année 2015.

5. Références : (i) B-0020 ou HQD-6, document 1, page 11;
(ii) B-0020 ou HQD-6, document 1, page 13;
(iii) R-3854-2013, HQD-5, document 1, page 18;
(iv) R-3814-2012, HQD-13, document 1, pages 58 et 61;

Préambule :

Selon le tableau présenté à la référence (i), le Distributeur ne prévoit aucune revente d'énergie en 2014 et en 2015.

Le tableau de la référence (ii) présente, notamment, le prix des achats de court terme pour l'année 2013. Il est indiqué que le prix d'achat NYHQ_GEN_IMPORT est de 62,8 $CAN/MWh.

Le tableau de la référence (iii) présente, notamment, le prix des achats de court terme pour l'année 2012. Il est indiqué que le prix d'achat NYMEX NY zone M est de 42,6 $/MWh.

À la référence (iv), le Distributeur mentionne :
«D'ailleurs, le Distributeur tient à préciser que le scénario de revente demeure théorique. Conformément à ce qu'il a mentionné au cours des dernières années, les réservations de service de transport ferme point à point faites par des utilisateurs du réseau du Transporteur autres que le Distributeur, ainsi que la congestion due à l'injection de quantités importantes d'énergie sur les marchés ne permettent pas de tirer profit d'un scénario de revente».

Par ailleurs, à la page 61 de la référence (iv), le Distributeur présente le calcul des prix de revente et leur comparaison au prix de l'électricité patrimoniale, pour les années 2012 et 2013.

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer si le prix de la référence (ii) réfère au même point de livraison que celui de la référence (iii).

5.2 Veuillez indiquer si la prévision de l'absence de revente indiquée à la référence (i) est due à la congestion mentionnée à la référence (iv) ou à des prix trop bas.

5.3 Veuillez indiquer si le Distributeur s'est déjà vu refusé une demande de service de transport pour la revente d'énergie.

5.4 Veuillez fournir un calcul des prix de reventes en 2015, selon le même format que celui de la page 61 de la référence (iv).

6. Références :
(i) R-3708-2009, HQD-8, document 5, page 7;
(ii) R-3740-2010, HQD-8, document 5, page 7;
(iii) R-3776-2011, HQD-8, document 5, page 7;
(iv) R-3814-2012, HQD-8, document 5, page 7;
(v) R-3854-2013, HQD-8, document 5, page 7;
(vi) B-0035 ou HQD-9, document 5, page 7;

Préambule :

Le tableau ci-dessous présente un historique des investissements autorisés et des investissements réels du Distributeur pour les projets de moins de 10 M$.

On peut constater que sur la période 2009-2014, les investissements autorisés n'ont pas été réalisés. Sur la période, l'écart est de 483,8 M$, soit 12,2% des montants autorisés.

Projets inférieurs à 10 M$: investissements, (M$)			
	Autorisé	Réel[1]	Écart
2009	663,9	623,5	40,4
2010	702,1	603,4	98,7
2011	654,2	608,5	45,7
2012	705,4	580,7	124,7
2013	656,3	503,6	152,7
2014	569,4	547,8	21,6
Total	**3951,3**	**3467,5**	**483,8**
1	pour l'année 2014: année de base		

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer l'impact de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés sur la qualité du service.

6.2 Veuillez indiquer l'impact de ne pas avoir réalisé les investissements autorisés sur les revenus requis réels par rapport aux revenus requis autorisés.

7. Référence : B-0036 ou HQD-9, document 6, page 7;

Préambule :

La référence présente les éléments qui sont pris en considération pour déterminer les revenus requis des investissements R1, R2, R3 et R4 sur une période de 5 ans. Les principales hypothèses du Distributeur sont les suivantes :

- *amortissement des actifs du Distributeur relatifs aux investissements réalisés avant l'année 2015 tels que présentés au tableau 1 ;*
- *application de la méthode de l'amortissement linéaire ;*
- *période d'amortissement établie sur la durée d'utilité des équipements ;*
- *coût en capital prospectif de 5,847 %, comme déterminé par la Régie dans sa décision D-2014-037 ;*
- *taxe sur les services publics de 0,55 % ;*

- *pour le regroupement R2, revenus additionnels de 2015 à 2019 établis à partir de la prévision de mai 2014 des ventes d'énergie transitant sur le réseau de distribution en intégrant la diminution de la demande associée aux mesures d'efficacité énergétique. Ces ventes sont multipliées par le revenu unitaire, estimé sur la base du revenu total projeté pour l'année 2014, net de la fourniture et du transport. Les revenus additionnels sont indexés*.

Les frais d'entretien et d'exploitation ne sont pas mentionnés dans les hypothèses.

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer si la mise en service des investissements R1, R2, R3 et R4 entraînera des frais d'exploitation et d'entretien.

7.2 Si oui, veuillez justifier de ne pas les inclure dans l'évaluation de l'impact des investissements mis en service sur les revenus requis.

7.3 Si non, veuillez expliquer votre réponse.

8. Références : (i) B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 6 et 8;
(ii) R-3854-2013, HQD-8. Document 6, pages 7 et 10;

Préambule :

Le tableau suivant présente les ajouts nets à la base de tarification et l'impact nets sur les revenus requis des investissements de type R1, pour le dossier tarifaire actuel et le dernier dossier tarifaire (R-3854-2013, phase 1).

Ajouts nets: R1	2015	2016	2017	2018	2019	**Total**
R-3905	-304,4	-278	-247,5	-65,1	-41,7	**-936,7**
R-3854	-292,2	-248,1	-198,1	-137,9	-33,6	**-909,9**

Impact sur revenus requis : R1	2015	2016	2017	2018	2019	**Total**
R-3905	-22,2	-46,7	-68,1	-59,9	-50,8	**-247,7**
R-3854	-6	-13	-10	-9	-0,6	**-38,6**

La comparaison entre les valeurs des deux dossiers montre que pour des ajouts nets totaux semblables, l'impact total et l'impact annuel sur les revenus requis sont très différents.

Demandes :

8.1 Veuillez expliquer la situation décrite en préambule.

8.2 Veuillez fournir le détail de l'évaluation de l'impact sur les revenus requis.

9. Référence : B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 6 et 8;

Préambule :

Au tableau 1, il est indiqué que les investissements totaux de type R2 sont de 260,7 M$ en 2015. Au tableau 2, il est indiqué que pour l'année 2015, l'impact sur les revenus requis des investissements de type R2 est de 19,0 M$.

Au tableau 1, il est indiqué que les investissements totaux de type R3 sont de 331.2 M$ en 2015. Au tableau 2, il est indiqué que pour l'année 2015, l'impact sur les revenus requis des investissements de type R3 est de 34.5 M$.

On peut constater que les investissements de type R3 de l'année 2015 sont de 27% supérieurs aux investissements de type R2 de l'année 2015, mais entraînent un impact supérieur de 82%.

Demandes :

9.1 Veuillez expliquer la situation décrite au troisième paragraphe du préambule.

9.2 Veuillez, notamment, fournir le calcul détaillé de l'impact sur les revenus requis de chacun des investissements.

10. Références : (i) B-0036 ou HQD-9, document 6, pages 7 et 8;
(ii) R-3854-2013, HQD-15, document 9, page 18;

Préambule :

La partie du tableau 2 de la page 8 de la référence (i) relative aux investissements de type R2 montre des revenus additionnels générés qui contribuent à réduire l'impact de ces investissements sur les revenus requis, ce qui n'est pas le cas pour les regroupements R1, R3 et R4.

À la page 7 de la même référence, le Distributeur mentionne :
« Pour le regroupement R2, les coûts prévus pour répondre à la croissance de la demande sont supérieurs aux revenus additionnels que le Distributeur en retire, à l'exception de 2016 en raison de l'année bissextile ».

Nous comprenons qu'aucun investissement du regroupement R3 n'est *prévu pour répondre à la croissance de la demande*.

Par ailleurs, à la référence (ii), le Distributeur fournit les informations qui permettent de calculer les revenus additionnels pour le dossier R-3854-2013.

Demandes :

10.1 Veuillez confirmer la compréhension selon laquelle aucun investissement du regroupement R3 n'est *prévu pour répondre à la croissance de la demande*.

10.2 Si vous ne confirmez pas, veuillez justifier le fait d'allouer les revenus additionnels générés aux investissements de regroupement R2 seulement.

10.3 Veuillez fournir les informations qui ont permis de calculer les revenus additionnels générés pour le dossier actuel.

11. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 10;
(ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 23;

Préambule :

Le tableau de la référence (i) présente les indicateurs d'efficience privilégiés par le Distributeur.

Le tableau de la référence (ii) présente les composantes des indicateurs d'efficience.

Les tableaux présentent les valeurs pour les années 2011, 2014 et 2015.

À la référence (i), le Distributeur mentionne que l'augmentation importante des indicateurs 1,7 et 2 est attribuable notamment au calendrier de déploiement du projet LAD.

Demandes :

11.1 Veuillez fournir les composantes pour chacune des années 2011 à 2015;

11.2 Veuillez fournir les composantes des indicateurs d'efficience et les indicateurs 1,7 et 2 en excluant le projet LAD pour chacune des années 2011 à 2015.

12. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 12;
(ii) R-3814-2012, HQD-13, document 10, page 12;

Préambule :

Le tableau de la référence (i) présente les Indicateurs de qualité de service du Distributeur. On y retrouve notamment l'Indice de continuité – Distribution.

La référence (ii) présente une information fournie par le Distributeur où les indices de continuité brut et normalisé sont détaillés selon les grands facteurs sur la période 2007 à 2011.

Demandes :

12.1 Veuillez mettre ce tableau à jour en y ajoutant les données les plus récentes.

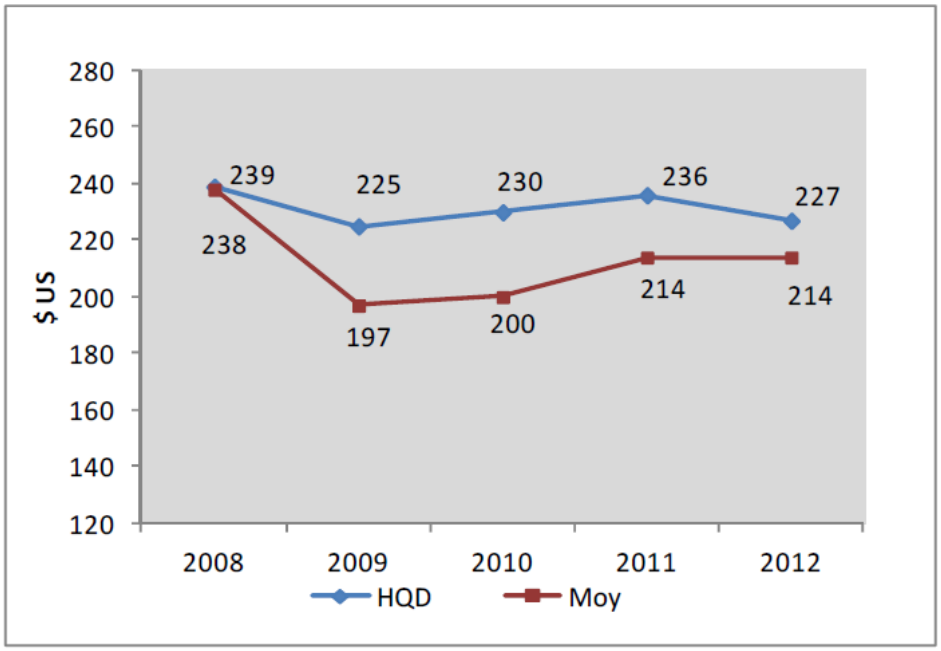
12.2 Veuillez préciser si l'indice de continuité du Distributeur inclut les interruptions dues au réseau de transport. Si oui, veuillez identifier la portion de l'IC-Distribution qui est due au réseau de transport.

13. Référence : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 18;

Préambule :

La référence présente la figure ci-dessous montrant le coût total par abonnement du Distributeur selon le balisage 2013 réalisé par firme *First Quartile Consulting*.

Figure A-1 :
Coût total par abonnement



On peut constater que les résultats du Distributeur se sont dégradés en 2009 et sont restés moins bons que ceux des participants depuis ce temps.

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer la dégradation du ratio du Distributeur par rapport à celui de Participants à partir de l'année 2009.

13.2 Veuillez indiquer si les participants au balisage à partir de l'année 2009 sont les mêmes que ceux de l'année 2008.

14. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 18;
(ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 19;

Préambule :

Les figures de la référence (i) montrent que le coût total par abonnement et les dépenses par abonnement du Distributeur sont plus élevés que ceux des participants au balisage.

La figure de la référence (ii) montre que l'indice de continuité de service redressé du Distributeur est moins bon que celui des participants.

Demande :

14.1 Veuillez expliquer le fait que malgré les coûts plus élevés du Distributeur que ceux des participants, l'indice de continuité redressé est moins bon que celui des participants.

15. Référence : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 24;

Préambule :

Le tableau de la référence présente les intrants aux indicateurs d'efficience. À la colonne Coût total, on peut constater que ce coût inclut les Coûts capitalisés et le Coût des capitaux empruntés.

Demande :

15.1 Veuillez définir ce que comprennent les Coûts capitalisés et le Coût des capitaux empruntés

16. Références : (i) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 27;
(ii) B-0009 ou HQD-2, document 1, page 10;

Préambule :

Le Tableau C-1 de la référence (i) reproduit ci-dessous présente les Indicateurs d'efficience spécifiques du Distributeur. On peut constater une augmentation importante entre les années 2014 et 2015.

Tableau C-1 :
Indicateurs d'efficience spécifiques

Description	Année historique	D-2014-037	Année témoin	Croissance moyenne	Croissance annuelle
	2011	2014	2015	2011-2015	2014-2015
Indicateurs globaux du Distributeur					
CEN Distribution et SALC (¢) par kWh normalisé	0,68	0,66	0,71	0,9%	7,7%
IEN (k$) par km de réseau	76,7	80,3	81,7	1,6%	1,7%
Indicateurs processus Distribution					
Coût total Distribution (k$) par km de réseau	16,0	15,7	16,9	1,3%	7,3%
CEN Distribution (¢) par kWh normalisé transité par le réseau	0,66	0,66	0,71	1,6%	6,5%

La référence (ii) mentionne :
« Les indicateurs 1 et 7 relatifs au coût total par abonnement et l'indicateur 2 relatif au coût total par kWh normalisé présentent une croissance respective de 5,3 %, de 6,2 % et de 6,0 % entre 2014 et 2015. Cette augmentation est attribuable notamment au calendrier de déploiement du projet LAD ».

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer si l'augmentation des indicateurs spécifiques entre les années 2014 et 2015 s'explique par le déploiement du projet LAD.

16.2 Si non, veuillez expliquer l'augmentation des indicateurs spécifiques entre les années 2014 et 2015.

17. Référence : B-0049 ou HQD-14, document 2, page 7;

Préambule :

« Comme par le passé, les hausses sont modulées différemment à l'intérieur de chacun des tarifs en fonction des stratégies retenues afin d'améliorer ou de préserver le signal de prix.

Pour les tarifs domestiques, le Distributeur poursuit la stratégie d'amélioration du signal de prix amorcée en 2005 et reconduite depuis en vertu des décisions de la Régie. L'ajustement tarifaire proposé au 1er avril 2015 pour les tarifs domestiques se décline de la façon suivante :

- *gel de la redevance ;*
- *pour les tarifs D et DM, faire porter la hausse tarifaire deux fois plus sur le prix de la 2e tranche d'énergie que sur le prix de la 1re tranche*
- *pour le tarif DT, faire porter le plus possible la hausse tarifaire sur le prix de l'énergie applicable en période de pointe, en fonction du cas type ajusté à la normale climatique appliquée à l'année 2015 ;*
- *gel de la prime de puissance en hiver et augmentation de 0,63 $/kW de la prime de puissance en été. »*

La référence présente également les tarifs D, DM et DT au 1er avril 2015, incluant une hausse tarifaire de 3,9 % et tenant compte des orientations proposées. On peut voir notamment une hausse de 2,7% pour la première tranche d'énergie et de 5,6 % pour la deuxième tranche d'énergie pour les tarifs D et DM qui comprennent plus de 96% des clients domestiques.

Demandes :

17.1 Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer à la deuxième tranche d'énergie s'il n'y avait aucune hausse pour la première tranche.

17.2 Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer à la deuxième tranche d'énergie si la hausse de la première tranche était de 1%.

17.3 Veuillez indiquer quelle serait la hausse à appliquer si la hausse était la même pour les deux tranches.