

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N°2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) À HYDRO-QUÉBEC
DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION SUR LA DEMANDE RELATIVE À L'UTILISATION DE LA
CENTRALE DE TRANSCANADA ENERGY LTD DE BÉCANCOUR EN PÉRIODE DE POINTE**

- 1. Références :**
- (i) Pièce B-0005, p. 5;
 - (ii) Pièce B-0014, p. 5;
 - (iii) Pièce B-0014, p. 4;
 - (iv) Dossier R-3864-2013, pièce B-0095, p. 8.

Préambule :

(i) Tableau 1 – Bilan en puissance selon l'État d'avancement 2014

(ii) Tableau R-2.1 – Bilan en puissance (mise à jour)

(iii) « *En effet, la contribution attendue de 1 500 MW des marchés de court terme est constituée de la capacité des interconnexions en mode import avec l'État de New York (1 100 MW) et d'une contribution de 400 MW des autres marchés, incluant le Québec.*

Pour ces raisons, le Distributeur ne modifie pas pour l'instant le niveau de la contribution attendue des marchés de court terme ».

(iv) « *Un autre appel d'offres pourrait être lancé en 2017 en vue de l'acquisition d'approvisionnements comportant des livraisons d'énergie en base en hiver et la puissance associée, pour des livraisons débutant en décembre 2022 (500 à 1000 MW)* ». (nous soulignons)

À partir des informations précédentes, la Régie a préparé le bilan en puissance suivant :

Bilan en puissance (HQD juillet 2015)									
En MW	2015 - 2016	2016 - 2017	2017 - 2018	2018 - 2019	2019 - 2020	2020 - 2021	2021 - 2022	2022 - 2023	
Besoin à la pointe visés par le Plan	38 049	38 498	38 774	39 131	39 447	39 640	39 962	40 288	
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 752	4 096	4 314	4 354	4 389	4 410	4 446	4 482	
- Électricité patrimoniale	37 441	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	
Approvisionnement non patrimoniaux	3 807	4 179	4 237	4 267	4 567	4 592	4 692	4 692	
Trans Canada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0	
HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000	
Autres contrats	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992	
Biomasse (incluant Tembec)									
Éolien: 4000 MW									
Petite hydraulique: 150 MW									
Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450	
Électricité interruptible									
Contrats d'interruptible avec Alouette									
Autres interventions en GDP									
Abaissement de tension	250								
A/O 2014-01	500	300	50						
A/O 2017-XX									*
= Puissance additionnelle requise	550	950	1400	1800	1850	2000	2250	2650	
Puissance additionnelle disponible									
Marchés de court terme (jusqu'à 1500 MW)	550	950	1400	1500	1500	1500	1500	1500	
= Puissance additionnelle requise après contribution Marchés CT	0	0	0	300	350	500	750	1150	

Demandes :

- 1.1 Veuillez détailler les contributions des approvisionnements non patrimoniaux à l'égard des sections « Autres contrats » et « Gestion de la demande en puissance », tel que présenté au bilan en puissance préparé par la Régie.
- 1.2 À la référence (i), le Distributeur comptabilisait à son bilan en puissance une valeur de 1000 MW comme contribution à l'égard de ses contrats en base et cyclable pour chacune des années 2018-2019, 2019-2020 et 2022-2020. Dans le cadre de la mise à jour du bilan présenté à la référence (ii), cette contribution a diminué à 650 MW pour 2018-2019 et à 900 MW pour les années 2019-2020 et 2020-2021. Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur a diminué la valeur de ces contributions à son dernier bilan.
- 1.3 Le Distributeur confirme en référence (iii) le maintien d'une valeur de 1500 MW de contribution pour les marchés de court terme, et ce, malgré l'annonce de l'entente entre MEHQ et l'IESO. Veuillez élaborer sur la possibilité d'augmenter la valeur de la contribution des marchés de court terme en augmentant, soit la capacité d'importation en provenance de l'Ontario, soit la contribution des marchés québécois.
- 1.4 Veuillez fournir les valeurs des importations maximales effectuées par le Distributeur lors des pointes hivernales de 2012-2013, 2013-2014 et 2014-2015.
- 1.5 À la référence (iv), le Distributeur annonce qu'il pourrait lancer en 2017 un appel d'offres en vue d'acquérir des approvisionnements d'une valeur de 500 à 1000 MW comportant des livraisons d'énergie en base en hiver et la puissance associée, pour des livraisons débutant en décembre 2022. Veuillez élaborer sur les possibilités, de même que les avantages et inconvénients, d'utiliser la centrale de TCE pour fournir ce type de produit, le cas échéant.

- 2. Références :**
- (i) Pièce B-0005, p. 10;
 - (ii) Pièce B-0014, p. 12;
 - (iii) Dossier R-3677-2008, pièce B-1-HQD-14, doc. 1, annexe D, p. 45-46.

Préambule :

(i) « Le coût total du projet pour la portion fixe est évalué à 51 \$/kW-an (annuité croissante), soit ■■■■ pour les coûts fixes de TCE et ■■■■ pour ceux de Gaz Métro. Ce coût est beaucoup plus faible que le coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe, que le Distributeur évalue entre 90 \$/kW-an et 120 \$/kW-an.

Le coût variable, estimé à près de 65 \$/MWh pour les coûts du gaz naturel, est nettement inférieur aux prix payés en période de pointe au cours des deux derniers hivers, lesquels dépassaient 100 \$/MWh ».

(ii) *« L'entente avec TCE permet au Distributeur de sécuriser un approvisionnement en puissance de 570 MW à long terme à un coût fixe beaucoup plus faible que celui d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe et même pour la moitié du coût des projets retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 (106 \$/kW-an). Le coût variable est lui aussi significativement plus faible que si le Distributeur achetait le gaz naturel sur les marchés durant cent heures de pointe en hiver (par opposition à l'achat de gaz naturel liquéfié sur une base annuelle) ».*

(iii) *« [...] introduction d'un nouvel indicateur de coût pour mesurer la valeur des nouvelles options de puissance à partir de 2011 correspondant à un produit ferme, de long terme avec un facteur d'utilisation élevé. Ces besoins de puissance peuvent être qualifiés d'énergie garantie d'hiver. Ce coût sera connu de façon définitive lorsque le Distributeur aura réalisé son appel d'offres. D'ici là, le Distributeur propose d'utiliser un signal de coût générique basé sur le coût d'une turbine à gaz, évalué à 80 \$/kW-an. Pour des fins d'analyse, le Distributeur prend comme hypothèse que 50 % de l'installation lui serait dédiée et 50 % le serait à un autre marché qui aurait une pointe en été (marché au sud du Québec). Dans ce cas, le coût serait réparti entre les deux marchés, et l'indicateur de coût est alors de 40 \$/kW-hiver (\$ 2008, annuité croissante à l'inflation) ».*

Demandes :

- 2.1 Veuillez préciser les hypothèses et le calcul du coût d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe.
- 2.2 Veuillez présenter un balisage du coût par kW-mois d'un nouvel équipement de production d'électricité pour des besoins de pointe. Veuillez notamment préciser le type d'équipement, le nombre d'heures d'utilisation, la capacité de l'équipement, de même que les sources des données utilisées pour le balisage.
- 2.3 Au niveau des caractéristiques des produits, veuillez comparer le produit de l'entente avec TCE avec chacun des produits retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01.
- 2.4 Veuillez présenter les coûts en \$/kW-an de chacun des trois produits retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01.
- 2.5 Sur une période de 20 ans, veuillez indiquer s'il est plus économique d'utiliser l'entente avec TCE ou un des produits retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01 dans chacun des scénarios suivants :

- besoins de 100 MW durant 100 heures;

- besoins de 300 MW durant 100 heures;
- besoins de 500 MW durant 100 heures;

2.6 Veuillez confirmer qu'un montant de 3,7 M\$, correspondant aux coûts de transport du GNL par camion-citerne et des molécules de GNL pour 100 heures d'utilisation de la Centrale en période de pointe, doit être ajouté au total des frais fixes annuels des ententes, qui est de 33,3 M\$ en 2018-2019.

3. Référence : (i) Pièce B-0014, p. 13.

Préambule :

(i) « *Les coûts de suspension annuelle des livraisons de la Centrale ne sont pas inclus dans les coûts des ententes. Les coûts des ententes avec TCE et Gaz Métro sont à la marge des ententes existantes* ».

Demande :

3.1 Au sujet des coûts de suspension annuelle des livraisons de la Centrale, veuillez préciser si le Distributeur fait référence aux coûts en énergie et en puissance, ou seulement en énergie.

3.2 Considérant la réponse à la question précédente, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles les coûts fixes annuels des ententes avec TCE et Gaz Métro ne sont inclus aux coûts annuels en puissance de la Centrale.

4. Référence : (i) Pièce C-AHQ-ARQ-0007, page 7.

Préambule :

(i) « *l'AHQ-ARQ n'est pas convaincue du besoin à court terme pour à la fois la puissance de la Centrale de TCE (570 MW) et celle résultant de l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW). Par conséquent, l'AHQ-ARQ est d'avis que ces deux dossiers sont dépendants et qu'ils devraient être traités en conséquence par la Régie* ». (nous soulignons)

Demande :

4.1 Veuillez élaborer quant la proposition de l'ARQ-AHQ de traiter conjointement le présent dossier et l'approbation des contrats résultant de l'A/O 2015-01.