

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

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 :

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.

Réponse :

1 Le tableau R-1.1 présente la mise à jour du bilan en puissance selon la
2 révision des besoins de juin 2015 présenté en réponse à la question 2.1 de la
3 demande de renseignement n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1
4 (B-0014), incluant le détail des contrats de long terme et des moyens de
5 gestion de la demande en puissance. Il est à noter que des négociations en
6 cours avec le client Alouette remettent en question la disponibilité pour le
7 Distributeur des 300 MW d'électricité interruptible.

TABLEAU R-1.1
BILAN EN PUISSANCE
(MISE À JOUR)

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins à la pointe (Révision de Juin 2015)	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	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
– Approvisionnements post-patrimoniaux	3 807	4 179	4 237	4 767	5 067	5 092	5 192	5 192
• HQP - Base et cyclable	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
• Autres contrats de long terme	1 397	1 679	1 987	1 992	1 992	1 992	1 992	1 992
• Biomasse (incluant Tembec)	245	250	349	353	353	353	353	353
• Petite hydraulique	64	87	147	147	147	147	147	147
• Éolien ⁽¹⁾	1 088	1 342	1 491	1 491	1 491	1 491	1 491	1 491
• Gestion de la demande en puissance	1 060	1 350	1 350	1 375	1 425	1 450	1 450	1 450
• Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850
• Contrats d'interruptible avec Alouette	150	300	300	300	300	300	300	300
• Autres interventions en gestion de la demande en puissance	60	200	200	225	275	300	300	300
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
• Transactions CT signées	500	300	50					
• Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)				500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	550	950	1 400	1 300	1 350	1 500	1 750	2 150
– TransCanada Energy		325	570	570	570	570	570	570
= Puissance additionnelle requise ajustée	550	950	1 400	800	850	1 000	1 250	1 650

Note 1 : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

8 La contribution en puissance des contrats en base et cyclable
9 d'Hydro-Québec Production est inférieure à celle présentée dans l'État
10 d'avancement 2014 compte tenu de la diminution des rappels d'énergie
11 différée attribuable à la diminution de la demande. Le Distributeur rappelle
12 que ces retours sont déterminés sur la base des besoins en énergie. Ainsi,
13 des rappels d'énergie de décembre à mars, au-delà des quantités prévues au
14 bilan, se traduiraient essentiellement par des volumes additionnels
15 d'électricité patrimoniale inutilisée.

1 De plus, puisque l'entente entre MEHQ et l'IESO garantit à la zone de réglage
2 du Québec une contribution en puissance additionnelle de 500 MW
3 uniquement au cours des hivers 2015-2016 et 2016-2017, elle ne permet pas au
4 Distributeur d'augmenter la contribution attendue des marchés de court
5 terme.

6 La contribution attendue des marchés de court terme de 1 500 MW demeure
7 théorique. En pratique, elle requiert la présence d'un marché de puissance, de
8 contreparties qui disposent de capacités de puissance à commercialiser et
9 d'une capacité suffisante des interconnexions. Au cours des dernières
10 années, le Distributeur observe d'ailleurs un resserrement du marché de court
11 terme de la puissance (diminution des quantités disponibles et hausse des
12 prix) et constate qu'il est de plus en plus difficile d'acquérir la puissance
13 requise sur ces marchés. Par exemple, dans le cadre de l'A/O 2014-01, le
14 Distributeur a été en mesure d'engager seulement 50 MW à l'horizon de
15 2017-2018, compte tenu notamment des volumes déjà engagés sur les
16 marchés externes de la puissance.

17 L'octroi de trois contrats à Hydro-Québec Production dans le cadre de
18 l'A/O 2015-01 pourrait plutôt amener le Distributeur à revoir à la baisse la
19 contribution attendue des marchés de court terme. Par contre, l'octroi de ces
20 trois contrats permet au Distributeur de sécuriser à long terme 500 MW qui
21 auraient autrement été vendus à l'extérieur de la zone de réglage du Québec.

- 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.

Réponse :

22 **Voir la réponse à la question 1.1.**

- 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.

Réponse :

23 **Voir la réponse à la question 1.1.**

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.

Réponse :

1 **Le tableau R-1.4 présente l'information demandée.**

**TABLEAU R-1.4
IMPORTATIONS MAXIMALES DU DISTRIBUTEUR LORS DES POINTES HIVERNALES**

Pointe 2012-2013	Pointe 2013-2014	Pointe 2014-2015
2 150 MW	3 006 MW	2 662 MW

2 **Bien que les valeurs maximales des importations puissent atteindre jusqu'à**
3 **3 000 MW au cours des périodes de pointe, elles ne sont pas assorties de**
4 **garantie de livraison. À l'exception des livraisons provenant des installations**
5 **sous contrat UCAP, le Distributeur ne peut donc pas inscrire ces volumes**
6 **dans son bilan en puissance, tant à des fins de planification que de fiabilité.**

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.

Réponse :

7 **L'Entente avec TCE constitue l'un des moyens qui permet de répondre aux**
8 **besoins d'approvisionnement de pointe en période d'hiver, requis sur**
9 **l'ensemble de l'horizon de planification, et ce, à un coût avantageux par**
10 **rapport aux autres moyens qui devront être déployés. En effet, la situation**
11 **particulière de la centrale de TCE est unique et a permis de conclure une**
12 **entente avantageuse pour le Distributeur et sa clientèle. Si cette entente ne**
13 **peut être menée à terme, il est peu probable que le Distributeur puisse**
14 **renégocier de telles conditions, avec TCE ou toute autre contrepartie.**

15 **Pour ce qui est du besoin de livraisons fermes lors des périodes d'hiver, le**
16 **Distributeur réévaluera la nécessité de ce service en fonction de l'évolution de**
17 **la prévision de la demande, dans un contexte de surplus énergétiques. Si le**
18 **Distributeur utilisait plutôt la centrale de TCE afin de répondre à des besoins**
19 **de base en hiver, il devrait tout de même acquérir des moyens de puissance**
20 **pour les périodes de fine pointe, et ce, à un coût vraisemblablement plus**
21 **élevé que celui de l'Entente avec TCE. Par ailleurs, le scénario d'utilisation de**

1 **la centrale en base lors des périodes d'hiver n'a pas fait l'objet de discussions**
2 **avec TCE.**

- 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.

Réponse :

1 **Le coût de 90 \$/kW-an est celui utilisé aux fins du calcul des coûts évités du**
2 **Distributeur présentés à la pièce HQD-4, document 4 du dossier R-3905-2014**
3 **(B-0018), ce qui correspond au coût d'un nouvel équipement de production**
4 **d'électricité pour des besoins de pointe. Celui-ci était de 80 \$/kW-an en 2008,**
5 **comme indiqué à la référence (iii), et a été indexé à 2 % annuellement.**

6 **À la lumière des données récentes portant sur le coût de ces équipements, il**
7 **apparaît évident que le coût de 90 \$/kW-an est sous-estimé. D'une part, le prix**
8 **de la puissance pour le dernier bloc retenu par le Distributeur dans le cadre**
9 **de l'A/O 2015-01 est de 126,60 \$/kW-an¹. D'autre part, un balisage des coûts en**
10 **capital des équipements de production d'électricité pour des besoins de**
11 **pointe (turbines à gaz de différentes tailles et de différentes configurations) a**
12 **été réalisé par la firme Merrimack Energy Group Inc. et présente des coûts**
13 **unitaires variant de 114 à 149 \$/kW-an².**

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.

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 2.1, notamment la note 2.**

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.

Réponse :

15 **Le tableau R-2.3 présente l'information demandée.**

¹ Dollars de 2015.

² Voir la pièce HQD-1, document 2 du dossier R-3939-2015, page 11.

TABLEAU R-2.3
COMPARAISON ENTRE LES CARACTÉRISTIQUES DE L'ENTENTE AVEC TCE ET CELLES
DES PRODUITS DE L'A/O 2015-01

Caractéristique	TCE	A/O 2015-01
Puissance (MW)	570 (547 à 620)	500
Préavis (heures)	12	4
Nombre d'heures garanties	300	351
Nombre minimal d'heures par appel	3	1
Nombre maximal d'appels par jour	2	aucun

1 **Afin de répondre aux besoins de pointe, ces deux produits sont, à toutes fins**
 2 **pratiques, équivalents, malgré de petites différences au niveau des**
 3 **caractéristiques de programmation.**

2.4 Veuillez présenter les coûts en \$/kW-an de chacun des trois produits retenus dans le cadre de l'A/O 2015-01.

Réponse :

4 **Le tableau R-2.4 présente l'information demandée. Les trois contrats sont**
 5 **déposés au dossier R-3939-2015 sous les cotes HQD-2, documents 1 à 3.**

TABLEAU R-2.4
COÛTS DES CONTRATS CONCLUS À LA SUITE DE L'A/O 2015-01

Contrat	Puissance (MW)	Coût (\$2015/kW-an)
Système de puissance HQP-1	100	60
Système de puissance HQP-2	200	105
Système de puissance HQP-3	200	126,6

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;

Réponse :

1 **Le Distributeur fera appel à chacun de ces moyens uniquement dans le but**
2 **d'assurer la sécurité et la fiabilité de ses approvisionnements, et non pas à**
3 **des fins d'optimisation de ses coûts.**

4 **Le prix de la puissance n'est pas déterminant dans le choix des moyens à**
5 **déployer au moment de la pointe puisque le Distributeur paie cette puissance**
6 **indépendamment du niveau de production de chacun des moyens. Pour ce**
7 **qui est du prix de l'énergie pour l'utilisation de la centrale de TCE durant une**
8 **centaine d'heures, évalué à environ 65 \$/MWh pour 2015 mais tributaire de**
9 **l'évolution du prix du gaz naturel sur une base annuelle, il devrait être du**
10 **même ordre de grandeur que le prix de l'énergie des contrats retenus dans le**
11 **cadre de l'A/O 2015-01, soit 55 \$/MWh en 2015. Ce coût est également très**
12 **avantageux par rapport à ceux des marchés de court terme aux heures de**
13 **pointes, qui peuvent souvent et facilement dépasser les 100 \$/MWh.**

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.

Réponse :

14 **Le coût de la molécule de gaz et du transport de GNL, de l'ordre de 3,6 M\$**
15 **(12 Mm³ à 0,30 ¢/m³ en mars 2015, soit environ 65 \$/MWh), représente des frais**
16 **variables puisqu'il dépendra de l'utilisation que fera le Distributeur du GNL**
17 **entreposé dans le réservoir. Les frais variables s'ajoutent, le cas échéant, aux**
18 **frais fixes prévus au contrat.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur fait référence aux montants pour la prime fixe du contrat**
2 **d’approvisionnement en base et pour les coûts de suspension des livraisons**
3 **de la centrale. Ces montants seront versés à TCE jusqu’à l’expiration du**
4 **contrat en 2026, indépendamment de l’entente intervenue avec TCE pour**
5 **l’utilisation de la centrale en période de pointe. Ces montants ne doivent donc**
6 **pas être inclus aux coûts fixes annuels des ententes avec TCE et Gaz Métro.**

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.

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 3.1.**

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.

Réponse :

8 **À la lumière du paragraphe 193 et du tableau 9 de la décision D-2014-205, la**
9 **Régie a considéré une contribution de la centrale de TCE de 300 à 500 MW et,**
10 **sur cette base, a jugé qu’un appel d’offres de puissance de 500 MW était**
11 **suffisant pour l’instant. L’option de recourir aux livraisons de la centrale de**
12 **TCE a donc permis de limiter à 500 MW l’appel d’offres de puissance**
13 **A/O 2015-01. Cette décision confirme donc le besoin pour le Distributeur**
14 **d’acquiescer ces approvisionnements en puissance.**

15 **Ainsi, bien que les deux moyens répondent au même type de besoin, ils sont**
16 **tous deux requis afin de répondre à la croissance des besoins en puissance.**
17 **Ils sont toutefois issus de deux processus réglementaires différents, soit**

1 d'une part un appel d'offres de puissance lancé conformément à la décision
2 D-2014-205 et au cadre réglementaire et d'autre part, un amendement à un
3 contrat existant.

4 De plus, le calendrier menant à l'approbation de l'entente avec TCE ne permet
5 pas de marge de manœuvre en vue d'une mise en service des installations de
6 Gaz Métro pour le 1^{er} décembre 2018.

7 Pour ces raisons, le Distributeur juge qu'il ne serait pas souhaitable de traiter
8 conjointement le présent dossier et l'approbation des contrats résultant de
9 l'A/O 2015-01.