

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3
DE LA RÉGIE**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA REGIE DE L'ENERGIE (LA REGIE) A
HYDRO-QUEBEC DANS SES ACTIVITES DE DISTRIBUTION, RELATIVE A LA
DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN
ELECTRICITE DECOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01**

1. Référence : Pièce B-0006, p. 1.

Préambule :

« This assessment is intended to compare the pricing for capacity-related costs associated with the bids submitted in response to Hydro-Quebec Distribution's Call for Tenders relative to the capacity costs experienced or projected in nearby power markets, primarily in the US. Since Hydro-Quebec Distribution is seeking a 20 year delivery term for the capacity and associated energy, Merrimack Energy has focused on assessing the cost of a new generating unit that operates primarily in peaking mode with limited hours of operation ».
[nous soulignons]

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si le Distributeur possède une étude comparative mettant en relief l'évaluation du coût d'une unité de production déjà en service plutôt qu'une évaluation d'une nouvelle unité de production.

Réponse :

1 **Dans le contexte de l'appel d'offres A/O 2015-01 (l'Appel d'offres), l'objectif**
2 **poursuivi par l'exercice de balisage est de doter le Distributeur d'une**
3 **fourchette de prix lui permettant de juger des prix qui lui ont été offerts. Le**
4 **Distributeur n'a pas établi de distinction entre une offre portant sur la**
5 **construction d'une nouvelle centrale ou une centrale déjà construite.**

6 **Selon les conclusions de l'étude de balisage, les coûts des soumissions**
7 **retenues se situaient sous ou dans le bas de la fourchette de coûts pour une**
8 **installation de production comparable.**

9 **Ainsi, un soumissionnaire qui possède une installation existante au Québec a**
10 **soumis au Distributeur une offre compétitive tout en sachant qu'un autre**
11 **soumissionnaire avait la possibilité de déposer une offre qui prévoyait la**
12 **construction d'une nouvelle installation.**

13 **Par ailleurs, le Distributeur soumet respectueusement qu'une offre**
14 **comportant la construction d'une nouvelle centrale, si elle n'avait pas été**
15 **soumise dans le cadre de l'Appel d'offres, l'aurait probablement été dans un**
16 **autre appel d'offres à l'extérieur du Québec.**

1.1.1. Dans l'affirmative, veuillez déposer cette étude.

Réponse :

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

1.1.2. Dans la négative, veuillez élaborer sur la pertinence d'obtenir éventuellement une telle étude.

Réponse :

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

2. Références :

- (i) Dossier R-3864-2013, décision D-2014-205 p. 26;
- (ii) Pièce B-0021, p. 7;
- (iii) État d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023, p.18.

Préambule :

(i) « [92] La Régie demande au Distributeur d'évaluer la possibilité de hausser la contribution d'électricité interruptible dès le dépôt du prochain état d'avancement, si les résultats pour l'hiver 2015-2016 sont supérieurs à 1000 MW. » [nous soulignons]

(ii) « Pour l'hiver 2015-2016, les demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible atteignent 1 140 MW. Le Distributeur confirmera la quantité effectivement retenue avant la fin du mois d'octobre. Celle-ci sera tributaire notamment de l'impact de cette puissance interruptible sur le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie. » [nous soulignons]

(iii) Dans le cadre de l'État d'avancement du plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur inscrit à son bilan en puissance présenté au tableau 4-2, une contribution de 1140 MW comme contribution pour l'année 2015-2016 à l'option d'électricité interruptible et 850 MW comme contribution potentielle pour les années 2016-2017 à 2022-2023.

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a accepté l'ensemble des demandes d'adhésion à l'option d'électricité interruptible pour l'année 2015-2016.

Réponse :

3 **Le Distributeur le confirme.**

2.2 Veuillez justifier la position du Distributeur de ne pas inscrire, à son bilan en puissance, une contribution de 1000 MW pour l'option d'électricité interruptible pour les années 2016-2017 et suivantes.

Réponse :

1 **Même en supposant une contribution attendue de 1 000 MW à l’option**
 2 **d’électricité interruptible, le bilan en puissance présenté au tableau R-2.2**
 3 **témoigne de l’importance et de la récurrence des besoins**
 4 **d’approvisionnements de long terme en puissance.**

TABLEAU R-2.2
BILAN EN PUISSANCE (MW)

	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Besoins 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	3 585	3 685	3 918	4 110	4 143	4 163	4 197	4 231
Besoins à la pointe incluant la réserve	41 634	42 183	42 691	43 241	43 590	43 803	44 158	44 519
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
HQP - Base, cyclable et retours d'énergie	600	600	600	650	900	900	1 000	1 000
TransCanada Energy ⁽¹⁾	-	-	570	570	570	570	570	570
Autres contrats de long terme	1 366	1 673	1 972	1 986	1 986	1 986	1 986	1 986
▪ Éolien ⁽²⁾	1 067	1 336	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484	1 484
▪ Biomasse et petite hydraulique	299	337	487	502	502	502	502	502
Gestion de la demande en puissance	1 350	1 200	1 200	1 225	1 275	1 300	1 300	1 300
▪ Électricité interruptible	1 290	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Électricité interruptible (option)	1 140	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Contrats d'interruptible avec Alouette	150	-	-	-	-	-	-	-
▪ Nouvelles 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 de court terme réalisées (AO 2014-01)	500	300	50	-	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme (AO 2015-01)	-	-	-	500	500	500	500	500
Puissance additionnelle requise	150	700	1 200	600	650	850	1 100	1 450

(Besoins arrondis au 50 MW près)

Note (1) : Contribution potentielle de la centrale de TCE en 2017-2018, conditionnelle à la mise en place d'un approvisionnement en gaz naturel par le Distributeur.

Note (2) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne (35% pour 2015-2016).

5 **Importance des contrats découlant de l'Appel d'offres**

6 **L'ensemble des 500 MW octroyés dans le cadre de l'Appel d'offres sont requis**
 7 **par le Distributeur afin de répondre à la croissance des besoins en puissance**
 8 **de sa clientèle.**

9 **Renoncer au 3^e contrat reviendrait à prendre le pari que le Distributeur**
 10 **pourrait recourir davantage aux marchés de court terme. Or, le Distributeur**
 11 **rappelle que ces marchés lui permettent de faire face aux déséquilibres de**
 12 **court terme de son bilan et que la contribution attendue de 1 100 MW**
 13 **correspond à un potentiel maximum théorique¹. Il ne s'agit pas d'une marge**
 14 **de manœuvre garantie sur laquelle le Distributeur ou la Régie devrait**
 15 **s'appuyer.**

¹ Voir l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023, section 4.3.1.

1 De plus, la non-approbation du 3^e contrat exposerait davantage le Distributeur
2 à d'autres incertitudes inhérentes à certains moyens d'approvisionnement :

3 • **Modification du contrat de TCE**

4 Le Distributeur rappelle que la modification au contrat de TCE
5 permettant l'utilisation de la centrale de Bécancour en période de
6 pointe hivernale est conditionnelle au respect de la limite du coût des
7 équipements de stockage et de vaporisation du GNL. En cas de
8 dépassement du coût prévu, les ententes avec GMi et celle avec TCE
9 deviennent caduques. Le cas échéant, cela aurait pour effet d'accroître
10 de 570 MW le déficit de puissance de l'hiver 2018-2019. Un retard
11 pourrait également survenir dans la construction des installations de
12 GMi ou dans les travaux que doit effectuer TCE à la centrale.

13 • **Objectifs en gestion de la demande en puissance**

14 Les objectifs du Distributeur en ce qui a trait aux nouvelles
15 interventions en gestion de la demande en puissance présentent
16 également des risques. Un retard dans le déploiement des
17 interventions ou l'atteinte d'un résultat moindre que prévu aurait un
18 impact sur le déficit de puissance.

19 • **Options d'électricité interruptible**

20 La participation aux options d'électricité interruptible est sujette, entre
21 autres, à l'évolution des besoins. Ainsi, par exemple, une croissance
22 économique plus forte que prévue pourrait amener certains participants
23 à réduire, voire annuler, leur contribution habituelle.

24 Par ailleurs, le rejet du 3^e contrat pourrait amener le fournisseur à engager
25 cette puissance à l'extérieur de la zone d'équilibrage du Québec et un nouvel
26 appel d'offres de long terme pour l'acquisition d'approvisionnements en
27 puissance devrait être lancé rapidement afin d'offrir aux intéressés les délais
28 requis pour y participer.

- 3. Références :**
- (i) Bilan en puissance, dossier R-3864-2013, Décision D-2014-205, p.24, tableau 5;
 - (ii) Bilan en puissance de l'état d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023, tableau 4-2, p. 18 et 19.

Préambule :

La Régie constate plusieurs changements entre le bilan en puissance déposé dans le cadre de l'état d'avancement du plan d'approvisionnement (référence (i)) et le bilan en puissance sur la base duquel la Régie a autorisé un appel d'offres de long terme de 500 MW (référence (ii)).

À la lumière du bilan en puissance de l'état d'avancement 2015 du plan d'approvisionnement 2014-2023 (référence (ii)) et des informations présentement au dossier, la Régie n'est pas convaincue que la prévision des besoins en puissance justifie l'acquisition de 500 MW de puissance, dès 2018-2019 pour une période de 20 ans.

Demandes :

3.1 Advenant le cas où la Régie décidait, compte tenu de la prévision des besoins en puissance, de ne pas approuver le 3^{ème} contrat de 200 MW, la Régie demande au Distributeur de présenter l'ensemble de ses représentations à ce sujet.

Réponse :

1 **Tel qu'il appert de la réponse à la question 2.2, le Distributeur est d'avis que**
2 **l'évolution de la prévision des besoins en puissance ne modifie en rien la**
3 **nécessité d'acquérir la totalité des 500 MW de puissance dès 2018-2019, mais**
4 **vient au contraire confirmer le caractère nécessaire, justifié et prudent d'une**
5 **telle acquisition.**

6 **Par sa décision D-2014-205, la Régie autorisait le Distributeur « à lancer un**
7 **appel d'offres de 500 MW sur une durée de 20 ans à partir de 2018-2019² ». Le**
8 **Distributeur a retenu trois soumissions conformes aux exigences de l'Appel**
9 **d'offres et ces dernières respectaient les caractéristiques approuvées par la**
10 **Régie dans cette même décision. Ces caractéristiques incluait la quantité**
11 **recherchée de 500 MW et la date de début des livraisons.**

12 **Au stade de l'approbation des contrats, la Régie applique le *Règlement sur les***
13 ***conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le***
14 ***distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie (le***
15 ***Règlement).***

16 **Le cadre d'analyse applicable au processus d'approbation et l'étendue de la**
17 **discrétion de la Régie sont délimités par le Règlement.**

² Paragraphe 271.

1 À partir du moment où les informations soumises par le Distributeur
2 satisfont aux exigences du Règlement d'application, la Régie peut
3 approuver les Contrats. À ce stade, il n'appartient pas à la Régie d'ajouter
4 ou d'enlever au Règlement d'application des conditions d'approbation
5 des Contrats. Ces conditions ont reçu l'approbation du gouvernement et il
6 en irait de même de toute modification de celles-ci.

7 La Régie doit donc déterminer, à la lumière de la preuve soumise, si les
8 Contrats satisfont aux exigences de la Loi et du Règlement d'application³.

9 (soulignement ajouté)

10 L'article 1 du Règlement énumère les critères devant être respectés. Aux fins
11 des présentes, les critères pertinents sont les suivants :

12 (...)

13 La demande doit être accompagnée des contrats et contenir les
14 informations suivantes :

15 1^o une description de la contribution de chaque contrat au plan
16 d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs
17 contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel
18 d'offres;

19 (...)

20 6^o la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées
21 dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

22 Ainsi, lorsque les critères du Règlement sont respectés, la Régie doit
23 approuver les contrats.

24 Or, en l'instance, le Distributeur soumet avoir satisfait aux critères du
25 Règlement par la preuve soumise, notamment en ce qui concerne la
26 description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement
27 et au dernier état d'avancement, et par la conformité de ces contrats aux
28 caractéristiques déterminées par la Régie.

29 Avec égards, le Distributeur soumet que la Régie ne peut refuser d'approuver
30 un contrat qui contribue à répondre aux besoins prévus au plan
31 d'approvisionnement et au dernier état d'avancement. L'évolution à la marge
32 de la prévision, telle qu'elle a été constatée par la Régie au dossier, ne
33 constitue pas, selon le Distributeur, une assise juridique valide pour refuser
34 d'approuver le contrat. En effet, par sa preuve, le Distributeur démontre que
35 les trois contrats octroyés dans le cadre de l'Appel d'offres contribuent

³ Décision D-2006-159, p. 5-6.

1 positivement tant au plan d’approvisionnement qu’à son dernier état
2 d’avancement.

3 De même, le refus d’approuver le contrat à la lumière de nouvelles hypothèses
4 quant à la date de début des livraisons équivaut à introduire un exercice de
5 détermination des caractéristiques au stade de l’approbation des contrats. Or,
6 une demande d’approbation des contrats, soumise en vertu de l’article 74.2,
7 alinéa 2 de la *Loi sur la Régie de l’énergie* (LRÉ), ne constitue pas le forum
8 approprié pour modifier les caractéristiques principales approuvées à
9 l’occasion d’un plan d’approvisionnement.

10 De plus, la Régie ne pourrait rendre l’approbation du 3^e contrat conditionnelle
11 à une modification importante de celui-ci, tel le report d’une année de la date
12 de début des livraisons. Cette date, fixée au 1^{er} décembre 2018, satisfait aux
13 exigences minimales et aux caractéristiques de l’Appel d’offres telles qu’elles
14 ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2014-205.

15 L’imposition d’une telle modification au 3^e contrat affecterait la rigueur
16 recherchée dans un processus d’appel d’offres auquel les soumissionnaires,
17 tant retenus que non retenus, se sont assujettis en toute confiance. Agir de la
18 sorte contreviendrait aux règles élémentaires des appels d’offres et
19 enfreindrait le principe de l’égalité des soumissionnaires. Qui plus est, la
20 modification de la date de début des livraisons du 3^e contrat ne peut se faire
21 sans conséquences quant à l’intégrité de l’Appel d’offres. En effet, chacun
22 des soumissionnaires pourrait prétexter que les prix soumis auraient été
23 différents, sachant que la Régie pouvait modifier *a posteriori* les modalités de
24 l’Appel d’offres ou les clauses des contrats à être entérinés.

25 Le Distributeur désire finalement souligner qu’au paragraphe 99 du Rapport
26 de constatations du 5 octobre 2015 de la Régie, cette dernière mentionne :

27 [99] La Régie constate que l’Appel d’offres a permis au Distributeur
28 d’obtenir le meilleur prix pour l’Achat, pendant 20 ans de 500 MW de
29 puissance garantie et d’énergie associée pour un minimum de 300 heures
30 qui seront requises du 1^{er} décembre d’une année au 31 mars de l’année
31 suivante, à compter du 1^{er} décembre 2018.

3.2 Advenant le cas où la Régie décidait qu’il serait justifier de reporter d’une année le début
des livraisons du 3^{ième} contrat de 200 MW, veuillez préciser s’il serait possible pour le
Distributeur de modifier le contrat en conséquence.

Réponse :

32 Voir la réponse à la question 3.1.