

R-3864-2014

HQD - Plan d'approvisionnement 2014-2023
Appel d'offres de long terme

Commentaires de l'AQCIE/CIFQ

Préparé par:

Pascal Cormier

17 Octobre 2014

Table des matières

	Page
1. Introduction	3
2. Mise en contexte de la proposition	3
3. Caractéristiques de l'appel d'offres	3
4. Grille de critères	8
5. Autres moyens potentiels pour répondre aux besoins de puissance du Distributeur	9
6. Conclusion	11

1. Introduction

La proposition du Distributeur consiste en la mise en place d'un appel d'offres de puissance de long terme pour l'acquisition de 1000 MW à partir de l'hiver 2018-2019 pour une période de 20 ans. Le produit demandé doit être disponible en tout temps et peut provenir de n'importe quel type de production électrique.

Comme il en sera question dans les sections ci-dessous, plusieurs des caractéristiques de l'appel d'offres proposées par le Distributeur ont pour effet de limiter la participation de plusieurs producteurs potentiels. Pour ces raisons, l'AQCIE/CIFQ recommande à la Régie de ne pas accepter la demande du Distributeur sans y apporter des modifications permettant à un plus grand nombre de fournisseurs d'y participer. Un niveau de compétition plus élevé aura pour conséquence de réduire le prix du produit recherché, et ce, à l'avantage de l'ensemble des consommateurs.

2. Mise en contexte de la proposition

Le Distributeur justifie la mise en place d'un processus d'appel d'offres pour des besoins de puissance de long terme à partir de l'hiver 2018-2019 par une mise à jour des besoins et du bilan en puissance au-delà de la contribution des marchés de court terme pour les dernières années du plan. Cette hausse de la prévision de la demande est principalement due à la hausse des prévisions des ventes au secteur industriel grandes entreprises de 350 MW sur l'horizon du plan et par une hausse de 130 MW due à la mise à jour des conditions climatiques normales à la pointe.

3. Caractéristiques de l'appel d'offres

La présente section présentera les différentes caractéristiques du produit demandé qui pourraient avoir une influence sur le niveau de participation des fournisseurs de puissance potentiels.

Volume de puissance requis et durée du contrat

L'appel d'offres répondra à des besoins d'approvisionnement d'un produit de puissance de 1000 MW pour une période de 20 ans débutant à l'hiver 2018-2019. Le produit devra être disponible en tout temps. Ceci implique que la puissance en provenance des fournisseurs appartiendra au Distributeur tous les mois de l'année, et ce, même si les besoins de pointe du Distributeur sont beaucoup plus importants en période hivernale. La durée de 20 ans permettra également au fournisseur d'avoir suffisamment de revenus pour couvrir les frais fixes et variables de nouvelles unités de production. En contrepartie, ce type de produit est beaucoup plus cher que la puissance provenant du marché UCAP où les unités de production participantes sont déjà construites.

L'échéancier de l'appel d'offres proposé

Le Distributeur propose l'échéancier suivant: le lancement de l'appel d'offres en février 2015, la réception des soumissions en mai 2015, l'approbation des contrats en décembre 2015 et une entrée en vigueur en décembre 2018. Cet échéancier implique que les fournisseurs auraient 36 mois pour être en mesure de livrer le produit de puissance.

Selon nous, ce délai est beaucoup trop court pour permettre la mise en place de nouvelles installations. En effet, le Distributeur ne semble pas avoir tenu compte de certains facteurs pouvant retarder la mise en place d'une nouvelle unité de production électrique.

À titre d'exemple, le délai de raccordement entre une centrale électrique et le réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) requiert une période pouvant atteindre 5 ans. En réponse à une question d'audience du procureur de l'AQCIE/CIFQ, le Distributeur dit n'avoir pas pris en considération le risque de délais de raccordement pouvant dépasser 3 ans. Il n'a fait aucune vérification à cet égard auprès du Transporteur et n'entend pas le faire.

De plus, il semble que le Distributeur n'a pas pris en considération un autre facteur qui pourrait influencer le temps requis pour mettre en place une nouvelle installation de production électrique fonctionnant au gaz naturel¹. En effet, le Distributeur ne semble pas avoir considéré le fait que les réseaux de transport par gazoduc desservant le Québec sont limités en termes de capacité ferme, ce qui pourrait avoir un impact sur les fournisseurs désirant faire une offre de puissance avec une centrale alimentée au gaz naturel. Un délai de 3 années semble être trop court pour permettre l'ajout de capacité de transport par gazoduc depuis les sources d'approvisionnement situées à l'ouest du Québec

Finalement, le délai de 3 ans est nettement insuffisant pour permettre la construction d'une nouvelle centrale hydraulique. À titre d'exemple, le complexe la Romaine a nécessité plus de 10 ans pour être complété. En effet les études d'impact au BAPE ont été entamées au milieu des années 2000 et la quatrième et dernière centrale du projet ne sera complétée qu'en 2020.

Compte tenu de ce qui précède, il semble que le délai de 3 ans proposé est nettement insuffisant pour permettre à des fournisseurs de mettre en place de nouvelles installations de production électrique pouvant concurrencer avec des fournisseurs ayant des unités de production déjà en voie de complétion, comme c'est le cas pour le Producteur avec les centrales 1, 2 et 3 du complexe la Romaine qui seront complétées en 2017.

¹ Pièce A-0062, Notes sténographiques de l'audience du 8 octobre 2014 (volume 9). Pages 118 et 119, Question 125.

Contraintes géographiques

Le Distributeur indique qu'en principe seules les installations de production électrique situées sur le réseau Québec peuvent participer à l'appel d'offres. Le Distributeur permettrait toutefois à un fournisseur situé à l'extérieur du réseau Québec de participer à l'appel d'offres si celui-ci n'utilise pas les interconnexions existantes. Cette option n'est toutefois pas réaliste puisque la construction d'une nouvelle ligne dédiée nécessitera plus de 3 ans pour être complétée. De plus, la construction d'une nouvelle ligne dédiée engendrerait des coûts importants qui nuiraient grandement à la compétitivité d'un fournisseur désirant opter pour cette solution.

En réponse à la Question 3.1 de la demande de renseignements numéro 4 de la Régie², le Distributeur mentionne qu'en ne permettant pas aux fournisseurs situés à l'extérieur du réseau Québec de participer à l'appel d'offres, il conserve entièrement la capacité d'importation des interconnexions existantes pour des besoins de puissance de court terme. Pourtant, en audience, le Distributeur a indiqué que deux des trois participants aux derniers appels d'offres de puissance de court terme (A/O 2014-01) provenaient du Québec. Selon le Distributeur, uniquement une petite portion des capacités d'importation sert à répondre aux besoins de puissance lors des appels d'offres de court terme³. Ainsi, en limitant la participation de l'appel d'offres de long terme au réseau Québec, le Distributeur cannibalise une portion importante des ressources de puissance pour ses besoins de court terme et il se prive des ressources situées à l'extérieur qui pourraient potentiellement être plus intéressées à offrir leur production sur une base de long terme.

En effet, compte tenu de la structure de marché du NYISO, où le marché de la puissance est de court terme, il pourrait être intéressant, pour des fournisseurs possédant déjà des unités de production, de sécuriser des revenus de puissance sur une période de 20 ans. Avec de telles conditions, plusieurs de ces producteurs pourraient ainsi être intéressés à participer à l'appel d'offres de long terme du Distributeur. Comme mentionné ci-dessus, les fournisseurs ayant des installations existantes peuvent potentiellement offrir de la puissance à des prix inférieurs à ceux offerts par des fournisseurs devant construire de nouvelles installations. En l'absence d'un niveau de compétition suffisamment élevé, les fournisseurs potentiels situés au Québec pourraient offrir leur puissance à un prix proche de celui qu'offrirait un fournisseur qui devrait construire une nouvelle centrale de pointe au gaz naturel. Cette situation ne serait clairement pas à l'avantage des clients du Distributeur. Selon nous, le coût de la puissance permettant à un fournisseur de rentabiliser la construction d'une centrale de pointe au gaz naturel serait de l'ordre de 15\$ / KWmois. Cette estimation est basée sur nos connaissances du marché de la puissance sur les réseaux

² Pièce B-0100, page 8.

³ Pièce A-0062, Notes sténographiques de l'audience du 8 octobre 2014 (volume 9). Pages 213 à 219.

voisins. Cette estimation est corroborée par une estimation des coûts faite par le «Energy Technology System Analysis Programme» (ETSAP) qui est une initiative de l'«International Energy Agency» (IEA). Nous avons fourni l'analyse du ETSAP en annexe.

Finalement, l'interconnexion avec le NYISO offre un accès au Distributeur à une zone du NYISO où la valeur de la puissance est moins élevée que dans le sud de l'État (voir tableau 1 ci-dessous).

Zone	Été 2012	Hiver 2012-2013	Été 2013	Hiver 2013-2014	Été 2014
NYC*	11,7	4,5	14,8	7,54	16,24
HQ	1,25	0,82	4,2	2,58	5,15

* New York City

Source: http://icap.nyiso.com/ucap/public/auc_view_strip_detail.do

Le Distributeur, à l'avantage de sa clientèle, aurait tout intérêt à laisser participer les producteurs situés dans l'État de New York et ainsi permettre à un plus grand nombre de fournisseurs de participer à l'appel d'offres de puissance. Dans l'éventualité où la Régie jugerait important de sécuriser des capacités d'interconnexion pour le marché de court terme, elle pourrait demander au Distributeur de scinder son appel d'offres de long terme en deux appels d'offres séparés de 500MW dont l'un pourrait permettre l'utilisation des interconnexions existantes et ainsi avoir accès à un plus grand nombre de fournisseurs potentiels.

Contrainte de programmation

En réponse à la question 10.1 de la demande de renseignement numéro 4⁴, le Distributeur avise que le produit visé par l'appel d'offres de long terme devra être plus flexible que les produits de l'UCAP ou même que l'énergie interruptible. En effet, au tableau R-10.1, il est indiqué que les fournisseurs du produit recherché, devront être capables de répondre à une demande de révision de la quantité appelée dans un très court délai. En audience, suite à une question de la procureure d'EBM, le Distributeur a clarifié cette caractéristique en mentionnant que les fournisseurs devront être en mesure de réviser la quantité appelée une heure avant la livraison⁵. Cette caractéristique fait en sorte que le produit demandé se rapproche d'un produit de réserve pour répondre à des besoins en temps réel. Le Distributeur n'a aucunement démontré en preuve qu'il avait besoin d'un produit lui permettant de répondre à une fluctuation de sa demande

⁴ Pièce B-0100, page 15.

⁵ Pièce A-0062, Notes sténographiques de l'audience du 8 octobre 2014 (volume 9). Pages 64 et 65.

de 1000MW d'une heure à l'autre. Cette caractéristique fait en sorte que le produit demandé comporte des contraintes beaucoup plus importantes que les produits de puissance couramment échangés sur les marchés de court terme (ex.: UCAP). Cette contrainte additionnelle fera augmenter le prix du produit demandé.

De plus, cette restriction limitera le nombre de fournisseurs potentiels pour l'appel d'offres. À titre d'exemple, la demande de volume ferme ou « nomination » de gaz naturel pour une centrale de type «Peaker» ne se fait pas en temps réel comme c'est le cas pour l'électricité. Il sera difficile, voire impossible, pour un fournisseur ayant une centrale au gaz de répondre à une fluctuation de 100% de sa production à une heure d'avis à toutes les heures de la journée. Même une centrale hydraulique ne peut offrir une fluctuation de 100% de sa production dans un délai d'une heure.

De plus, cette restriction technique rend impossible la participation d'un fournisseur situé sur un réseau voisin compte tenu des contraintes de programmation de plus d'une heure sur plusieurs interconnexions avec le Québec.

Finalement, cette restriction, pour une quantité de 1000 MW, pourrait uniquement être offerte par le Producteur en se servant de l'ensemble de son parc de production.

L'AQCIÉ/CIFQ est d'avis que cette caractéristique de programmation est excessive et a pour effet de limiter la participation de plusieurs fournisseurs potentiels.

Nombre de fournisseurs pour répondre aux besoins de puissance de long terme

Dans sa preuve⁶, le Distributeur mentionne que le produit recherché pourrait être divisé en deux ou trois blocs localisés sur des sites différents de façon à diversifier les sources d'approvisionnement. Toutefois, en preuve, le Distributeur s'est montré ouvert à ce que plusieurs fournisseurs puissent être sélectionnés pour offrir le service.

Afin de favoriser l'octroi de plusieurs contrats de puissance de long terme, le Distributeur devra s'assurer que les caractéristiques du produit demandé puissent permettre la participation de plus que deux ou trois fournisseurs.

⁶ Pièce B-0095, page 5.

4. Grille de critères

Le Distributeur mentionne qu'il entend évaluer les offres pour le produit de puissance de long terme selon la grille de critères approuvée par la Régie dans les décisions D-2002-17 et D-2004-212⁷. L'AQCIE/CIFQ souhaite commenter certains critères de sélection proposés par le Distributeur.

Prix de l'électricité

L'AQCIE/CIFQ veut s'assurer que le produit de puissance de long terme puisse être offert par le plus grand nombre possible de fournisseurs et que le processus d'appel d'offres permette une flexibilité quant aux différents produits qui pourraient être offerts. Le Distributeur devrait permettre une certaine latitude quant aux mécanismes de rémunération pour les composantes de puissance et d'énergie.

À titre d'exemple, un fournisseur situé au Québec qui possède également une charge au Québec, pourrait offrir de la puissance en pointe comme tout autre fournisseur et demander que la compensation pour la composante énergie lui soit offerte par un mécanisme de type «banking» (remise en nature). C'est-à-dire, au lieu d'offrir l'énergie à un prix représentant la valeur marginale de l'énergie au moment de la pointe, ce fournisseur pourrait demander au Distributeur de lui remettre l'énergie fournie lors de l'appel de puissance à d'autres moments dans l'année. Cet arrangement permettrait au Distributeur de compenser ce fournisseur pour la composante énergie à un prix bien inférieur au prix marginal de l'énergie lors de pointe hivernale. Ainsi, en remettant l'énergie au fournisseur pour alimenter sa charge à un autre moment de son choix⁸, le Distributeur se trouve à payer l'énergie livrée en pointe au coût de l'énergie marginale du Distributeur au moment de la remise.

L'AQCIE/CIFQ veut s'assurer que les critères monétaires de la grille de sélection de l'appel d'offres permettent aux différents fournisseurs une certaine latitude afin que différents types d'arrangements monétaires puissent être proposés pour rencontrer les besoins de puissance de long terme, et ce, afin de favoriser la participation de différents types de fournisseur.

Émission de gaz à effet de serre

Le Distributeur veut accorder 5 points, dans sa grille de critères, au facteur «Émissions de gaz à effet de serre». Pourtant, depuis la mise en place de cette grille de critères, le gouvernement du Québec a mis en place un marché du

⁷ Pièce B-0095, page 9.

⁸ Le moment de la remise d'énergie devra être négocié avec le fournisseur afin de respecter les contraintes d'opération des parties à l'entente.

carbone⁹ qui aura pour effet d'imposer des charges monétaires aux émetteurs de CO2 incluant les consommateurs de gaz naturel.

Compte tenu de l'instauration de ce marché du carbone, il y aurait lieu de modifier la grille de critères et de retirer ce critère de sélection afin de ne pas imposer une deuxième pénalité aux fournisseurs désirant offrir de la puissance provenant de centrales thermiques.

Flexibilité

En audience, le Distributeur a indiqué¹⁰ que le critère Flexibilité pourrait favoriser un fournisseur qui serait en mesure d'offrir de la puissance avant l'hiver 2018-2019. Ce critère de sélection aurait donc pour effet de favoriser les producteurs qui ont déjà des capacités de production au détriment des compétiteurs qui devraient mettre en place de nouvelles installations.

La Régie devrait s'assurer que le critère de sélection «Flexibilité» ne puisse pas être utilisé pour favoriser indûment les fournisseurs qui auront des capacités de production disponibles avant le début de la livraison du produit recherché.

Il est essentiel que la grille de critères soit conçue pour favoriser la participation du plus grand nombre à l'appel d'offres. La Régie doit s'assurer que les critères de sélection ne soient pas utilisés pour favoriser certains fournisseurs au détriment d'autres, au détriment, finalement, de la clientèle.

5. Autres moyens potentiels pour répondre aux besoins de puissance du Distributeur

Centrale de TransCanada Energy (TCE)

Le Distributeur a indiqué, lors de l'audience du 8 octobre, qu'il est présentement en négociation avec TCE pour convenir d'une entente accessoire afin de convertir la centrale de TCE en une centrale pouvant offrir jusqu'à 500 MW de produits de puissance de fine pointe pour un nombre d'heures inférieur à 3% des heures de l'année. Ce nouveau produit serait à la marge du produit de l'appel d'offres de long terme discuté au présent dossier.

⁹ <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changements/carbone/Systeme-plafonnement-droits-GES.htm>.

¹⁰ Pièce A-0062, notes sténographiques de l'audience du 8 octobre 2014 (volume 9). Pages 230 et 231.

La centrale TCE a été conçue pour répondre à des besoins de base pour une offre constante de 507 MW ainsi qu'une possibilité d'offrir de la puissance additionnelle de 40 MW en période de pointe pour une contribution totale de 547 MW au bilan en puissance du Distributeur. La conversion de la centrale en une centrale de pointe engendrera certainement des coûts supplémentaires qui, selon nous, sont difficilement justifiables.

Afin d'optimiser le portefeuille d'approvisionnement, l'AQCIE/CIFQ est d'avis que le Distributeur devrait faire l'analyse économique de l'option qui consiste à faire fonctionner la centrale dans sa configuration actuelle pendant les mois d'hiver où la pointe est plus importante, par exemple durant les mois de janvier et février. L'analyse devrait évaluer l'impact que cela aurait sur les coûts associés aux besoins globaux de puissance et l'impact que cela aurait sur les surplus énergétiques pour les mois de janvier et février, période de l'année où les surplus énergétiques sont moindres que pour les autres mois de l'année. L'analyse économique pourrait alors démontrer que l'utilisation de la puissance de TCE pourrait être une stratégie optimale malgré le fait que cela pourrait engendrer des surplus d'énergie.

Nouvel appel d'offres pour des livraisons d'énergie en base

Le Distributeur a indiqué en audience qu'il compte procéder à un nouvel appel d'offres pour la livraison d'énergie en base à partir de 2022. Contrairement aux autres produits de puissance à la disposition du Distributeur où les apports en énergie sont limités aux heures de fine pointe hivernale, ce nouvel approvisionnement impliquerait des livraisons d'énergie sur une base continue. Ce type de produit pourrait très bien être offert par la centrale TCE qui, comme mentionnée dans la section précédente, est une centrale de base.

L'AQCIE/CIFQ demande à la Régie d'évaluer avec précaution la possibilité de convertir la centrale de TCE en centrale de pointe, compte tenu du fait que les livraisons de base de la centrale pourraient être très utiles pour optimiser les coûts globaux du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur et aussi répondre aux besoins en énergie du Distributeur à partir de 2022.

Utilisation du marché de court terme

Le Distributeur indique en preuve que les besoins en puissance résiduels pourront être comblés sur les marchés de court terme. Nous sommes d'avis que le Distributeur a tout intérêt à maximiser l'utilisation des marchés de court terme qui offrent des produits flexibles. Nous rappelons que le Québec est dans une situation enviable pour accéder aux marchés de puissance situés sur les réseaux voisins. Le Québec possède, en effet, plus de 6000 MW de capacité d'importation.

Le Distributeur devrait être proactif dans le développement des marchés de puissance sur l'ensemble des réseaux voisins. À titre d'exemple, le «Independent Electricity System Operator» (IESO) a mis en place un groupe de travail¹¹, ouvert à tous, qui a pour mandat le développement d'un marché de la puissance en Ontario. Le marché de puissance présentement discuté dans ce groupe de travail permettrait l'achat de puissance à l'extérieur de l'Ontario pour répondre à ses besoins internes. Cette ouverture aux échanges de puissance aux interconnexions indique qu'il y a une possibilité que les règles actuelles du IESO changent et permettent ainsi à des producteurs situés en Ontario de vendre de la puissance au Québec. Il est important de se rappeler que la pointe du réseau ontarien se situe en été contrairement à celle du Québec qui se situe en hiver. Avec un lien HVD de 1250 MW, ce développement pourrait engendrer une hausse de l'offre de puissance sur le marché de court terme pour répondre aux besoins de puissance du Québec en hiver.

6. Conclusion

L'AQCIE/CIFQ reconnaît que le Distributeur fait face à des besoins importants de puissance et que des produits de puissance devront être acquis pour répondre à la demande. Nous sommes d'accord avec la mise en place d'un processus d'appel d'offres de long terme; toutefois, nous désirons nous assurer que ce processus permette au Distributeur d'avoir accès à l'approvisionnement requis au meilleur coût possible.

C'est pourquoi, après avoir revu l'ensemble de la preuve, nous arrivons à la conclusion que les caractéristiques du produit recherché par le Distributeur ne sont pas optimales pour favoriser la participation du plus grand nombre de fournisseurs potentiels. En effet, plusieurs des caractéristiques recherchées par le Distributeur auront pour effet de limiter le nombre de participants à l'appel d'offres.

Pour ces raisons, nous recommandons à la Régie de ne pas accepter les caractéristiques de l'appel d'offres telles que proposées par le Distributeur. Vous trouverez ci-dessous nos recommandations quant aux modifications qui devraient être apportées aux caractéristiques de l'appel d'offres afin de favoriser une plus grande participation de fournisseurs potentiels:

- Augmenter de 3 à 5 ans le délai entre l'approbation des contrats et leur entrée en vigueur afin de permettre la construction de nouvelles installations de production.
- Favoriser la participation des producteurs situés à l'extérieur de la province en permettant l'utilisation des interconnexions existantes.

¹¹ <http://www.ieso.ca/Pages/Participate/Stakeholder-Engagement/Capacity-Auction.aspx>

- Éliminer la contrainte de programmation à une heure d'avis, car cette contrainte n'est pas justifiée et réduit la participation de plusieurs fournisseurs potentiels.
- S'assurer que les critères monétaires de la grille de sélection de l'appel d'offres permettent aux différents fournisseurs une certaine latitude afin que différents types d'arrangements monétaires puisse être proposés.
- Modifier la grille de critères afin de tenir compte de la mise en place du marché du carbone et s'assurer que le critère de flexibilité ne favorise pas indûment certains producteurs.

De plus, nous doutons de l'opportunité de convertir la centrale TCE en centrale de pointe compte tenu du fait que le Distributeur aura besoin de livraisons d'énergie en base dans les prochaines années.