

CANADA  
PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3925-2015

HYDRO-QUÉBEC  
Dans ses activités de distribution

Régie de l'énergie
DOSSIER R-3925-2015
DÉPOSÉE EN AUDIENCE PAR L'ACEFQ
Date: 31 AOÛT 2015
Pièces n° NON COTÉE

Demanderesse

et

ACEF de Québec

Intéressée

---

DEMANDE RELATIVE À L' UTILISATION DE LA CENTRALE DE TRANSCANADA  
ENERGY LTD (« TCE ») DE BÉCANCOUR EN PÉRIODE DE POINTE

---

ARGUMENTATION

---

1- Objet de la demande : approuver le protocole d'entente intervenu le 30 avril 2015 entre le Distributeur et TCE visant l'utilisation de la centrale de Bécancour en période de pointe et l'entente finale à intervenir avec TCE. Le Protocole d'entente est d'une durée de 20 ans à compter du 1er juin 2016 et a pour but d'équilibrer le bilan des besoins en puissance en hiver.

Le Distributeur demande aussi à la Régie de donner suite à une disposition du Protocole d'entente en le dispensant de faire approuver annuellement la suspension temporaire de la centrale de TCE (livraison en base).

2- Deux enjeux soulevés dans notre demande d'intervention, soit la correspondance entre les besoins en puissance du Distributeur et les caractéristiques de l'Entente, ainsi que ses coûts et ses risques. Nous formulons également une recommandation à la Régie à l'égard de la demande de dispense du Distributeur mentionnée précédemment.

**Les besoins en puissance (page 3 et ss de la preuve ACEFQ)**

3- L'Entente propose l'acquisition par le Distributeur auprès de TCE d'une puissance de 570 MW pour satisfaire les besoins du Distributeur en périodes de pointe en hiver sur une période de 20 ans. Ce qui représente une centaine d'heures par année durant les grands froids en période de pointe.

4- Une mise à jour du bilan de puissance du Distributeur démontre qu'à l'horizon du Plan d'approvisionnement 2014-2023, soit l'hiver 2022-2023, il y a une baisse totale des besoins et de la réserve requise qui s'élève à **563 MW**, ce qui se compare à la capacité de la centrale de TCE (570 MW), preuve de l'ACEFQ page 4.

5- Tel que le montre le bilan mis à jour par le Distributeur (tableau 2 de notre preuve, page 5), la puissance additionnelle requise – sans compter la contribution potentielle de la centrale de TCE- est inférieure ou égale à **1 500 MW** jusqu'en **2020-2021**. Elle est évaluée par le Distributeur à **2 150 MW** en 2022-2023.

6- Selon nous, les quantités de *puissance additionnelle requise* pourraient être satisfaites par une combinaison de moyens d'approvisionnement avec ou sans la centrale TCE. L'important est de trouver une combinaison qui minimise les risques et les coûts du Distributeur.

---

## **Coûts de l'Entente et coûts de certaines autres options d'approvisionnement pour satisfaire les besoins de puissance en période hivernale du Distributeur.**

### **Marchés de court terme**

7- Les marchés de court terme représentent un moyen envisageable pour satisfaire les besoins de puissance en hiver du Distributeur. On parle d'un potentiel de 1500 MW pour les marchés de courts termes, pages 6 et 7 de notre preuve.

8- Selon l'analyse faite par l'ACEFQ, en comptant sur les 1 500 MW de marché de court terme, le Distributeur n'aurait pas besoin de puissance additionnelle jusqu'en 2020-2021; un besoin de l'ordre de 650 MW n'apparaît qu'en 2022-2023. [Nos calculs ne tiennent pas compte de la contribution potentielle de la nouvelle entente d'échange avec l'Ontario], notre preuve page 8.

9- Par conséquent, les achats de puissance sur les marchés de court terme et la centrale de TCE sont donc deux options à considérer pour satisfaire les besoins de puissance additionnelle du Distributeur;

### **Prix d'achat de puissance sur les marchés de court terme**

10- À la page 9 de notre preuve on peut constater que l'achat de puissance sur les marchés de court terme est une piste intéressante. Par exemple en hiver 2015 le Distributeur a pu acheter sur les marchés une quantité relativement importante de puissance pour satisfaire ses besoins de court terme (750 MW). De plus, les prix mensuels sont relativement faibles, notre preuve page 9;

11- Autre avantage à considérer : les achats de court terme se font au moment où les besoins sont plus ou moins sûrs, évitant ainsi au Distributeur d'avoir à payer des primes fixes pour les besoins de long terme qui ne se concrétisent pas;

12- Finalement, on peut conclure que les achats de court terme représentent donc un moyen flexible pour satisfaire les besoins de puissance du Distributeur, réduisant ses risques d'acheter des quantités trop élevées;

## **Les engagements de long terme et la décision D-2014-205**

13- Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023, le Distributeur cherchait à se procurer par appels d'offres 1 000 MW de puissance en hiver pour une durée de 20 ans (long terme) à partir de 2018-2019. Plusieurs intervenants étaient en désaccord avec le Distributeur pour diverses raisons, entre autres, un potentiel plus élevé des marchés de court terme ou de gestion de la demande et le contexte d'incertitude économique et énergétique;

14- La Régie émet, en décembre 2014, l'opinion que le Distributeur devrait faire preuve de prudence avant d'engager une ressource à la hauteur de 1 000 MW en puissance pour une durée de 20 ans. Elle considère, dans sa décision D-2014-205, qu'un appel d'offres en puissance de 1 000 MW n'est pas justifié et qu'une quantité de 500 MW est suffisante;

15- Au niveau des approvisionnements, le Distributeur s'engage déjà pour 20 ans auprès du Producteur pour l'achat de 500 MW de puissance en hiver, par le biais de l'appel d'offres A/O 2015-01;

16- Si le Distributeur obtient l'approbation de la Régie pour l'entente avec TCE de 570 MW de puissance, son engagement pour le long terme (20 ans) totalisera alors 1 070 MW (500 + 570). Dans ce cas, il y aura dépassement du seuil de 500 MW d'engagement de long terme mentionné dans la décision D-2014-205;

17- Malgré ce dépassement, il serait intéressant de vérifier si le coût de l'entente vaut la peine. En effet, le Distributeur soumet un projet d'acquisition de puissance au coût fixe équivalant à la moitié de celui qu'il vient tout juste d'acquérir du Producteur. Plus précisément, 106 \$/kW/an pour l'appel d'offre A/O 2015-01 et 51,5 \$/kW/an pour les coûts fixes de l'entente avec TCE, notre preuve pages 11 et 12;

### **Justification économique de l'Entente**

18- Notons dans un premier temps qu'il est difficile d'évaluer l'estimation du Distributeur concernant les coûts fixes de l'entente puisque cette estimation repose sur des données confidentielles;

19- À la page 13 de notre preuve, nous portons à l'attention de la Régie certains aléas de la demande et climatiques qui pourraient influencer sur le long terme l'évaluation de la pertinence de la justification économique : baisse potentielle de la demande en puissance, respect de l'orientation de la Régie sur les engagements à long terme pour la puissance de pointe, avantage de l'achat de court terme par rapport à l'entente, ....;

### **Comparaison avec les coûts évités**

20- Le Distributeur évalue le coût évité de long terme en puissance à 45 \$/kW-hiver, comparativement au coût fixe de 51 \$/kW-an associé aux ententes avec TCE et Gaz Métro, notre preuve page 13;

21- Selon l'évaluation que nous avons effectuée, c'est la façon correcte de comparer les coûts et il n'y a pas d'erreur dans la méthodologie d'établissement des coûts évités adoptée par le Distributeur, voir discussion page 13 et 14;

**L'objectif d'un fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année.**

22- le Distributeur énonce que les ententes avec TCE et Gaz Métro ont pour objectif de permettre le fonctionnement de la Centrale durant l'équivalent d'une centaine d'heures par année pendant les périodes de grand froid au cours desquelles la capacité des moyens actuels dont dispose le Distributeur est insuffisante, notre preuve page 15. Notons que la quantité de 100 heures représente 1,1% des 8 760 heures d'une année;

23- Cette quantité de 100 heures par année est un élément déterminant pour évaluer la pertinence de l'entente selon nous. Nous invitons la Régie à soupeser les paramètres soulignés aux pages 16 et suivantes de notre preuve;

### **Possibilité de non-utilisation de la centrale de TCE**

24- L'Entente vise à satisfaire une partie des besoins en puissance du Distributeur. Or, ce besoin dépend grandement des conditions climatiques et des activités socio-économiques de la clientèle du Distributeur;

25- À titre d'exemple, nous portons à l'attention de la Régie le tableau 2-4 sur les aléas sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver, on parle d'une fluctuation de plus ou moins 1840 MW à l'horizon de 2016-2017, notre preuve page 18;

26- Il serait donc possible que la puissance de TCE soit utilisée très peu ou ne soit pas utilisée pendant certaines années;

### **Moyens pour mitiger les risques du Distributeur**

27- Nous portons à l'attention de la Régie nos recherches de solutions sur les moyens de mitiger les risques associés lors des situations de peu d'utilisation ou de non-utilisation de la centrale de TCE en hiver : partage de la capacité de la centrale avec le Producteur ou autres utilisateurs, utilisation de la centrale par d'autres utilisateurs, etc , page 19 de notre preuve;

### **RECOMMANDATION**

28- Plus particulièrement, nous recommandons que : dans le cas où la Régie approuve l'Entente, nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur lui présente dans le plus bref délai possible un plan indiquant comment il mitige les risques financiers associés à l'Entente et la rentabilise au profit de sa clientèle;

### **Frais fixes annuels à payer à TCE et à Gaz Métro**

29- Selon les calculs de l'ACEFQ, les frais fixes annuels augmenteront de 2% par années et selon nous, la répartition de ces frais fixes dans le temps de l'entente met plus de poids économique pour les premières années. Cette caractéristique pourrait être utile à la Régie dans sa réflexion sur l'échéance de l'entente et invitons la Régie à analyser nos calculs aux

pages 20 et suivantes de notre preuve;

### **Avantages et inconvénients de diverses options d'approvisionnement de puissance**

30- Pour satisfaire les besoins de puissance additionnelle du Distributeur, l'électricité interruptible et les achats de puissance de court terme sont deux options les plus aptes de « concurrencer » l'Entente avec TCE;

31- Pour l'Entente, l'offre est de 570 MW pour 20 ans alors que pour l'électricité interruptible, l'ampleur de la puissance additionnelle à celle des contrats existants est incertaine, car elle dépend de différentes conditions des appels d'offres. De plus, la durée des contrats d'électricité interruptible est généralement plus courte que 20 ans, notre preuve page 23;

32- L'achat de puissance de court terme est à un coût nettement inférieur à celui de l'Entente. La flexibilité des achats de court terme permet au Distributeur de programmer des quantités selon l'évolution de ses besoins. Cependant, sa disponibilité n'est pas garantie et son prix peut fluctuer significativement;

33- De son côté l'Entente avec TCE offre plusieurs avantages :

- Disponibilité pour 20 ans;
- Primes fixes prévisibles;
- Quantité de puissance à livrer pouvant être inférieure à la capacité maximale de la Centrale;
- Délai de livraison relativement court (12 heures);
- Possibilité pour la centrale de TCE de fonctionner plus de 300 heures par année et de redevenir une centrale de production d'électricité en base;
- Localisation au cœur de la charge du réseau d'Hydro-Québec.

34- L'Entente a cependant un inconvénient notable : la possibilité que la Centrale ne soit pas utilisée pendant les hivers « chauds » et la centrale est inutilisée à 99% du temps, notre preuve page 23;

### **Dépenses de 1,2 M\$ de Gaz Métro**

35- Dans sa preuve, le Distributeur mentionne que si les ententes n'étaient pas conclues, il n'encourra aucuns frais à l'égard de TCE alors qu'une compensation monétaire, pouvant atteindre 1,2 M\$ en décembre 2015, devra être versée à Gaz Métro pour couvrir les frais encourus et souhaite que le montant de 1,2 M\$ soit inclus dans ses coûts d'approvisionnement qui seraient refilés à sa clientèle;

36- Selon nous, l'inclusion ou l'exclusion de ce genre de dépenses devrait être examinée dans le cadre de l'examen des budgets du Distributeur ou d'un dossier spécial traitant des coûts échoués;

### **Recommandation**

Dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, nous recommandons qu'elle précise que son refus ne signifie pas que le montant de 1,2 M\$ de dépenses de Gaz Métro mentionné ci-haut sera admis automatiquement comme coûts d'approvisionnement à

supporter par la clientèle du Distributeur.

### **Demande de dispense**

37- le Distributeur invoque l'article 12 de l'Entente avec TCE et l'ampleur de ses surplus énergétique pour demander à la Régie de le dispenser de faire approuver annuellement la suspension temporaire de la centrale de TCE, voir notre preuve page 25 et ss;

38- Cependant, selon cet article, le Distributeur doit donner un avis de 3 ans s'il veut mettre fin à la période de suspension ce qui demande un suivi régulier des besoins énergétiques et des moyens d'approvisionnement;

39- Par conséquent, il est nécessaire que le Distributeur continue de faire un suivi fréquent de ses besoins énergétique d'autant plus que des changements non prévus tel que l'arrivée d'une grande industrie viennent changer les perspectives;

### Recommandation

Considérant l'importance de faire un suivi régulier de la situation énergétique du Distributeur et de sa capacité de fournir de l'énergie à sa clientèle conformément aux critères de sécurité et de fiabilité fixés par la Régie, nous recommandons que la Régie rejette la demande de dispense du Distributeur.

### Conclusions et recommandations

Le bilan de puissance mis à jour par le Distributeur démontre que ses besoins en puissance additionnels atteindraient 1 500 MW seulement en 2020-2021. Si l'on maintenait le niveau *potentiel* des achats de puissance de 1 500 MW sur les marchés de court terme retenu par la Régie dans sa décision 2014-205 et confirmé par le Distributeur dans le présent dossier, la satisfaction des besoins en puissance du Distributeur pourrait se réaliser sans la contribution de la centrale de TCE jusqu'en 2020-2021.

L'appréciation de l'utilité et des avantages et inconvénients de l'Entente devrait donc se faire dans une perspective de très long terme, à l'horizon de 2036.

L'Entente permettrait au Distributeur d'avoir accès à une quantité de puissance relativement importante (570 MW) sur une période de 20 ans. Ceci constituerait un avantage de l'Entente qui vise à « sécuriser » l'approvisionnement en puissance du Distributeur sur un horizon de long terme.

En échange, le Distributeur devrait s'engager à payer à TCE et à Gaz Métro des frais fixes annuels relativement importants (environ 33,3 M\$ par année à partir de l'hiver 2018-2019 indexé à 2%). Ces frais fixes devraient être payés même si la Centrale ne donne aucun service au Distributeur à une année donnée.

L'Entente est conçue pour un fonctionnement de la Centrale pour une centaine d'heures par année, soit seulement 1,1% du temps. Pour des hivers « chauds », la Centrale serait inutile

au Distributeur. La conception des caractéristiques techniques et économiques de l'Entente serait donc non-optimale.

Dans le cas où la Régie approuve l'Entente, nous recommandons qu'elle exige que le Distributeur lui présente dans le plus bref délai possible un plan indiquant comment il mitige les risques financiers associés à l'Entente et la rentabilise au profit de sa clientèle.

Les achats de puissance sur les marchés de court terme constitueraient une alternative intéressante à l'Entente.

Ces deux options ont des avantages et inconvénients différents qui méritent d'être comparés de façon approfondie pour aider la Régie dans sa réflexion.

Outre la dimension des coûts de différentes options, la Régie pourrait prendre en considération le fait que l'Entente permettrait au Distributeur de diversifier davantage son portefeuille des moyens de satisfaire ses besoins en puissance.

Dans le cas où la Régie n'approuve pas l'entente avec TCE, nous recommandons qu'elle précise que son refus ne signifie pas que le montant de 1,2 M\$ de dépenses de Gaz Métro sera admis automatiquement comme coûts d'approvisionnement à supporter par la clientèle du Distributeur.

Nous recommandons également que la Régie rejette la demande de dispense du Distributeur à l'égard de son obligation de faire approuver annuellement la suspension de la centrale de TCE<sup>1</sup> pour des raisons exposées dans ce mémoire.

---

<sup>1</sup> pièce B-0002 (par. 18).