

**Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification
de gaz naturel à Bécancour afin d'alimenter la centrale de
TransCanada et produire de l'électricité de source thermique
pour Hydro-Québec**

Mémoire du

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉE)

Présenté au Bureau d'audiences publiques sur l'environnement

Le 8 juillet 2016

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	3
1.0 QUI SOMMES-NOUS?	4
2.0 INTRODUCTION	6
3.0 LE RECOURS À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR EN PÉRIODES DE POINTES	7
3.1 Les besoins en puissance	7
3.2 Le bilan en puissance	8
3.2.1 L'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario	8
3.2.2. Les appels au public	11
3.2 La gestion de la demande en puissance	13
3.2.1 Le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance	13
3.2.2 La croissance de la demande en puissance	13
3.2.3 Le stockage d'électricité	15
4.0 LE RECOURS AU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ POUR ALIMENTER LA CENTRALE DE BÉCANCOUR.	18
5.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS	23
ANNEXE A – Membres du ROÉÉ	25
ANNEXE B - Décret 1000-2014	26
ANNEXE C - Conclusion d'ententes lors de la réunion conjointe Québec-Ontario des Conseils des ministres	27

SOMMAIRE

Le Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEE) représente les intérêts de plusieurs groupes environnementaux auprès de la Régie de l'énergie et participe aux consultations gouvernementales en matière d'énergie.

Ce mémoire comporte deux volets. Dans un premier temps, le ROEE présente ses arguments à l'effet que le recours à la centrale thermique de Bécancour en périodes de pointe n'est pas justifié puisque le bilan en puissance d'Hydro-Québec omet de prendre en compte un bloc de puissance de 500 MW de l'Ontario qui résulte d'une entente interprovinciale, et parce qu'il ne tient pas compte de la contribution volontaire des Québécois lors d'appels au public en périodes de grand froid.

Le ROEE présente dans ce même volet des alternatives à l'ajout de capacité pour gérer la demande en puissance et la croissance de cette demande au cours des prochaines années. L'exploitation du potentiel de gestion de la demande en puissance et la promotion de la biénergie avec appoint au gaz naturel dans la nouvelle construction résidentielle pourraient ainsi représenter des alternatives avantageuses à l'achat d'énergie polluante lors des périodes de pointe. Le stockage d'électricité représente aussi une solution novatrice et intelligente pour gérer la demande en puissance avec nos propres surplus d'électricité.

En deuxième lieu, dans la mesure où le recours à la centrale était tout de même autorisé, le ROEE présente pourquoi il serait préférable qu'Hydro-Québec alimente tel que prévu la centrale avec du gaz à l'état gazeux acquis sur le marché secondaire, afin d'éviter aux clients d'Hydro-Québec des investissements en liquéfaction et regazéification qui lieraient les québécois pendant 18 ans.

1.0 QUI SOMMES-NOUS?

Le Regroupement des organismes environnementaux en énergie a été fondé en 1997. Depuis ses débuts en 1997, le ROÉÉ a participé activement aux consultations, réunions et audiences de la Régie de l'énergie.

Le ROÉÉ est composé de six (6) groupes environnementaux dont la contribution aux dossiers énergétiques au Québec est notoire. Il s'agit de l'Association madelinienne pour la sécurité énergétique et environnementale, d'Écohabitation, de la Fédération québécoise du canot et du kayak, de la Fondation Rivières, de Nature Québec et du Regroupement pour la surveillance du nucléaire. La description de chacun de ces groupes membres est donnée à l'Annexe A du présent document.

Le ROÉÉ a pour objectif d'intervenir en priorité auprès de la Régie de l'énergie du Québec, ainsi qu'au besoin auprès d'autres instances afin de défendre de manière efficace le point de vue des groupes et organismes à vocation environnementale dans le domaine énergétique.

Les interventions du ROÉÉ reposent sur les principes et objectifs suivants :

- La protection de l'environnement et du patrimoine naturel ainsi que l'entretien responsable des ressources naturelles du Québec;
- L'équité sociale aux niveaux intra et intergénérationnels;
- La fourniture de services énergétiques au moindre coût tout en limitant les impacts tant au niveau environnemental que social;
- La primauté de la conservation et de l'efficacité énergétique sur toute autre forme de production d'énergie afin notamment d'opérer une diminution de l'utilisation de combustible fossile;
- La réduction de la consommation d'énergie ainsi que des émissions de gaz à effet de serre à travers des choix de consommation plus judicieux;
- La mise en place au Québec de politiques, de lois et de mesures de régulation qui favorisent des choix d'investissements et de consommation durables permettant la transition énergétique du Québec;
- La primauté des nouvelles formes d'énergie renouvelables sur les énergies conventionnelles;
- L'application de mécanismes transparents et démocratiques à l'intérieur des processus de prise de décision;
- La maximisation de l'éducation et de la participation du public quant aux questions énergétiques et leurs impacts à travers des projets concrets disponibles à l'ensemble de la population du Québec.

Le ROÉÉ s'est opposé au projet d'Hydro-Québec de recourir à la centrale de Bécancour en périodes de pointe dans le dossier R-3925-2015¹ à la Régie de l'énergie en soumettant que :

- le recours à la centrale de Bécancour en périodes de pointe est injustifié puisque le bilan en puissance d'Hydro-Québec omet de prendre en considération l'entente d'échange de 500 MW de puissance avec l'Ontario;
- selon l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, tout nouvel approvisionnement nécessite le lancement d'un appel d'offres;
- des solutions alternatives à l'utilisation de la centrale en périodes de pointes, tel que le stockage d'électricité à grande échelle, devraient être préférées à la production d'électricité de source thermique².

Suite à la décision favorable de la Régie à la requête d'Hydro-Québec, le ROÉÉ a déposé une demande en révision de la décision en alléguant que la Régie s'est octroyée un droit d'opportunité que ne lui confère pas la *Loi sur la Régie de l'énergie* et que l'approvisionnement aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres³.

La décision sur la demande en révision initiée par le ROÉÉ vient tout juste d'être rendue ce 5 juillet 2016. Cette décision vient confirmer les allégations du ROÉÉ en révoquant la décision précédente qui approuvait le contrat entre Hydro-Québec et TransCanada pour l'utilisation jusqu'en 2036 de la centrale thermique au gaz naturel de Bécancour en périodes de pointe, et en convenant qu'en vertu de la *Loi sur la Régie de l'énergie*, un tel nouvel approvisionnement en électricité devait faire l'objet d'un appel d'offres public ouvert aussi aux projets d'efficacité énergétique.

¹ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=309&phase=1&Provenance=A

² http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-C-ROE%c3%89-0004-DemInterv-Dem-2015_06_09.pdf

³ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-C-ROE%c3%89-0016-Audi-Argu-2015_09_01.pdf

2.0 INTRODUCTION

Le ROEE désire contribuer aux travaux du Bureau d'audiences publiques sur l'environnement concernant le projet de stockage de gaz naturel et de regazéification à Bécancour en faisant part des résultats de ses analyses. Le ROEE intervient sur la justification du projet dans son ensemble, et non pas sur les impacts environnementaux appréhendés résultant des activités entourant le stockage et la regazéification du gaz naturel tels que le transport et les fuites de gaz.

L'intervention du ROEE comporte deux volets. Tout d'abord, nous présenterons notre argumentation à l'effet que le projet d'Hydro-Québec de recourir à la centrale thermique de Bécancour en périodes de pointe est injustifié et quelles sont les alternatives qui devraient être prioritaires pour gérer la pointe.

Dans un deuxième temps, dans la mesure où l'utilisation de la centrale était tout de même autorisée, nous présenterons les raisons pour lesquelles la construction d'un site de stockage de GNL pour approvisionner la centrale de TCE est injustifiée et quelles seraient les alternatives à ce type d'approvisionnement.

3.0 LE RECOURS À LA CENTRALE DE BÉCANCOUR EN PÉRIODES DE POINTES

Hydro-Québec a justifié auprès de la Régie de l'énergie le recours à la centrale thermique de Bécancour en périodes de pointe par un bilan en puissance déficitaire au cours des années à venir. Tel qu'indiqué à la page 3 de la pièce PR1 :

« En raison des besoins en puissance croissants notamment liés aux besoins de chauffage en hiver, Hydro-Québec cherche des moyens au-delà des appels aux réseaux voisins pour équilibrer son bilan en puissance. Dans ce contexte, l'utilisation de la centrale de Bécancour en périodes de pointe hivernales permettra d'accroître la fiabilité à long terme de l'approvisionnement du Québec. » (Nous soulignons)

Le ROEE souligne que la contribution en puissance de la centrale thermique de TransCanada à Bécancour ne représente même pas 1.5 % des besoins en puissance de la société d'État au cours des prochaines années.

3.1 Les besoins en puissance

Hydro-Québec établit ses besoins en énergie et en puissance en fonction de prévisions économiques et climatiques.

Dans le cadre de son rapport intitulé *État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2014-2023*⁴, Hydro-Québec évalue que ses besoins en puissance ont diminué comparativement à ses prévisions précédentes :

« Par rapport à l'État d'avancement 2014, les besoins en puissance prévus à la pointe sont à la baisse de 60 à 430 MW pour les hivers 2015-2016 et suivants. »

Conséquemment, ce rajustement à la baisse des prévisions des besoins en puissance contribue à relativiser le besoin de recourir à la centrale de Bécancour en périodes de pointe. L'évolution des besoins en puissance d'Hydro-Québec démontre à quel point la durée du contrat, et la durée de vie utile des installations, doit être prise en compte dans la décision d'aller de l'avant ou non avec ce projet.

⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf, page 9.

3.2 Le bilan en puissance

Hydro-Québec indique que lorsqu'elle fait son bilan en puissance, elle doit tenir compte des besoins de la clientèle ainsi que la marge de manœuvre nécessaires à la fiabilité du réseau⁵ :

« Le bilan en puissance tient compte de la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité en puissance du NPCC... »

Selon le ROÉÉ, Hydro-Québec sous-estime systématiquement la puissance à sa disposition de plusieurs façons. Elle ignore un bloc de 500 MW de l'Ontario et la contribution des Québécois lors d'appels au public à réduire sa consommation lors des pointes d'hiver.

3.2.1 L'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario

Selon le ROÉÉ, le bilan en puissance déposé par Hydro-Québec à la Régie de l'énergie omet d'inclure les 500 MW de puissance résultant de l'adoption par le gouvernement du Québec, le 19 novembre dernier, du Décret 1000-2014¹ *Concernant l'approbation du Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique entre le Québec et l'Ontario*, présenté en Annexe B à ce document.

Ce décret reconnaît la complémentarité du profil de la demande en électricité de l'Ontario et du Québec et que ces dernières «*souhaitent conclure un protocole d'entente d'échange de capacité électrique qui assure la fiabilité des systèmes électriques de chaque province à moindre coût en tirant profit des pointes saisonnières de production et de consommation*». (Nous soulignons)

Le décret approuvait ainsi le Protocole d'entente d'échange saisonnier d'énergie électrique à coût nul entre le Québec et l'Ontario et sa mise en œuvre par *Marketing d'énergie HQ inc.* et *The Independent Electricity System Operator (IESO)*. (Nous soulignons) Ce protocole est fourni à l'Annexe C de ce document.

Le protocole d'entente entre l'Ontario et le Québec prévoit que l'entente finale sera en vigueur du 1er décembre 2015 et se terminera au plus tard le 30 novembre 2025. L'entente comprend donc 10 années contractuelles.

En réponse à une question de la Régie de l'énergie⁶ concernant l'utilisation de cette nouvelle capacité en période hivernale, Hydro-Québec a répondu que :

« L'entente fait intervenir MEHQ, filiale d'Hydro-Québec Production, et l'IESO. Hydro-Québec Distribution n'est pas partie prenante à l'entente. De plus, l'entente garantit à la

⁵ Idem, page 18.

⁶ R-3925-2015, HQD2, Document 1, page 4.

zone de réglage du Québec une contribution en puissance additionnelle de 500 MW uniquement au cours des hivers 2015- 2016 et 2016-2017. »

Dans sa décision finale⁷, la Régie de l'énergie indiquait ceci aux paragraphes 151 et 152 :

« Pour ce qui est de l'entente entre MEHQ et l'IESO, la Régie note que l'absence d'un marché de puissance établi en Ontario et de garanties de livraison fait en sorte que le Distributeur n'inclut pas cette contribution à son bilan en puissance

Considérant ce qui précède, la Régie ne retient pas la proposition du ROEE d'inclure au bilan en puissance une contribution de 500 MW en provenance de l'Ontario. »

Or, que l'entente fasse intervenir une filiale ou une autre d'Hydro-Québec, il n'en importe pas moins que l'intention du gouvernement était que cette puissance soit mise à la disposition des Québécois⁸ :

« ...les deux gouvernements ont fait d'importants progrès, ce qui inclut la signature d'une entente sans précédent qui fera en sorte que le Québec et l'Ontario feront un échange de leur capacité respective de production d'électricité afin de maintenir l'énergie abordable et fiable pour les citoyens du Québec et de l'Ontario. » (Nous soulignons)

Bien que nous soyons totalement en désaccord avec l'interprétation de la Régie de l'énergie sur ce point, nous nous étions résignés à ce que cette entente, souhaitable et bénéfique pour les citoyens de chacune des provinces, soit ainsi rendue caduque au plan de la planification énergétique.

Or, quelle fut notre stupéfaction de constater qu'Hydro-Québec, qui refusait pourtant catégoriquement de reconnaître ce bloc de puissance à son bilan, a pourtant utilisé ce même bloc de puissance pour satisfaire les exigences du NPCC dans le cadre de son rapport intitulé *NPCC 2015 Québec Balancing Authority Area Interim Review of Resource Adequacy*, daté du 1^{er} décembre 2015. (DB 19, page 3)

En réponse à la question à savoir si la production de la centrale de TCE sera en ajout à celle de TAG Bécancour ou en remplacement, total ou partiel, de cette dernière, Hydro-Québec répondait ceci⁹ :

« En ce qui a trait à la sécurité et la fiabilité des approvisionnements, la division Hydro-Québec Distribution (HQD) a une double responsabilité. D'une part, auprès de la Régie de l'énergie, HQD doit démontrer qu'elle dispose de suffisamment de ressources pour:

- *satisfaire les besoins de la clientèle québécoise;*

⁷ R-3925-2015, D-2015-179, pages 40 et 41.

⁸ <https://www.premier-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiques/details.asp?idCommunique=2580>

⁹ (DQ 14.1, page 4)

- *faire face aux aléas de la demande et climatiques (température en-deçà de la normale hivernale);*
- *palier à d'éventuelles pannes des ressources disponibles (contrat patrimonial et contrats de HQD avec des tiers).*

D'autre part, auprès du NERC et du NPCC, il incombe à HQD de démontrer que la zone Québec (le Québec) dispose de suffisamment de ressources pour:

- *satisfaire les besoins de la clientèle québécoise;*
- *respecter ses engagements avec les zones limitrophes du Québec;*
- *faire face aux aléas de la demande et climatiques (température en-deçà de la normale hivernale);*
- *palier à d'éventuelles pannes des ressources disponibles (centrales de Hydro-Québec Production t contrats de HQD avec des tiers). » (Nous soulignons)*

Or, pourquoi est-ce que les engagements avec les zones limitrophes du Québec seraient exclus des ressources qu'Hydro-Québec doit présenter à la Régie de l'énergie, mais pas au NFCC? Pourquoi est-ce qu'Hydro-Québec Distribution inscrit-elle cette puissance dans son rapport au NPCC si elle ne se considère pas comme étant partie prenante à l'entente?

En réponse à une question du président de la Commission quant à la possibilité d'obtenir de la puissance de l'Ontario, le représentant d'Hydro-Québec indiquait ceci¹⁰ :

« En fait, là, la façon dont l'Ontario est organisée, ils n'ont pas de marché de puissance. Pour pouvoir acheter de la puissance, il faut qu'il y ait un marché. Et, en tout cas, pour l'instant, l'Ontario n'a pas de marché de puissance. Donc, ils ont un marché pour l'énergie, il y a des transactions d'énergie qui peuvent être faites sur le marché ontarien, mais il n'y a pas de marché de puissance comme il en existe sur le marché de New York.

Donc, si l'organisation du marché ontarien devait évoluer et qu'il devenait possible pour nous d'aller contracter de la puissance ferme sur le marché ontarien, on regarderait ça de façon sérieuse, mais il y a de la place au bilan pour aller chercher de la puissance au-delà des moyens dont on parle aujourd'hui. » (Nous soulignons)

Selon le ROÉÉ, Hydro-Québec se perd en conjectures lorsqu'elle invoque l'absence de marché de puissance en Ontario. Si c'était le cas, alors pourquoi est-ce que ce bloc de puissance fait partie des moyens mis de l'avant par Hydro-Québec dans son rapport au NPCC? Est-il besoin d'un marché de puissance quand la transaction n'implique aucune compensation financière?

« M. HANI ZAYAT:

C'est sûr que l'appel qui est devant la Régie... En fait, je vais revenir en arrière. La Régie reconnaît et approuve le besoin. Donc, elle reconnaît le besoin, elle reconnaît qu'il y a un

¹⁰ DT3, page 49, lignes 1930 à 1939.

besoin, a reconnu le besoin, a approuvé la démarche, a approuvé l'appel d'offres de 2015 et a approuvé le contrat avec TransCanada. Donc, la Régie ne remet pas en question la pertinence ou le besoin d'avoir un moyen pour répondre à la demande en puissance. »¹¹
(Nous soulignons)

Or, c'est exactement sur ce point que nous sommes en désaccord. En effet, sachant qu'Hydro-Québec reconnaîtrait l'entente d'échange saisonnier de 500 MW avec l'Ontario dans son rapport au NPCC sur l'adéquation des ressources, la Régie aurait pu en tenir compte au bilan en puissance et rendre une décision toute autre. Si Hydro-Québec avait l'intention d'utiliser cette entente pour satisfaire les exigences du NPCC, elle se devait tout autant de l'inscrire au bilan en puissance.

Le ROÉÉ s'explique mal pourquoi Hydro-Québec choisit ainsi d'ignorer un important bloc de puissance, par surcroît à un coût de 0\$, lors de la planification de ses besoins, et de reconnaître ce même bloc de puissance pour satisfaire les autorités américaines.

Selon le ROÉÉ, s'il est vrai que l'entente garantit à la zone de réglage du Québec une contribution en puissance additionnelle de 500 MW uniquement au cours des hivers 2015- 2016 et 2016-2017, rien n'indique que cette puissance ne sera pas disponible au cours des 8 années suivantes, car l'entente porte bien sur 10 ans, et non pas 2 ans. Nous croyons raisonnable de présumer que le gouvernement de l'Ontario pourrait garantir le bloc de puissance d'année en année en fonction de l'évolution de ses propres prévisions, affirmant au 21 novembre 2014 que la « réserve actuelle de fonctionnement de l'Ontario est d'environ 1,418 MW ou une fois et demie la taille de la plus importante unité de production de la province » (voir Annexe C).

3.2.2. Les appels au public

Lors des grands froids d'hiver, Hydro-Québec demande à ses clients de réduire leur consommation d'électricité par divers moyens afin de diminuer le besoin en puissance sur le réseau. Les dates de ces appels ainsi que la réduction de la demande qui a été subséquemment constatée par le Distributeur sont présentées ci-après :

- 15 janvier 2004¹² 500 MW
- 16 janvier 2009¹³ 400 MW
- 24 et 25 janvier 2011¹⁴ 300 MW

¹¹ DT2, page 27, lignes 1063 à 1069.

¹² http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/12/DocPrj/R-3748-2010-C-UMQ-0019-AUDI-PIECE-2011_06_01.pdf

¹³ http://www.hydroquebec.com/4d_includes/surveiller/PcFR2009-008.htm

¹⁴ http://www.hydroquebec.com/4d_includes/la_une/PcFR2011-007.htm

- 23 janvier 2013¹⁵ 400 MW
- 2 et 3 janvier 2014¹⁶ ? MW
- 21 et 22 janvier 2014¹⁷ 400 MW

On peut donc constater que le Distributeur a eu recours à l'appel au public à six reprises au cours de la période 2004-2014, et que la moitié du temps, l'appel a duré deux journées consécutives. Cette fréquence pourrait être similaire à celle à laquelle il faudrait recourir à la centrale thermique de Bécancour si celle-ci était nécessaire.

Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2013-2024 d'Hydro-Québec Distribution, le ROÉÉ et d'autres intervenants ont recommandé qu'Hydro-Québec reconnaisse un minimum de 300 MW provenant des appels au public lors des périodes de grands froids à son bilan en puissance. Cependant, Hydro-Québec a refusé.

Dans sa décision D-2011-162, la Régie indiquait :

« [145] Le Distributeur indique que :

« [152] La Régie est d'avis que l'appel au public représente un moyen de gestion opérationnel de la pointe relativement simple et peu coûteux, permettant d'accentuer la sensibilisation du public. Elle juge que le Distributeur a intérêt à bonifier sa stratégie de communication visant à sensibiliser sa clientèle sur la notion de pointe hivernale, les comportements à adopter durant cette période et les bénéfices pouvant en découler pour celle-ci.

[153] Étant donné que le niveau de réponse à un appel au public a un caractère imprévisible, la Régie accepte la proposition du Distributeur de ne pas le prendre en compte dans la planification des moyens de gestion pour répondre à la pointe hivernale et, conséquemment, de ne pas l'inclure au bilan en puissance. »

Bien que la Régie se soit gardée de considérer la contribution des Québécois au bilan en puissance à ce jour, nous croyons que cette situation pourrait être appelée à évoluer considérant que la Politique énergétique 2030 du gouvernement du Québec mise entre autres sur les changements de comportement des Québécois pour effectuer la transition énergétique souhaitée.

¹⁵ R-3864-2013, HQD 3, Document 3, Page 29

¹⁶ <http://www.newswire.ca/fr/news-releases/vague-de-froid--hydro-quebec-demande-la-collaboration-de-la-population-afin-quelle-reduise-sa-consommation-deelectricite-en-periode-de-pointe-513510231.html>

¹⁷ R-3864-2013, HQD 3, Document 3, Page 29

3.2 La gestion de la demande en puissance

Il existe plusieurs façons pour Hydro-Québec de gérer la demande afin d'écarter les pointes lors des grands froids. Les ententes de puissance interruptible avec la clientèle industrielle et le tarif biénergie en sont des exemples. Hydro-Québec ne prévoit implanter qu'un maximum de 300 MW de nouvelles initiatives visant la réduction de la demande en puissance au cours du présent Plan d'approvisionnement¹⁸.

Malgré les actions d'Hydro-Québec en ce sens, le potentiel technico-économique inexploité est vaste. Et au-delà du potentiel identifié par Hydro-Québec, d'autres mesures de gestion de la demande en puissance émergent et pourraient même contribuer à freiner la croissance de cette demande.

3.2.1 Le potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance

Hydro-Québec a réalisé une étude du potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance¹⁹. À la lecture de ce document, on peut constater que le potentiel inexploité de gestion de la demande en puissance dans le secteur commercial dépasse le millier de MW. À lui seul, le potentiel rentable pour la biénergie commerciale, équivaut à 1360 MW.

3.2.2 La croissance de la demande en puissance

Hydro-Québec justifie la croissance des besoins en puissance en grande partie par la construction de maisons neuves chauffées tout à l'électricité (TAE).

Le bilan de puissance se caractérise par des besoins croissants, notamment en raison du besoin de chauffage en période d'hiver.

« Aussi, hier, une des questions c'est comment ça se fait qu'il y a une augmentation des besoins? Donc, l'augmentation des besoins est présente. Elle n'est pas forte, elle est moins forte que ce qu'elle a été dans le passé, mais elle est quand même présente. Je dirais que du côté industriel, c'est relativement stable, mais du côté résidentiel, évidemment il y a la croissance démographique. Donc il y a quand même des mises en chantier, il y a une

¹⁸ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2014-205_PlanAppro2014-2023/HQD_EtatAvancement2015_30oct2015.pdf, page 18.

¹⁹ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2011-162_PlanAppro_2011-2020/HQD_RapportPTE_01nov2012.pdf

augmentation de la population et une augmentation du parc immobilier au Québec qui est essentiellement avec du chauffage électrique. » (DT2, page 10, paragraphe 390)

« Si on regarde le parc immobilier existant au Québec, on parle de plus de soixante-dix pour (70%) qui est chauffé à l'électricité, mais dans la nouvelle construction, l'essentiel de la nouvelle construction, en fait, est chauffé à l'électricité. On parle d'un pourcentage bien au-delà de quatre-vingt-quinze pour cent (95 %), quatre-vingt-dix-huit pour cent (98 %) de la nouvelle construction qui est chauffée à l'électricité. Donc, tout ça contribue évidemment à la croissance de la demande en puissance, au fait qu'il faut qu'on s'équipe pour répondre à cette demande-là. » (Nous soulignons)

Dans le but de d'améliorer l'efficacité énergétique des nouvelles constructions résidentielles tout en évitant l'impact en puissance d'une maison chauffée tout à l'électricité (TAE), un des membres du ROÉÉ, Écohabitation, a proposé à Hydro-Québec d'étudier le chauffage en mode biénergie par thermopompe avec appoint au gaz naturel.

À cet effet, le promoteur immobilier Sotramont a annoncé l'automne dernier la construction de maisons de ville chauffées et climatisées en mode biénergie, alliant thermopompe et gaz naturel pour le chauffage d'appoint, l'eau chaude sanitaire et les périphériques²⁰. Ce type de construction écoresponsable permet de chauffer et climatiser la maison à meilleur coût, tout en éliminant la croissance des besoins en puissance à la pointe d'Hydro-Québec.

L'utilisation de gaz naturel dans les nouvelles constructions est en effet préférable à la production d'électricité à partir de sources thermiques puisque les systèmes de chauffage des nouvelles maisons dépasse affichent des taux d'efficacité qui dépassent les 90%, tandis que la centrale thermique de Bécancour produira avec un taux d'efficacité bien en-deçà de 50%.

Le ROÉÉ a déjà démontré son intérêt à collaborer avec Gaz Métro à promouvoir ce mode de chauffage dans la nouvelle construction résidentielle et espère qu'Hydro-Québec privilégiera cette solution à l'ajout de capacité en puissance.

Pourtant, ce potentiel de gestion de la demande en puissance n'a pas été répertorié dans l'étude de potentiel technico-économique de gestion de la demande en puissance d'Hydro-Québec. Il devrait s'ajouter au bilan et réduire la croissance des besoins en puissance.

²⁰ <http://www.sotramont.com/nouvelles/2015/10/21/sotramont-innove-et-propose-la-bi-nergie-lectricit-et-gaz-naturel-dans-les-maisons-de-ville>

3.2.3 Le stockage d'électricité

La politique énergétique du gouvernement du Québec fait état des avancées technologiques en matière de gestion de la demande en puissance, notamment en ce qui a trait au stockage grande puissance²¹.

Selon le ROEÉ, il serait doublement préférable de stocker les surplus d'électricité pour palier à la demande en périodes de pointe que de recourir à de nouvelles capacités de production, qu'elle soit renouvelable ou non. Un kilowatt économisé ou déplacé vaut mieux qu'un kilowatt produit.

Dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec, le ROEÉ avait promu le recours au stockage à grande échelle comme étant une des solutions pouvant contribuer à la gestion de la demande en puissance sur le réseau d'Hydro-Québec²² :

[111] Le ROEÉ considère que l'ajout de moyens en gestion de la demande en puissance et le stockage d'énergie permettraient non seulement de repousser, mais aussi d'éviter complètement le recours au lancement d'un appel d'offres de long terme.

[112] Au soutien de ses propos, le ROEÉ dépose une revue de presse annonçant la participation d'Hydro-Québec et de Sony au développement d'un système de stockage d'énergie de grande capacité pour les réseaux électriques. Cet article traite de l'utilisation des systèmes de stockage d'énergie de grande capacité utilisés pour répondre aux pointes de demande des réseaux électriques, afin de compenser les fluctuations des sources d'électricité intermittentes, comme le solaire et l'éolien, et de stabiliser l'alimentation en cas de panne ou de désastre.

[115] À l'instar du Distributeur, la Régie estime que les mesures de gestion de la demande à prendre en compte dans le bilan de puissance à l'horizon du Plan doivent être disponibles sur le marché et éprouvées d'un point de vue technologique. À cet égard, la Régie demande au Distributeur de prioriser sa veille des nouvelles technologies en gestion de la demande et de concevoir des programmes en gestion de la demande plus ambitieux.

Alors qu'Hydro-Québec propose de nous lier pour les 20 prochaines années avec un moyen vieux et polluant de gérer la demande en puissance, il semble les systèmes de stockage à grande échelle soient sur le point d'être commercialisées.

Un article paru récemment dans *La Presse* par Denis Lessard le 8 juin dernier à l'occasion de la publication du Plan stratégique 2016-2021 d'Hydro-Québec témoignait de l'imminence de la commercialisation de la batterie développée par Esstalion²³:

²¹ (DB1, page 52)

²² http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/232/DocPrj/R-3864-2013-A-0064-Dec-Dec-2014_12_08.pdf, page 30.

« Finalement, Hydro mise beaucoup sur l'IREQ, son institut de recherche. Déjà, des recettes importantes, 130 millions de dollars, sont à prévoir de l'assemblage d'une batterie au lithium-ion développée par Sony, Esstalion. »

Dans un autre article paru le 16 février 2016 dans L'industrie électrique²⁴,

« Ce premier prototype de système de stockage d'énergie de grande capacité, conçu par Technologies Esstalion, a notamment pour objectif de répondre à la demande d'électricité en période de pointe et de faciliter l'intégration d'énergies intermittentes aux réseaux électriques selon le nouveau président d'Hydro-Québec. » (Nous soulignons)

« Le prototype dispose d'une puissance de 1,2 mégawatts (MW) et peut emmagasiner 1,2 mégawattheure (MWh). Cela équivaut à la consommation quotidienne moyenne de 23 maisons au Québec. Cette immense batterie est également constituée d'un conteneur de 53 pieds (16,2 mètres). Le système comprend plus précisément 576 modules de batteries, un onduleur pour convertir le courant, un transformateur pour ajuster la tension du système de stockage à celle du réseau, de même que des équipements de contrôle et de protection. »

« Ça veut dire que cette batterie peut fournir une ville de 550 maisons pendant environ une heure. Nous ne sommes pas les seuls à fabriquer ce type de batteries-là dans le monde. Nous avons de la compétition aux États-Unis, au Japon, en Allemagne et un peu partout. Cependant, la particularité de notre batterie, c'est qu'elle a la capacité d'effectuer beaucoup plus de recharges que toutes les autres batteries du genre existant sur la terre. Notre plus proche compétiteur peut faire entre 3000 à 3500 recharges, tout dépendant des conditions climatiques. Notre batterie, elle, peut en faire de 10 000 à 20 000. Ainsi, les gens ou les organisations qui achèteraient notre batterie pourraient effectuer de trois à six fois plus de recharges», a déclaré Éric Martel. » (Nous soulignons)

Au cours d'un point de presse, Éric Martel a précisé que les tests ont lieu à partir d'un premier prototype et qu'un second système sera installé sur le réseau de distribution d'Hydro-Québec.

« Nous sommes très confiants quant aux succès de ces tests. Maintenant, nous entrons dans une seconde phase. En vertu de notre partenariat avec Sony, nous sommes en discussions avec notre partenaire pour voir comment nous allons commercialiser le système, à quel prix nous allons la vendre et combien il en coûtera pour produire chaque unité, où la produira-t-on et où fera-t-on l'assemblage, etc. C'est l'IREQ qui a inventé une nouvelle chimie de batterie qui n'existe nulle part ailleurs sur la planète et qui permet de procéder à une révolution en matière de stockage de l'énergie», ajoute M. Martel. »

²³ <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201606/08/01-4989589-hydro-quebec-international-renaitra.php>

²⁴ <http://www.lindustrielectrique.ca/energie/optimisation-de-systemes/1387-une-batterie-geante-pour-stocker-de-lenergie-en-grande-quantite>

Dans un article paru dans Greentech Media, un dirigeant d'Hydro-Québec évoque une commercialisation de la technologie dès 2017²⁵

“Esstalion, half owned by Sony and half owned by Hydro-Québec, is at an early stage, with just a single product that has not yet undergone testing. That said, Zaghib hopes to complete testing some time in 2016 and plans to commercialize in the following year.”
(Nous soulignons)

“What markets will the joint venture be chasing? Although the companies describe the unit as storing enough electricity for 48 Quebec homes, it is aimed squarely at the grid-scale market -- a market that could grow to between 14 and 40 gigawatts, according to various estimates.” (Nous soulignons)

Le Plan énergétique à long terme de l'Ontario fait déjà place au stockage d'électricité dans le processus d'approvisionnement en électricité de la province²⁶ :

« D'ici à la fin de 2014, le gouvernement intégrera les technologies de stockage à son processus d'approvisionnement. Les premiers engagements porteront sur une capacité de 50 MW. Par la suite, on évaluera en continu la possibilité de conclure d'autres engagements. »

²⁵ <http://www.greentechmedia.com/articles/read/sony-launches-joint-venture-with-canadian-utility-to-test-grid-scale-storag>

²⁶ <http://www.energy.gov.on.ca/fr/ltep/achieving-balance-ontarios-long-term-energy-plan/>

4.0 LE RECOURS AU GAZ NATUREL LIQUÉFIÉ POUR ALIMENTER LA CENTRALE DE BÉCANCOUR

La société d'État justifie aussi le recours à la construction d'un site de stockage de GNL et regazéification pour approvisionner la centrale de TCE par un désir d'éviter des coûts élevés de transport du gaz naturel et se mettre à l'abri des fluctuations du coût de la molécule de gaz naturel.

« Le protocole d'entente entre Hydro-Québec et TCE prévoit l'utilisation de la centrale en périodes de pointe hivernales. Cette entente prévoit qu'Hydro-Québec est responsable de l'approvisionnement en gaz naturel de la centrale. À cet effet, il a conclu le 29 avril 2015 une entente de principe avec Gaz Métro afin d'assurer un approvisionnement fiable et économique en gaz naturel, à travers une unité d'entreposage de GNL, pour une durée de 18 ans à compter du 1er décembre 2018. Les ententes 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 Hydro-Québec est insuffisante.

L'approvisionnement en GNL permettra d'éviter de payer des montants importants pour des réservations de transport ferme de gaz et limitera l'exposition d'Hydro-Québec à la volatilité des prix de la molécule de gaz sur les marchés durant les périodes hivernales. » (PR1, page 3) (Nous soulignons)

Or, dans sa décision D-2014-086, Hydro-Québec avait déjà envisagé avoir recours à la centrale de Bécancour en périodes de pointe, avec des livraisons de gaz via le pipeline de TCPL²⁷ :

« [36] Par ailleurs, le Distributeur souligne que les amendements contenus à l'Entente ne remettent pas en question la possibilité de redémarrer la centrale en période d'hiver. Le cas échéant, le Distributeur poursuivra des discussions avec TCE afin de convenir de modalités permettant de rendre modulables les livraisons de la centrale. Enfin, de l'avis du Distributeur, le préavis de trois ans n'entraîne aucun coût additionnel, mais il permettra, au contraire, de garantir la mise en place à moindre coût des capacités de transport requises afin que TCE puisse, le cas échéant, exploiter la centrale en conformité avec le Contrat au terme de la période de suspension. » (Nous soulignons)

²⁷ R-3875-2014, D-2014-086, page 10.

Dans le cadre du *Plan d'approvisionnement gazier, horizon 2017-2020* déposé le 29 avril 2016 dans le cadre de la présente cause tarifaire de Gaz Métro²⁸, des capacités excédentaires de transport sont observées pour les quatre années du plan d'approvisionnement.

À la page 102 du Plan d'approvisionnement gazier, Gaz Métro indique que :

« Dans l'établissement de la cause tarifaire, Gaz Métro peut se retrouver avec des capacités excédentaires de transport. Afin de distinguer les types de transactions opérationnelles requises au plan d'approvisionnement, les termes suivants sont définis :

Vente a priori : Vente de capacité de transport requise au plan d'approvisionnement afin de ne pas détenir de capacité de transport excédentaire à la demande continue en journée de pointe et à la provision additionnelle définie pour répondre à la demande saisonnière en hiver extrême. Les ventes peuvent être reliées au transport FTLH ou FTSH. Ces ventes seront normalement réalisées avant le début de l'année financière ou au plus tard avant le début de l'hiver.

Vente FTLH non utilisé : Vente de transport FTLH durant la période de l'été résultant d'excédents de capacité une fois la demande annuelle et les besoins d'injection aux sites d'entreposage rencontrés. De façon générale, Gaz Métro attend la fin de la saison d'hiver pour vendre, le cas échéant, le transport excédentaire.

Les revenus d'optimisation résultant des différentes transactions opérationnelles prévues à la Cause tarifaire 2017 sont présentés dans les sous-sections ci-dessous. »

10.1.1. Vente de transport a priori

Selon les outils déjà contractés, des capacités excédentaires sont observées pour les quatre années du plan d'approvisionnement. Pour l'année 2017, les ventes de transport a priori suivantes sont projetées :

Une capacité de 731 10³m³/jour entre Empress et GMIT EDA du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017. Cette vente est budgétisée au prix de 12,617 ¢/m³ (3,33 \$/GJ) correspondant à la moyenne des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu de vente de 13,9 M\$; et

²⁸ http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/372/DocPrj/R-3970-2016-B-0010-Demande-Piece-2016_04_29.pdf

Une capacité de 1 188 10³m³/jour entre Dawn et GMIT 1 EDA du 1er novembre 2016 au 31 mars 2017. Cette vente est budgétisée au prix de 9,624 ¢/m³ (2,54 \$/GJ) correspondant à la moyenne des prix fournis par trois tierces parties, soit un revenu de vente de 17,3 M\$.

Au moment de l'élaboration du plan d'approvisionnement de la présente cause tarifaire, aucune capacité de transport excédentaire n'était déjà vendue. »

En réponse à une question du président de la Commission relativement à la solution envisagée par Hydro-Québec pour palier au retard du présent projet, le représentant d'Hydro-Québec a admis envisager se procurer du gaz de réseau, c'est-à-dire sur le marché secondaire de la revente de capacité²⁹ :

« LE PRÉSIDENT :

D'accord. Et TCE, il n'est pas là en 2016-2017 pour l'hiver. Il n'est pas là en 2017-2018, et là, on n'est pas sûr s'il va être là en 2018-2019. C'est, je pense, l'objectif qu'il soit là pour 2019, mais bon, est-ce qu'il va être prêt pour l'hiver, c'est une autre question. Qu'est-ce que vous allez faire en période de pointe dans ces trois prochaines années? Qu'est-ce que vous avez comme plan de réserve?

M. HANI ZAYAT:

Bon. C'est sûr que pour nous, TCE est un besoin aussi à long terme, donc le plus tôt aurait été le mieux, et c'est sûr qu'on a commencé à le planifier pour 2018, mais c'est pour un besoin de long terme. Donc, c'est quelque chose qui va être nécessaire tout le long.

PRÉSIDENT :

Mais ma question c'est : qu'est-ce que vous allez faire dans ces trois années? Quelle est votre ressource?

M. HANI ZAYAT:

Donc, on est en train de négocier et de voir si on est capables de trouver du gaz de réseau pour, à très court terme, donc pour ces deux ans où il semble y avoir un certain surplus – on n'a pas réussi à contracter le transport. Évidemment, le problème n'est pas un problème de molécule, ce n'est pas un problème de combustible, c'est un problème d'amener le combustible de sa zone de production jusqu'à Bécancour. En fait, jusqu'à la frontière du Québec pour être plus précis et c'est ça qu'on cherche à faire.

LE PRÉSIDENT :

Donc, vous vous demandez si la centrale ne pourrait pas, dans ces trois prochaines années, être alimentée à même le réseau?

²⁹ DT2, pages 20 à 22, lignes 776 à 855.

M. HANI ZAYAT:

Effectivement, c'est une possibilité qui est disponible, je dirais, pour la prochaine année possiblement, pour les deux prochaines, de façon plus incertaine. Pour la troisième, c'est plus incertain. Et c'est un scénario qui ne semble pas être, qui n'est pas présent à plus long terme, évidemment, parce que les...

LE PRÉSIDENT :

Et pourquoi ce n'est pas présent à plus long terme?

M. HANI ZAYAT:

On va retomber sur les questions de réseaux de transport gaziers. Donc, le réseau de TCPL que mon collègue a abordé hier. Donc, c'est sûr qu'à plus long terme, au-delà de l'horizon de trois ans, la capacité de transport de la molécule de gaz est moins disponible et donc, si on voulait avoir des réservations fermes sur le réseau de transport, bien, il faudrait évidemment, ultimement, je veux dire, construire ou augmenter la capacité de transport du réseau de TCPL, et donc, prendre un engagement.

Évidemment, TCPL ne construira pas, n'augmentera pas la capacité de son réseau pour un engagement d'un an. Il va falloir s'engager pour une période qui est beaucoup plus longue. En fait, on parle de quinze (15) à vingt (20) ans.

LE PRÉSIDENT :

Dans l'étude d'impact, il y avait un rationnel essentiellement économique. On disait, c'est plus économique de stocker du GNL qu'on va acheter en été. Ce n'est pas la pointe sur le marché, et donc c'est plus économique de procéder de cette façon. Là, depuis que l'audience a commencé, ce n'est pas cet argument qui est sur la table, c'est tout nouveau, c'est la disponibilité. Est-ce que c'est encore le plus économique, le GNL?

M. HANI ZAYAT:

C'est encore plus économique. Je me permettrais de faire peut-être juste une clarification.

Ce n'est pas tant la molécule qui est plus économique. Le fait d'acheter la molécule en été par rapport à l'acheter en hiver, oui, ça a un avantage. En fait, ce n'est pas l'acheter en été, c'est de l'acheter à tous les jours de l'année, donc l'acheter de façon... huit mille sept cent soixante (8 760) heures, pour reprendre mon nombre d'heures, versus l'acheter à la pointe, oui, il y a un différentiel là, mais l'économique aussi c'est construire, s'engager pour un réservoir d'entreposage de gaz naturel liquéfié versus s'engager pour la construction d'un pipeline ou l'augmentation de la capacité du pipeline, et s'y engager pour une période de quinze (15) ans. Dans les deux cas, on s'engage pour une période de quinze (15) et vingt (20) ans. Dans un cas, on construit ou on augmente la capacité d'un

corridor qui va de Sarnia jusqu'à la frontière du Québec, ou construire un réservoir à Bécancour. L'économique, il est essentiellement là. »

À la lecture du témoignage des représentants d'Hydro-Québec, on comprend qu'il est non seulement possible que la centrale de Bécancour soit directement alimentée à partir du réseau de transport existant, mais qu'Hydro-Québec considère présentement acheter du gaz naturel sur le marché secondaire.

5.0 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

Selon le ROÉÉ, le recours à la centrale de TransCanada à Bécancour par Hydro-Québec pour produire de l'électricité de source thermique n'est pas justifié puisque la société d'État dispose de puissance qui n'apparaît pas à son bilan, et puisqu'il existe de nombreuses alternatives pour endiguer la croissance de la demande et mieux gérer cette demande par des programmes d'efficacité énergétique et le stockage d'électricité.

Le ROÉÉ considère aussi qu'il ne serait pas nécessaire de recourir au gaz naturel liquéfié pour alimenter la centrale puisque celle-ci est déjà raccordée au réseau et qu'il est possible pour Hydro-Québec de s'approvisionner en gaz sur le marché secondaire.

Un article publié dans le journal *Le Devoir* du 11 janvier 2016 par Alexandre Shields intitulé *Centrale au gaz naturel de Bécancour : 2 milliards pour une centrale fermée*, témoigne de l'absence de justification du projet d'Hydro-Québec de recourir à la centrale thermique de Bécancour en périodes de pointe³⁰ :

« Pour le spécialiste des questions énergétiques Normand Mousseau, ces ententes constituent une mauvaise décision. Selon lui, non seulement la centrale de Bécancour est présentement inutilisée, mais elle risque de continuer d'être inutile pour encore plusieurs années. « Il est loin d'être évident qu'on va utiliser la centrale, même à partir de 2026, souligne-t-il. Et dans un contexte d'austérité, que ce soit 1,5 milliard ou 2 milliards de dollars, on parle de beaucoup d'argent dépensé pour une infrastructure inutile. »

M. Mousseau, coauteur du rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, rappelle en outre que la province vend déjà à perte des achats d'énergie, notamment ceux provenant des mini-centrales et du secteur éolien. Qui plus est, le gouvernement compte augmenter la capacité de production de ces filières, en plus d'ajouter d'ici 2020 la production de l'imposant complexe de la rivière Romaine. Selon lui, les prévisions de croissance de la demande chez Hydro-Québec sont tout simplement « trop optimistes ». » (Nous soulignons)

Un autre article d'Alexandre Shields paru 3 jours plus tôt est tout aussi évocateur quant aux contorsions effectuées par la société d'État pour justifier le recours à la centrale thermique de Bécancour en périodes de pointe³¹ :

« Il s'agit d'une « bonne décision économique », selon Éric Martel. « On a essayé, le plus possible, de faire en sorte que ce contrat ait un certain sens pour les Québécois et pour

³⁰ <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/459848/deux-milliards-de-dollars-pour-une-centrale-fermee>

³¹ <http://www.ledevoir.com/environnement/actualites-sur-l-environnement/460005/le-p-d-g-d-hydro-quebec-juge-la-centrale-de-becancour-tres-utile>

Hydro-Québec », a fait valoir le p.-d.g. de la plus importante Société d'État du Québec, pour justifier le nouveau contrat signé pour 20 ans. » (Nous soulignons)

À l'aube d'une nouvelle politique de transition énergétique misant sur la décarbonisation de l'économie québécoise, nous croyons qu'il est incompatible de lier les québécois sur 20 ans avec une production peu efficace et polluante plutôt que de favoriser une meilleure efficacité énergétique et une gestion de la demande optimale qui mise sur l'intégration des nouvelles technologies et l'utilisation intelligente de nos surplus d'électricité.

ANNEXE A – Membres du ROÉÉ

(pièce jointe)

ANNEXE B - Décret 1000-2014

(pièce jointe)

ANNEXE C - Conclusion d'ententes lors de la réunion conjointe Québec-Ontario des Conseils des ministres

(Pièce jointe)