

Objet : Projet de stockage de gaz naturel liquéfié et de regazéification à Bécancour
Réponses aux questions du BAPE

- a. La politique énergétique 2030 prévoit, entre autres, améliorer de 15 % l'efficacité énergétique et augmenter de 25 % la production totale d'énergie renouvelable.

À combien de mégawatts correspondent 15 % d'efficacité énergétique et 25 % de la production totale d'énergie renouvelable?

- **Appartient au gouvernement du Québec – MERN**

- b. Tracer un portrait financier des coûts du contrat initial avec TCE jusqu'à ce, incluant les frais reliés à l'achat d'électricité et les compensations annuelles pour inactivité, versées et à verser. Préciser les montants annuels, ainsi que totaux.

- Indiquer le nombre de KWh produits sur cette période.

- **La centrale de TCE située à Bécancour a été en fonction en 2006 et 2007. Au cours de ces deux années, la production totale a été de 5,6 TWh et le coût associé à cette production d'énergie, correspondant à la portion variable du contrat, a été de 502 M\$.**

- **Quant aux coûts fixes reliés aux contrats avec TCE' ces derniers ont été transmis au BAPE sous pli confidentiel.**

- c. Tracer un portrait des coûts du contrat total s'il avait été prolongé jusqu'en 2026, sans modification

- **Voir la réponse à la question « b ».**

- d. Tracer les estimations financières du contrat actuel, selon les récentes ententes approuvées par la Régie de l'énergie, de 2018 jusqu'en 2036 (achat d'électricité pour 100 heures et compensations annuelles versées pour inactivité).

- **Voir la réponse à la question « b ».**

- e. Décrire la projection annuelle de la demande d'électricité au Québec et de l'offre par Hydro Production (20 ans)

- **Ci-après les plus récents bilans en énergie et en puissance du Distributeur, tels que déposés à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'État d'avancement 2015 du Plan d'approvisionnement 2014-2023 du Distributeur.**

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

BILAN EN ÉNERGIE (TWh)

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Besoins visés par le Plan | 188,1 | 184,9 | 186,2 | 187,4 | 188,8 | 190,9 | 190,1 | 191,4 | 192,8 |
| Électricité patrimoniale | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 | 178,9 |
| HQP - Base, cyclable et retours d'énergie | 4,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,5 | 4,0 | 4,0 | 4,3 | 4,5 |
| TransCanada Energy | - | - | - | - | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| Éolien | 8,3 | 9,4 | 10,3 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 | 11,4 |
| Biomasse et petite hydraulique | 1,9 | 2,0 | 2,6 | 3,2 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Achats d'énergie | 3,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 0,6 | 0,7 | 0,9 | 1,3 |
| Surplus | (8,5) | (9,0) | (9,3) | (9,7) | (8,7) | (7,3) | (8,2) | (7,4) | (6,5) |

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 | 3 663 | 3 895 | 4 087 | 4 120 | 4 141 | 4 174 | 4 208 |
| Besoins à la pointe incluant la réserve | 41 634 | 42 161 | 42 669 | 43 218 | 43 567 | 43 781 | 44 136 | 44 496 |
| 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 | 1 050 | 1 050 | 1 075 | 1 125 | 1 150 | 1 150 | 1 150 |
| ▪ Électricité interruptible | 1 290 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 |
| ▪ Électricité interruptible (option) | 1 140 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 | 850 |
| ▪ 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 | 850 | 1 300 | 750 | 800 | 1 000 | 1 250 | 1 600 |
| (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).

- f. Comparer des coûts de revient du kWh pour Hydro-Québec entre le scénario des 100 heures achetées au prix moyen (gaz naturel liquéfié) vs approvisionnement actuel sur les marchés lors des pointes (**moyenne 5 ans**).
- **Le Distributeur doit acquérir des moyens de puissance qui lui permettent de sécuriser ses approvisionnements en énergie, lorsque requis.**
 - **Les marchés de puissance de court terme offrent une marge de manœuvre afin de combler des besoins résiduels et d'équilibrer le bilan avant le début de chaque hiver, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC. Cette marge de manœuvre est établie sur la base de trois conditions :**
 - **Présence d'un marché de court terme ;**
 - **Capacité suffisante des interconnexions ;**

- **Présence de contreparties qui dispose de capacités accessibles.**
 - **La capacité théorique des marchés de court terme est de 1 100 MW alors que les besoins du Distributeur dépasseront les 40 000 MW à l'horizon 2022-2023. Le Distributeur doit donc acquérir des moyens de long terme garantis qui lui permettent d'assurer la fiabilité des approvisionnements de sa clientèle.**
 - **Les ententes conclues avec TCE et GM correspondent à une garantie d'approvisionnement de long terme. À ce titre, le coût des ententes doit être comparé à celui d'un service équivalent, tel que celui obtenu suite à l'appel d'offres A/O 2015-01 (500 MW de puissance long terme).**
 - **Coût moyen des ententes avec TCE et GM = 55 \$/kW-an
Coût moyen du plus récent appel d'offres de puissance (500 MW) = 106 \$/kW-an**
- g. Illustrer les caractéristiques suivantes des périodes de pointes :
- Durée moyenne en heures des périodes de pointes hivernales
 - **La durée moyenne et l'intensité des périodes de pointes hivernales fluctuent énormément d'une année à l'autre, essentiellement à cause des différents aléas climatiques qui surviennent durant l'hiver. La période de pointe est d'environ une centaine d'heures par hiver concentré entre 6h à 9h le matin et 16h à 20h le soir.**
 - **Les ententes permettent d'assurer une fiabilité d'approvisionnement durant une centaine d'heures par hiver et une flexibilité qui permettront des approvisionnements au cours des heures typiques de pointe hivernale (6h à 9h le matin et 16h à 20h le soir) .**
 - Fréquences hebdomadaires, mensuelles et annuelles de ces pointes (historique sur 10 ans)
 - **Les périodes de pointe ne se caractérisent pas de façon quantitative, car elles fluctuent énormément d'une année à l'autre, il est donc impossible d'en mesurer la fréquence. La donnée utilisée par Hydro-Québec comme «valeur à la pointe hivernale» est la valeur maximale de la demande en électricité atteinte annuellement.**
 - Historique sur 10 ans de la demande en période de pointe et projections sur 5 ans

**Historique des besoins de puissance du Distributeur, à la pointe d'hiver
en MW**

| | 2006 -2007 | 2007 -2008 | 2008 -2009 | 2009 -2010 | 2010 -2011 | 2011 -2012 | 2012 -2013 | 2013 -2014 | 2014 -2015 | 2015 -2016 |
|-------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Réel | 35 596 | 34 902 | 36 552 | 34 343 | 37 500 | 35 140 | 38 472 | 38 822 | 38 522 | 37 157 |
| Climatique | 496 | -788 | 862 | -1 707 | 670 | -1 900 | 1 075 | 1 303 | 835 | -554 |
| Normalisé | 35 100 | 35 690 | 35 690 | 36 050 | 36 830 | 37 040 | 37 397 | 37 519 | 37 687 | 37 711 |

Pour la projection 5 ans, voir la réponse à la question « e », ci-haut.

- Description de l'approvisionnement extérieur lors des pointes (fournisseurs, quantité et coûts au kWh) (historique de 10 ans)
- **Le tableau de l'Annexe 1 présente les coûts d'approvisionnements effectués sur les marchés de court terme pour chacune des journées de pointe des 10 dernières années. Ces coûts correspondent à des achats d'énergie.**
- **Le Distributeur rappelle que les ententes avec TCE et GM correspondent à l'acquisition d'un moyen de puissance qui permettront d'assurer des livraisons d'énergie durant une centaine d'heures par année.**
- Historique des coûts annuels d'achat d'électricité pour combler le déficit occasionnel (10 ans)
- **Le tableau présente les coûts annuels d'achat d'électricité sur les marchés court terme.**

| | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 |
|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-------|
| TWh | 2,3 | 1,6 | 0,9 | 1,1 | 0,7 | 0,6 | 0,3 | 2,4 | 2,7 | 3,0 |
| M\$ | 253,1 | 154,9 | 70,1 | 82,8 | 47,0 | 30,7 | 10,9 | 167,1 | 502,6 | 252,5 |
| \$/MWh | 108,01 | 98,71 | 80,66 | 77,29 | 65,92 | 51,03 | 43,33 | 68,99 | 183,80 | 84,27 |

- h. Depuis 10 ans, indiquer le nombre de périodes où Hydro-Québec n'a pas pu obtenir les MWh requis et l'ampleur du déficit s'il y a lieu.
 - **Le Distributeur a toujours assuré la fiabilité des approvisionnements, selon les critères établis par la Régie de l'énergie et le NPCC (Northeast Power Coordinating Council), en faisant l'acquisition de moyens pour y parvenir.**
 - **Ainsi, le Distributeur observe des besoins croissants en puissance (voir la réponse « e ») qui nécessiteront la mise en place de moyens additionnels fiables, dont la centrale de TCE en période de pointe.**

i. Pour les 5 dernières années, en période de pointes, quels étaient les prix de l'électricité sur le marché libre?

- **Le tableau qui suit présente les prix moyens observés de l'énergie lors des périodes de pointe des 5 dernières années.**

| | New York \$US/MWh | Nouvelle- Angleterre \$US/MWh | Ontario \$Can/MWh |
|------------|----------------------|-------------------------------------|----------------------|
| 08-janv-15 | 93,97 | 107,60 | 50,78 |
| 22-janv-14 | 289,60 | 287,29 | 211,65 |
| 23-janv-13 | 112,63 | 196,02 | 167,29 |
| 16-janv-12 | 51,30 | 59,18 | 27,89 |
| 24-janv-11 | 162,95 | 185,89 | 61,39 |

j. Indépendamment des limites d'interconnexion, de l'énergie était-elle disponible sur les marchés voisins en quantité suffisante pour répondre à nos besoins durant les pointes hivernales?

- **Tout d'abord, le Distributeur ne peut faire abstraction des limites des interconnexions. Ces limites de transit ainsi que les contraintes de transport lié à l'acheminement de moyens pouvant contribuer en puissance contraignent le Distributeur dans l'acquisition de moyens afin d'assurer sa fiabilité.**
- **Les réseaux voisins déposent aussi un bilan de fiabilité à la pointe («Reliability Assessment») détaillant les marges disponibles au NPCC. Ils peuvent être consultés dans les rapports du NPCC, à l'adresse suivante : <https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/Forms/Public%20List.aspx>**
- **Le rapport pour l'hiver 2015-2016 est disponible à l'adresse suivante : https://www.npcc.org/Library/Seasonal%20Assessment/2015-16W_NPCC%20Seasonal%20Assessment%20-%20Final%20Report%20-%20Posted%20NPCC%20Web%20Site%2020151204.pdf**

k. Pendant les périodes de pointe, quels étaient les niveaux de vente de HQP hors Québec en volume et en dollars pour les 10 dernières années? Distinguer les contrats fermes et le marché spot.

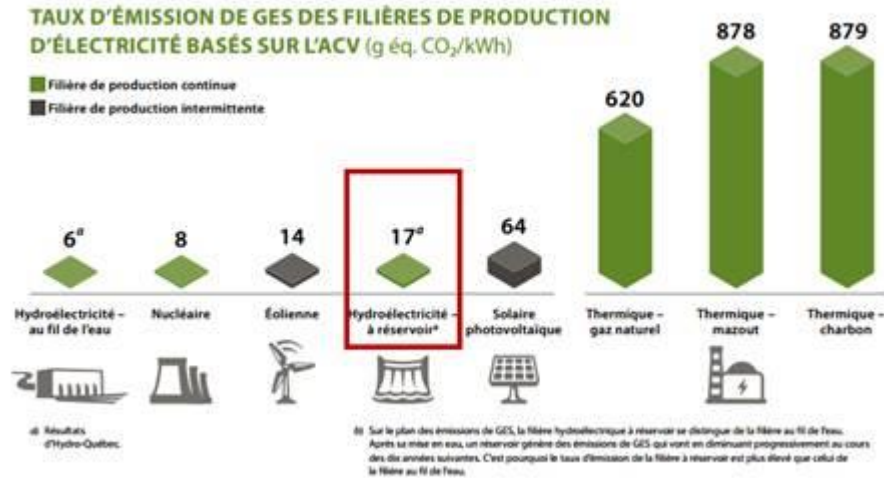
- **(à venir)**

l. Indiquer le bilan des émissions de GES des réservoirs d'eau par MW (émissions moyennes)

- **La réponse se trouve dans le rapport du CIRAIG, « Comparaison des filières de production d'électricité et des bouquets d'énergie électrique »,**

produit par le Centre international de référence sur le cycle de vie des produits, procédés et services.

- Le tableau suivant est tiré du sommaire de l'étude :



- Sommaire :**

<http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/15094F.pdf>

- Version détaillée :**

<http://www.hydroquebec.com/developpement-durable/centre-documentation/pdf/comparaison-filieres-et-bouquets.pdf>

m. Déposer les prévisions de l'état des réserves d'eau des réservoirs en hiver jusqu'en 2040.

- En mai, en août et en novembre de chaque année, Hydro-Québec est tenu de déposer à la Régie de l'énergie une attestation de fiabilité des approvisionnements en énergie du Producteur selon le critère de fiabilité accepté par la Régie, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives (Annexe 2).
- L'évolution du stock énergétique jusqu'en 2040 est tributaire d'une foule de facteurs et d'hypothèses sur nos contrats et ententes futurs, sur l'évolution du parc, sur les approvisionnements additionnels requis du Distributeur. Ces hypothèses sont continuellement revisitées. Il est donc très hasardeux de fournir une prévision sur un horizon au-delà de 4 ans. Cette prévision deviendrait obsolète rapidement suite au changement d'une hypothèse.

n. Concernant l'approvisionnement en période de pointe hivernale, quelles sont les autres sources d'approvisionnement en électricité disponibles au Québec?

- Comparer les coûts moyens par MW des alternatives disponibles
- **Outre le contrat d'électricité patrimoniale et les contrats d'approvisionnement post-patrimoniaux de long terme, le Distributeur dispose de tous les moyens énumérés au Bilan de puissance (voir réponse à la question « e »), notamment de l'option d'électricité interruptible, des interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) et les marchés de court terme. Il est toutefois important de préciser que tous ces moyens sont déjà intégrés à leurs pleins potentiels dans le bilan en puissance du Distributeur d'où la nécessité de se procurer de nouveaux moyens pour adresser les enjeux en puissance des années à venir.**
- **Ainsi, le coût de moyens additionnels disponibles seraient d'au moins 106 \$/kW-an (résultat de l'appel d'offres de puissance A/O 2015-01), alors que le coût des ententes conclues avec TCE et GM est de 55 \$/kW-an.**
- Déposer votre réponse à la demande de la Régie de l'énergie formulée au paragraphe 212 de sa décision concernant la réutilisation de la centrale de TCE en période de pointe : « Finalement, la Régie demande au Distributeur de présenter ses prévisions de l'utilisation de la Centrale (mois d'hiver, nombre d'heures, MW, etc.), d'une part, sur une base annuelle à chacun des dossiers tarifaires et, d'autre part, sur une base de long terme à chacun des plans d'approvisionnement. Elle demande également au Distributeur de préciser les sources d'approvisionnement en gaz naturel de la Centrale de même que les quantités et les coûts associés. » (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/309/DocPrj/R-3925-2015-A-0020-Dec-Dec-2015_10_29.pdf)
- **La demande de la Régie de l'énergie a trait à des suivis qui devront être produit dans le cadre des prochains dossiers Tarifaires et Plans d'approvisionnement du Distributeur. Aucun suivi n'a été produit depuis la décision de la Régie de l'énergie du 29 octobre 2015 puisque qu'aucun dossier Tarifaire ni Plan d'approvisionnement n'ont été produit depuis.**

Annexe 1

| Pointe | Fournisseur | Date début | Date fin | MWh | Devise | Prix moyen | |
|--------------|----------------------------------|-------------------------------------|------------|------------|-----------|------------|-----------|
| 2015-01-08 | Bilatéral | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 19 200 | CAD | 74,00 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 19 200 | CAD | 119,94 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 23 712 | CAD | 95,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 9 600 | CAD | 100,00 \$ |
| | | Pow erex | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 4 800 | CAD | 85,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2015-01-06 | 2015-01-09 | 19 200 | CAD | 80,00 \$ |
| | | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2015-01-06 | 2015-01-08 | 7 200 | CAD | 145,32 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 11 400 | CAD | 173,24 \$ |
| | | New Brunswick Power Generation | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 1 600 | CAD | 151,64 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 736 | CAD | 120,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 1 600 | CAD | 145,00 \$ |
| | | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 1 600 | CAD | 208,50 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 2 006 | CAD | 135,00 \$ |
| | Bourse | NY ISO - DAM | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 5 525 | CAD | 151,14 \$ |
| | | NY ISO - DAM | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 285 | CAD | 187,65 \$ |
| | | NE ISO - DAM | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 4 950 | CAD | 145,87 \$ |
| | | NY ISO - DAM | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 4 500 | CAD | 140,86 \$ |
| NE ISO - DAM | | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 510 | CAD | 173,74 \$ | |
| NE ISO - DAM | 2015-01-08 | 2015-01-08 | 716 | CAD | 165,46 \$ | | |
| 2014-01-22 | Bilatéral | Hydro-Québec Production | 2014-01-20 | 2014-01-24 | 21 600 | CAD | 262,61 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2014-01-21 | 2014-01-24 | 9 347 | CAD | 189,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2014-01-21 | 2014-01-24 | 4 800 | CAD | 160,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2014-01-21 | 2014-01-23 | 13 944 | CAD | 145,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2014-01-21 | 2014-01-24 | 9 600 | CAD | 210,00 \$ |
| | | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2014-01-21 | 2014-01-24 | 9 600 | CAD | 220,05 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2014-01-22 | 2014-01-24 | 9 960 | CAD | 275,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2014-01-22 | 2014-01-24 | 7 200 | CAD | 300,00 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 1 700 | CAD | 385,16 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 1 000 | CAD | 432,21 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 200 | CAD | 396,10 \$ |
| | | New Brunswick Power Generation | 2014-01-22 | 2014-01-24 | 7 200 | CAD | 227,43 \$ |
| | | New Brunswick Power Generation | 2014-01-22 | 2014-01-24 | 14 400 | CAD | 263,82 \$ |
| | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2014-01-22 | 2014-01-24 | 3 600 | CAD | 302,57 \$ | |
| | Bourse | NE ISO - DAM | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 3 616 | CAD | 301,41 \$ |
| | | NY ISO - DAM | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 7 172 | CAD | 287,80 \$ |
| | | NY ISO - DAM | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 14 762 | CAD | 301,53 \$ |
| | | NY ISO - DAM | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 2 271 | CAD | 304,39 \$ |
| | | IESO | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 1 000 | CAD | 214,74 \$ |
| | | NY ISO - RT | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 100 | CAD | 428,02 \$ |
| NY ISO - RT | | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 300 | CAD | 472,04 \$ | |
| NE ISO - DAM | | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 4 900 | CAD | 340,89 \$ | |
| NE ISO - DAM | | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 2 385 | CAD | 363,52 \$ | |
| IESO | | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 316 | CAD | 231,41 \$ | |
| IESO | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 229 | CAD | 289,32 \$ | | |
| IESO | 2014-01-22 | 2014-01-22 | 1 200 | CAD | 325,88 \$ | | |

| Pointe | Fournisseur | Date début | Date fin | MWh | Devise | Prix moyen | |
|----------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|------------|------------|-----------|------------|-----------|
| 2013-01-23 | Bilatéral | Ontario Power Generation | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 29 400 | CAD | 50,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 10 320 | CAD | 50,00 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 6 384 | CAD | 59,00 \$ |
| | | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 8 000 | CAD | 57,00 \$ |
| | | Powerex | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 8 000 | CAD | 52,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 12 000 | CAD | 59,00 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 5 863 | CAD | 74,50 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 12 000 | USD | 125,00 \$ |
| | | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 6 000 | CAD | 45,00 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 7 975 | USD | 95,00 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2013-01-21 | 2013-01-25 | 9 760 | CAD | 58,00 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2013-01-22 | 2013-01-24 | 14 400 | USD | 114,44 \$ |
| | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2013-01-23 | 2013-01-25 | 4 800 | USD | 155,00 \$ | |
| TransAlta Energy Marketing Corp. | 2013-01-23 | 2013-01-24 | 3 200 | CAD | 105,00 \$ | | |
| Bourse | NY ISO - DAM | 2013-01-23 | 2013-01-23 | 9 581 | USD | 94,25 \$ | |
| 2012-01-16 | Bilatéral | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2012-01-15 | 2012-01-16 | 800 | CAD | 45,00 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 4 800 | CAD | 37,00 \$ |
| | | Énergie Brookfield Marketing SEC | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 2 400 | USD | 43,00 \$ |
| | | NextEra Energy Power Marketing, LLC | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 4 800 | USD | 62,75 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 240 | CAD | 40,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 1 928 | CAD | 42,00 \$ |
| | | Powerex | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 2 400 | CAD | 34,50 \$ |
| | TransAlta Energy Marketing Corp. | 2012-01-16 | 2012-01-16 | 1 200 | CAD | 42,50 \$ | |
| Bourse | NY ISO - DAM | 2012-01-16 | 2012-01-17 | 3 100 | USD | 71,66 \$ | |
| | NY ISO - DAM | 2012-01-16 | 2012-01-17 | 2 100 | USD | 72,35 \$ | |
| 2011-01-24 | Bilatéral | Ontario Power Generation | 2011-01-20 | 2011-01-27 | 41 067 | CAD | 40,50 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2011-01-21 | 2011-01-27 | 30 633 | CAD | 50,00 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2011-01-24 | 2011-01-25 | 19 497 | CAD | 53,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2011-01-24 | 2011-01-25 | 13 933 | CAD | 57,00 \$ |
| | Powerex | 2011-01-24 | 2011-01-25 | 4 566 | USD | 119,00 \$ | |
| Bourse | NY ISO | 2011-01-24 | 2011-01-24 | 1 206 | USD | 175,82 \$ | |
| 2010-01-29 | Bourse | NY ISO | 2010-01-29 | 2010-01-30 | 7 200 | USD | 68,44 \$ |
| 2009-01-16 | Bilatéral | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2009-01-12 | 2009-01-16 | 20 760 | CAD | 102,00 \$ |
| | | Hydro-Québec Production | 2009-01-14 | 2009-01-16 | 4 883 | USD | 81,38 \$ |
| | | Cargill Energy Trading Canada, Inc. | 2009-01-15 | 2009-01-16 | 8 400 | CAD | 120,00 \$ |
| | | Brookfield Energy Marketing Inc. | 2009-01-16 | 2009-01-16 | 1 680 | USD | 115,00 \$ |
| | | Brookfield Energy Marketing Inc. | 2009-01-17 | 2009-01-18 | 10 080 | USD | 100,00 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2009-01-17 | 2009-01-18 | 8 736 | CAD | 77,96 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2009-01-17 | 2009-01-18 | 7 080 | CAD | 77,69 \$ |
| | | Powerex | 2009-01-17 | 2009-01-18 | 4 800 | USD | 100,00 \$ |
| | Bourse | NE ISO - DAM | 2009-01-15 | 2009-01-16 | 9 910 | CAD | 112,60 \$ |
| | | NE ISO - DAM | 2009-01-15 | 2009-01-16 | 3 778 | CAD | 118,09 \$ |
| | NY ISO - DAM | 2009-01-16 | 2009-01-16 | 2 280 | CAD | 133,53 \$ | |
| | NY ISO - DAM | 2009-01-16 | 2009-01-16 | 20 900 | CAD | 134,82 \$ | |
| 2008-01-21 | Bilatéral | Brookfield Energy Marketing Inc. | 2008-01-21 | 2008-01-25 | 16 000 | USD | 136,84 \$ |
| | | Ontario Power Generation | 2008-01-21 | 2008-01-22 | 5 808 | CAD | 112,28 \$ |
| Bourse | NY ISO - DAM | 2008-01-21 | 2008-01-21 | 1 650 | USD | 135,62 \$ | |
| 2007-02-05 | Bilatéral | Hydro-Québec Production | 2007-02-05 | 2007-02-05 | 400 | USD | 91,00 \$ |
| | Bourse | NY ISO - DAM | 2007-02-05 | 2007-02-05 | 5 000 | USD | 122,45 \$ |
| 2006-02-27 | Bilatéral | Powerex | 2006-01-01 | 2006-02-28 | 37 200 | USD | 113,23 \$ |
| | | CPS | 2006-01-01 | 2006-02-28 | 37 200 | USD | 114,63 \$ |
| | | CPS | 2006-01-01 | 2006-02-28 | 37 200 | USD | 114,63 \$ |
| | | CPS | 2006-01-01 | 2006-02-28 | 37 200 | USD | 114,63 \$ |
| | Bourse | NY ISO - RT | 2006-02-27 | 2006-02-27 | 600 | CAD | 104,04 \$ |

Annexe 2

Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

Critère de gestion – 2 ans à 2% de probabilité (-64 TWh) – Cycle des années 2016-17

| | |
|--|-----------|
| A- Stock énergétique au 1 ^{er} janvier 2016 (réel) : | 126,9 TWh |
| B- Stock énergétique prévu au 1 ^{er} mai 2018 à hydraulicité normale de 2016 à 2017 : | 84,2 TWh |
| C- Application du critère de gestion : | |
| ➤ cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 16 à décembre 17 : | -64,0 TWh |
| ➤ moyens requis : 64 TWh | |

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1^{er} mai 2017

| | <u>2016 (>1^{er} mai) – 2017 – 2018 (<1^{er} mai)</u> (TWh) |
|---|--|
| → Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh) | 74,2 |
| → Production disponible non engagée (marge de manœuvre) | 61,7 (19 +32 +11) |
| → Importations (en sus de HQD, le cas échéant) | non requises |
| → Total – moyens identifiés (note 1) | 135,9 TWh |

Note 1 : Les moyens identifiés (135,9 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 2 années consécutives (-64 TWh).

Mai 2016

Hydro-Québec Production – État des réserves et de la fiabilité énergétique

Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2016-19

| | |
|--|-----------|
| A- Stock énergétique au 1 ^{er} janvier 2016 (réel) : | 126,9 TWh |
| B- Stock énergétique prévu au 1 ^{er} mai 2020 à hydraulicité normale de 2016 à 2019 : | 85,7 TWh |
| C- Application du critère de gestion : | |
| ➤ cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 16 à décembre 19 : | -98,0 TWh |
| ➤ moyens requis : 98 TWh | |

D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1^{er} mai 2020

| | <u>2016 (>1^{er} mai) – 2020 (<1^{er} mai)</u> (TWh) |
|---|---|
| → Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh) | 75,7 |
| → Production disponible non engagée (marge de manœuvre) | 125,4 (19 +32 +32 +32 +11) |
| → Importations (en sus de HQD, le cas échéant) | non requises |
| → Total – moyens identifiés (note 1) | 201,1 TWh |

Note 1 : Les moyens identifiés (201,1 TWh) excèdent les besoins spécifiques du scénario faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh).

Mai 2016



Le 6 juin 2016

Madame Diane Jean
Présidente
Régie de l'énergie
800, place Victoria, bureau 255
Montréal (Québec) H4Z 1A2

Éric Martel
Président-directeur général

20^e étage
75, boulevard René-Lévesque Ouest
Montréal (Québec) H2Z 1A4

Objet : Suivi de la décision D-2015-013
Attestation de fiabilité énergétique du parc de production

Madame la Présidente,

Dans sa décision D-2015-013 du 26 février 2015 relative au Plan d'approvisionnement 2014-2023 d'Hydro-Québec Distribution, la Régie de l'énergie a accepté le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives. La Régie a demandé à Hydro-Québec Distribution de vérifier le respect de ce critère auprès de son fournisseur, de déposer et de rendre publique, en mai, août et novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité est respecté.

Ayant eu une présentation de la situation des stocks énergétiques, je suis satisfait quant au respect du critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par Hydro-Québec Production et au fait que cette dernière dispose du stock énergétique pour livrer en toute fiabilité à Hydro-Québec Distribution le volume d'électricité engagé pour la période 2016-2017.

Les critères de fiabilité en énergie applicables au volume d'électricité concerné sont respectés, sans l'utilisation d'importations.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments distingués.

Éric Martel