

## DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DU ROÉÉ

### EXPLIQUENT

Hydro-Québec - Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2018-2019

#### RÉGIE DE L'ÉNERGIE - DOSSIER R-4011-2017

---

### Approvisionnements en électricité - puissance

#### 1. Références

- i) R-4000-2017, HQD6, Document 1, (B-0022), pages 6 et 9.
- ii) Québec, Ontario, Entente de coopération entre le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario concernant l'électricité 2016, en ligne  
[https://francophonie.saic.gouv.qc.ca/VoirDocEntentes/AfficherDoc.asp?cl\\_eDoc=132062087199174110132090220054210229224250043034](https://francophonie.saic.gouv.qc.ca/VoirDocEntentes/AfficherDoc.asp?cl_eDoc=132062087199174110132090220054210229224250043034)
- iii) R-3986-2016, A-0021, page 111 et 114.
- iv) Communiqué du cabinet du premier ministre du Québec, Un partenariat Québec-Ontario renouvelé qui donne des résultats, en ligne,  
<http://www.newswire.ca/fr/news-releases/un-partenariat-quebec-ontario-renouvele-qui-donne-des-resultats-516493441.html>

#### Préambule

Réf. i) :

**TABLEAU 3 :  
BESOINS EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2017-2018 Année témoin
<b>BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR</b>	<b>37 853</b>
<i>plus réserve requise</i>	3 746
<i>Taux de réserve</i>	9,9%
<i>moins électricité patrimoniale (incluant la réserve)</i>	37 442
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 157</b>

**TABLEAU 5 :  
APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX EN PUISSANCE**

En MW	Hiver 2017- 2018 Année témoin
<b>LONG TERME</b>	<b>2 427</b>
TCE	-
HQP	600
<i>Base</i>	350
<i>dont puissance garantie des rappels</i>	0
<i>Cyclable</i>	250
Kruger	16
Tembec	8
Biomasse II	47
Biomasse III	185
Éolien <sup>(1)</sup>	1 467
Petite hydraulique	103
<b>COURT TERME</b>	<b>1 750</b>
Interventions en GDP	1 250
<i>Option d'électricité interruptible</i>	1 000
<i>Nouvelles interventions en GDP</i>	250
Abaissement de tension	250
Achats de puissance	250
<i>A/O 2014-01</i>	50
<i>À acquérir (arrondis à 50 MW près)</i>	200
<b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>	<b>4 177</b>

(1) Contribution basée sur les paramètres du service d'intégration éolienne avec garantie de 40 % de la puissance contractuelle en hiver.

Réf. ii) : « Entente de coopération entre le gouvernement du Québec et le gouvernement de l'Ontario concernant l'électricité 2016. »

« 3. Les Parties envisagent une ou plusieurs ententes contractuelles (les « contrats ») dont les termes doivent être établis par Hydro-Québec et la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité (SIERE) :

a) Hydro-Québec fournira, pour une période de sept ans s'étendant du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2023, des volumes fixes d'énergie de 2 térawattheures par année pour éviter la production à partir de ressources émettant des gaz à effet de serre.

b) La SIERE fournira à Hydro-Québec, pendant toute la durée de l'entente, une puissance de 500 mégawatts pour aider le Québec à répondre à ses besoins de pointe en hiver.

c) L'énergie de la SIERE peut être fournie à Hydro-Québec afin qu'elle l'utilise pendant les périodes où l'Ontario enregistre un surplus. Hydro-Québec retournera une partie de cette énergie à l'Ontario pour éviter la production à partir de ressources émettant des gaz à effet de serre.

d) Hydro-Québec, en échange d'une puissance de 500 mégawatts fournie en hiver par la SIERE en 2015-2016, s'engage à rendre une puissance de 500 mégawatts en été à la SIERE avant le 30 septembre 2030.

e) Hydro-Québec et la SIERE conviennent d'entreposer l'énergie excédentaire fournie par l'Ontario au Québec afin qu'elle puisse être retournée pour éviter la production future à partir de ressources émettant des gaz à effet de serre.

4. Les Parties conviennent de faciliter le processus et d'encourager leurs organismes d'électricité respectifs, Hydro-Québec et la SIERE, à préparer et à signer les contrats stipulant leurs conditions d'ici au 1er décembre 2016. » (Nous soulignons)

Réf. iii) : « Et on a dit ici à maintes et maintes reprises que l'Ontario ne reconnaît pas le marché de puissance. Il peut en tout temps couper la transaction pour satisfaire ses propres besoins. Et la position du Distributeur c'est d'avoir une position en fiabilité qui nous place au même niveau que les marchés dans lesquels on s'approvisionne. » (p. 111)

« Je vous rappelle simplement que le NPCC c'est pour la région de Québec, donc c'est pas spécifique au Distributeur, mais pour l'ensemble de la zone de contrôle, Québec. Donc on va refléter dans le NPCC les ententes qu'il peut y avoir entre HQP et ses fournisseurs, d'où l'entente du cinq cents mégawatts (500 MW) entre l'Ontario et HQP. C'est pour ça qu'elle est reconnue dans le document du NPCC, mais elle n'est pas

reconnue... elle ne figure pas dans les attestations du Distributeur puisque c'est une puissance à laquelle le Distributeur n'a pas accès. Mais c'est assez spécifique dans la note... dans la note 2 du même tableau. » (p. 114) (Nous soulignons)

Réf. iv : « L'Ontario et le Québec ont signé un protocole d'entente (PE) pour échanger la capacité de produire de l'électricité afin de rendre l'énergie plus abordable et plus fiable dans chaque province.

L'échange de la capacité selon la saison, qui est la première entente du genre entre les deux provinces, tire sa raison d'être du fait que les demandes de pointe se produisent en hiver au Québec et en été en Ontario. À compter de la fin de 2015, l'Ontario rendra disponible une capacité de 500 mégawatts (MW) d'électricité au Québec pendant la saison hivernale et le Québec agira de la sorte en rendant disponibles 500 MW à l'Ontario au cours de ses périodes estivales de pointe. Cette entente n'entraînera aucun coût additionnel pour les abonnés des réseaux électriques de l'Ontario et du Québec. Cela aidera aussi l'Ontario à réduire ses coûts futurs en diminuant le besoin de construire de nouvelles centrales électriques après 2020 et elle aidera le Québec à satisfaire ses besoins saisonniers d'approvisionnement en électricité. » (Nous soulignons)

## **Demandes**

**1.1** Veuillez expliquer comment Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, n'aurait pas accès au bloc de 500 MW tel qu'indiqué en référence iii) puisqu'il s'agit d'une entente qui vise à aider le Québec à satisfaire ses besoins saisonniers d'approvisionnement en électricité. tel qu'indiqué en référence iv) et qui résultent directement et uniquement des activités de distribution d'Hydro-Québec, et ce à coût nul pour les abonnés des réseaux électriques?

**1.2** En affirmant qu'elle n'a pas accès au bloc de 500 MW de l'Ontario, tel qu'elle le mentionne en iii), est-ce qu'Hydro-Québec prétend qu'elle n'en est nullement bénéficiaire dans ses activités de distribution?

**1.3** Si elle n'est pas bénéficiaire veuillez indiquer pourquoi ?

- 1.4** Qui a bénéficié du bloc de 500 MW dont il est question au point d) de la référence ii) à l'hiver 2015-2016 ?
- 1.5** Si c'est Hydro-Québec dans ses activités de distribution, veuillez fournir les coûts de la transaction par MW et au total.
- 1.6** Si c'est Hydro-Québec dans ses activités de distribution, veuillez aussi expliquer pourquoi il n'y a aucune mention de ce bloc dans le rapport annuel d'Hydro-Québec 2016 à la Régie de l'énergie.
- 1.7** Veuillez expliquer comment il a été possible pour l'Ontario de livrer 500 MW de puissance à Marketing d'énergie Hydro-Québec à l'hiver 2015-2016 en l'absence d'un marché de puissance tel qu'indiqué en référence iv) ?
- 1.8** Veuillez indiquer si la puissance de 500 mégawatts, dont la SIERE s'est engagée à fournir à Hydro-Québec pendant toute la durée de l'entente au point b) de la référence ii), a été prise en compte dans l'établissement des besoins en puissance de l'hiver 2017-2018 ?
- 1.9** Le cas échéant, veuillez indiquer le coût d'achat de cet approvisionnement post-patrimonial en puissance par Hydro-Québec dans ses activités de distribution à Marketing d'énergie Hydro-Québec, filiale d'Hydro-Québec, dans ses activités de production.
- 1.10** Si au contraire cette puissance n'a pas été prise en compte dans le présent dossier, veuillez en indiquer les raisons ?
- 1.11** Veuillez indiquer si la puissance de 500 mégawatts, dont la SIERE s'est engagée à fournir à Hydro-Québec pendant toute la durée de l'entente au point b) de la référence ii), a été retenue dans l'établissement des approvisionnements post-patrimoniaux en puissance pour l'année 2018 dont il est question à la référence i) ?
- 1.12** Le cas échéant, veuillez indiquer le coût d'achat de cet approvisionnement post-patrimonial en puissance par Hydro-Québec dans ses activités de distribution à Marketing d'énergie Hydro-Québec, filiale d'Hydro-Québec dans ses activités de production.
- 1.13** Si au contraire cette puissance n'a pas été prise en compte dans le présent dossier, veuillez en indiquer les raisons.
- 1.14** Veuillez indiquer si la puissance de 500 mégawatts, fournie en hiver 2015-2016 par la SIERE que s'engage à rendre Hydro-Québec à la SIERE avant le 30 septembre

2030, proviendra des approvisionnements en puissance patrimoniale ou post-patrimoniale d'Hydro-Québec?

- 1.15** Veuillez indiquer si, selon vous, la disponibilité de ce bloc de puissance ferme jusqu'en 2025 devrait influencer le coût évité en puissance? Si oui, quel en serait l'impact? Si non, pourquoi?
- 1.16** Selon vous, est-ce que la disponibilité de ce bloc de puissance devrait remettre en question les contrats d'approvisionnement du bloc de 500 MW acquis d'Hydro-Québec Production lors de l'appel d'offres 2015/01? Si oui, quel en serait l'impact? Si non, pourquoi?
- 1.17** Veuillez indiquer comment Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, fera pour connaître l'origine de la puissance post-patrimoniale à partir de 2018 entre la puissance provenant des équipements utilisés par Hydro-Québec Production dans le cadre de l'appel d'offres 2015/01 et la puissance gratuite résultant de l'entente avec l'Ontario?

## Stratégie tarifaire

### Tarification dynamique

#### 2.0 Références :

- i) HQD-13, document 2, p. 7.
- ii) R-3740-2010, pièce HQD-12, document 6, Rapport final du projet tarifaire Heure juste.

### Préambule

Ref i) : « Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles a rendu public, le 22 juin 2017, l'Avis 17 sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de 18 l'électricité et du gaz naturel – Perspectives 20302 (l'« Avis »). Dans cet Avis, la Régie propose 14 pistes de solutions qui touchent le secteur de l'électricité. Certaines pistes liées aux tarifs d'électricité font l'objet de propositions dans le présent dossier et sont présentées à la section 4. En réponse aux pistes de solution touchant la

mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestiques et générales, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire Heure Juste »

Ref ii) : La référence 2 présente certains des constats liés au projet Heure Juste :

- « un impact significatif de -0,27 kW en moyenne durant les périodes critique pour l'ensemble des villes au tarif Réso+, mais aucun impact significatif pour les périodes de pointe et hors pointe ;
- seule la ville de St-Jean-sur-Richelieu a eu un résultat significatif en période critique de -0,25 kW ;
- il n'y a aucun déplacement de charge significatif entre les périodes chez les clients au tarif Réso ;
- au global, les tarifs Réso+ et Réso n'entraînent aucune économie d'énergie significative ;
- chez les clients participants au tarif Réso+, un effritement de l'impact au deuxième hiver est constaté ;
- cet effet d'effritement ne s'explique pas par les températures plus chaudes observées au cours du deuxième hiver, les clients témoins et participants réagissant de la même façon à la température extérieure ; »

## **Demandes**

2.1. Considérant qu'Hydro-Québec Distribution veuille offrir des options de tarification dynamique pour les clientèles domestiques et générales à l'hiver 2018-2019, qu'est-ce qui explique que ces options ne soient pas emmenées devant la Régie dans la présente cause tarifaire qui couvre l'établissement des tarifs d'électricité de l'année tarifaire 2018-2019?

2.2. Veuillez détailler les options de tarification considérées.

2.3. Veuillez indiquer le nombre de participants qu'Hydro-Québec prévoit rejoindre avec cette option de tarification?

2.4. Veuillez détailler quels sont les « travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestiques et générales, incluant les serres et les centres de ski » ( nos soulignés).

2.5. Veuillez détailler les options de tarification dynamique pour les clientèles domestiques et générales que vous comptez tester en 2018-2019?

2.6. Veuillez indiquer si l'objectif principal de cette tarification dynamique sera de diminuer les factures des clients, diminuer la consommation aux heures de pointe ou diminuer la consommation en période critique ? Veuillez expliquer.

2.7. Considérant la référence ii), veuillez indiquer quels sont les paramètres du programme, en donnant l'heure juste, que vous souhaitez mettre de l'avant pour créer une tarification dynamique?

2.8. Considérant que les pointes de consommation au Québec sont avant tout dues au chauffage, veuillez indiquer comment la tarification intégrée, que vous testerez à l'hiver 2018-2019, répondra à ce problème?

2.9. Quels sont les facteurs qui vous permettent de croire qu'un programme de tarification dynamique aura plus de succès en 2018-2019 que dix ans auparavant?

## Mesurage net en réseaux autonomes

### 3. Références :

- i) B-0047, HQD-13, Document 2, page 48.
- ii) D-2006-28, pages 4 et 5.

### Préambule

Ref i) : « En réseaux autonomes (Option III), le montant accordé au client est calibré sur le coût évité du combustible, soit 17¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au mazout lourd, 33¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales fonctionnant au diesel léger et 47 ¢/kWh pour les réseaux alimentés à partir de centrales au diesel arctique.

Pour ces nouvelles options, la banque de surplus en kWh serait remplacée par une banque de surplus en dollars qui comptabiliserait les kWh injectés multipliés par la juste valeur économique. La facture du client ne pourrait toutefois être inférieure au montant minimal applicable à son tarif, comme c'est le cas pour l'option actuelle. »

Ref ii) p.4 « Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non, pour le Distributeur, à acquérir de nouveaux approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisse que l'autoproduction ne vise qu'à combler les besoins du client et non à vendre des surplus de production. »

« Pour l'instant, la puissance totale des équipements d'autoproduction raccordés au réseau du Distributeur ne doit pas excéder 3 400 kW. Cette contrainte découle de la limite imposée au Distributeur par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) qui permet de raccorder à son réseau des équipements de production sans protection de fréquence pour un total de 100 MW. Puisque la puissance des équipements ainsi installés à ce jour totalise 96,6 MW, le Distributeur n'a qu'une marge de 3 400 kW pour l'intégration de l'ensemble des petites productions sur son réseau, dont les équipements d'autoproduction.

p.5 Le Distributeur indique qu'au-delà de la limite de 3 400 kW, le Transporteur lui demandera le délestage d'une charge équivalente à la capacité des équipements qui ne respectent pas ses normes. À titre de suivi, la Régie demande au Distributeur de l'informer lorsque cette limite sera atteinte. »

**Demandes :**

- 3.1. Veuillez fournir le calcul de calibration du montant accordé au client en fonction du coût évité de chacun des combustibles dont il est question en i).
- 3.2. Veuillez indiquer quel est l'impact de la facture minimale dont il est question en i) sur les sommes qui ne pourraient ainsi être comptabilisées au bénéfice des participants pour chacun des combustibles.
- 3.3. Veuillez indiquer si, comme dans le réseau intégré tel que référé en ii), Hydro-Québec considère que les modalités tarifaires proposées dans les réseaux autonomes ne visent qu'à faciliter l'autoproduction ou plutôt à acquérir de nouveaux approvisionnements ?
  - 3.3.1. Veuillez expliquer ?
- 3.4. Conséquemment, compte tenu de la valeur plus élevée du kWh offerte aux participants, veuillez justifier pourquoi l'autoproduction ne viserait qu'à combler les besoins du client et non à vendre des surplus de production, puisque celle-ci contribue à la transition énergétique du réseau?
- 3.5. Veuillez indiquer quel est l'impact de la facture minimale dont il est question en i) sur la limitation potentielle envisageable du dimensionnement des systèmes d'autoproduction pour chacun des combustibles afin d'éviter de produire des kWh non rémunérés.
- 3.6. Veuillez indiquer s'il existe une contrainte quelconque qui limiterait le potentiel d'intégration de l'énergie autoproduite dans chacun des réseaux autonomes, tel qu'il en est question dans le réseau intégré référé en ii).

## Efficacité énergétique

### Nouvelle construction résidentielle

#### 4. Référence :

- i) B-0041, HQD-10, document 1, page 9.

### Préambule

Ref 1 :« La promotion de Maisons efficaces prend fin le 31 décembre 2017. Cette offre n'a pas suscité l'intérêt escompté auprès des constructeurs et des consommateurs. »

#### **Demandes :**

4.1 À part constater l'échec de sa stratégie commerciale en matière d'efficacité énergétique dans la nouvelle construction résidentielle, veuillez indiquer si Hydro-Québec Distribution prévoit proposer dans les causes à venir, de nouveaux programmes similaires ?

4.2 Est-ce qu'Hydro-Québec envisage la possibilité de bonifier l'aide financière accordée par Transition énergétique Québec dans le cadre du programme Novoclimat 2.0 à brève échéance?

4.3 Sinon pourquoi ?

4.4 Veuillez donner l'impact en puissance présumé des nouvelles constructions résidentielles tout à l'électricité en 2018?

### Chauffe-eau à trois éléments

#### 5. Référence :

- i) B-0041, HQD-10, Document 1, page 35.

### Préambule

Ref i :« Pénétration commerciale du chauffe-eau à trois éléments

Les chauffe-eau à trois éléments occupent environ 14 % du marché du remplacement des chauffe-eau de 270 litres. Malgré les efforts du Distributeur pour améliorer la notoriété de ce type d'appareil, le chauffe-eau à trois éléments est encore méconnu des clients.

Dans le marché du remplacement, qui occupe la part la plus importante du marché, les clients dépendent principalement des installateurs pour le choix du chauffe-eau. En effet, bien que certains clients planifient le remplacement de leur appareil, les remplacements sont majoritairement effectués à la suite d'un bris. Le choix du type de chauffe-eau, à l'exception de son volume, est donc laissé à l'installateur. C'est à la suite de ce constat que la stratégie du Distributeur a été adaptée afin d'inciter les installateurs à l'installation de chauffe-eau à trois éléments.

Le Distributeur rappelle que le gain associé au chauffe-eau à trois éléments est récurrent, et ce, pour une période d'au moins dix ans. Bien que le volume annuel de ce type de chauffe-eau soit modeste, le programme est toujours rentable pour le Distributeur, comme le démontrent les analyses économiques réalisées chaque année.

L'incitatif aux installateurs, fixé à 80 \$ par chauffe-eau installé, est entré en vigueur le 1er mai 2017 et son impact sur le taux de pénétration des chauffe-eau à trois éléments ne pourra être mesuré qu'au terme d'un an d'exploitation. »

## **Demandes**

- 5.1 Quel est le taux de pénétration du chauffe-eau à trois éléments dans la nouvelle construction résidentielle?
- 5.2 Puisque le chauffe-eau à trois éléments est encore méconnu des clients malgré les efforts du Distributeur pour améliorer la notoriété de ce type d'appareil, veuillez indiquer si Hydro-Québec considère qu'une campagne marketing auprès de la clientèle pourrait être envisagée à court terme.
- 5.3 Sinon veuillez indiquer pourquoi ?
- 5.4 Est-ce que Hydro-Québec envisagerait une approche d'accompagnement incluant l'inspection des chauffe-eau en vue de leur rempliment par un équipement à trois éléments avant le bris? Si non, pourquoi?

## Coûts évités en réseaux autonomes

### 6. Référence :

- i) B-0019, HQD-4, Document 4, page 7.

### Préambule

#### «2.1. Objectif des coûts évités

Le coût évité est un indicateur qui mesure le coût d'une variation à la marge de la demande à partir d'une situation d'équilibre offre - demande. Ce coût est principalement utilisé pour évaluer la rentabilité des interventions en efficacité énergétique et du PUEÉ.

Par ailleurs, pour un projet qui est de nature à modifier le plan d'équipement spécifique à un réseau, le Distributeur réalise une analyse économique détaillée. Dans ce cas, les coûts évités ne sont pas utilisés dans l'évaluation de la rentabilité du projet potentiel. »

### Demands :

6.1. Veuillez indiquer l'ensemble des éléments qui devraient faire partie d'une analyse économique détaillée d'un projet qui serait de nature à modifier le plan d'équipement spécifique à un réseau selon Hydro-Québec.

6.2. Veuillez indiquer si, pour la conversion de la centrale des Îles-de-la-Madeleine, Hydro-Québec entend prioriser l'efficacité énergétique, ce qui inclus le stockage d'électricité à la production d'électricité dans une perspective de planification intégrée des ressources. Sinon pourquoi ?

6.3. Veuillez indiquer si Hydro-Québec est disposée à réaliser une analyse économique détaillée sur l'efficacité énergétique au même titre que n'importe quel équipement de production ? Sinon pourquoi ?

6.4. Veuillez expliquer les raisons qui démontrent qu'Hydro-Québec ne tienne pas compte des coûts évités dans l'évaluation de la rentabilité du projet potentiel pour un projet qui est de nature à modifier le plan d'équipement spécifique à un réseau?