
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS DE L'ASSOCIATION QUÉBÉCOISE DES CONSOMMATEURS INDUSTRIELS D'ÉLECTRICITÉ (AQCIE) ET DU CONSEIL DE L'INDUSTRIE FORESTIÈRE DU QUÉBEC (CIFQ) DANS LE CADRE DU DOSSIER SUR LA DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023

PREMIER SUJET – PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. Références:

- (i) B-0005, HQD-1, Doc 1, page 30
- (ii) Plan budgétaire 2014-15 du gouvernement du Québec, page B-18

Préambule

- (i) Au tableau 4-4, le Distributeur présente les impacts attendus de la plus récente Politique économique du gouvernement du Québec (*Priorité emploi*) sur les surplus énergétiques du Distributeur selon trois scénarios.
- (ii) « *Afin de stimuler un plus grand nombre de projets dans toutes les régions du Québec, la charge minimale d'admissibilité diminuera de 15 MW à 2 MW.*

Ceci fera en sorte que l'offre tarifaire Investissements-emplois sera accessible à un plus grand nombre d'entreprises et de projets puisqu'elle ciblera plusieurs secteurs d'activité, du secteur primaire au secteur tertiaire.

De plus, le seuil de 2 MW permettra à plus d'entreprises déjà implantées au Québec de bénéficier de l'offre tarifaire dans le cadre d'un projet visant l'augmentation de la production.

— Avec ce nouveau seuil, il sera possible pour une entreprise d'accroître la production d'une usine existante et de bénéficier du rabais sur la consommation supplémentaire d'électricité. »

Questions:

- 1.1. Veuillez mettre à jour les prévisions que l'on trouve dans chacun des trois scénarios du tableau 4-4 de la référence (i) notamment en fonction des modifications annoncées à la référence (ii).
- 1.2. Nous comprenons que les surplus énergétiques apparaissant au tableau 4-4 ne sont pas uniformes, c'est-à-dire que ces surplus sont davantage concentrés à certaines périodes de l'année. Notre compréhension est-elle correcte?
 - 1.2.1. Dans quelle mesure le profil saisonnier des nouvelles ventes découlant de la Politique économique *Priorité emploi* correspondra-t-il au profil saisonnier des surplus?
 - 1.2.2. Pour chacun des trois scénarios du tableau mis à jour en réponse à la question 1.1, veuillez indiquer, pour chaque année, les surplus (en TWh) prévus après la prise en compte de ces nouvelles ventes.

DEUXIÈME SUJET : APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

2. Références:

- (i) B-0005, HQD-1, Doc 1, page 28
- (ii) B-0007, HQD-1, Doc 2.3, page 30
- (iii) B-0007, HQD-1, Doc 2.3, pages 32 et 33

Préambule

- (i) Au bilan de puissance, le Distributeur indique une « puissance additionnelle requise », avant contribution des marchés de court terme, de 650 MW et 360MW respectivement pour les années 2013-14 et 2014-15.
- (ii) Le Distributeur présente les « courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis » pour les années 2014

et 2015, atteignant, respectivement, un maximum de près de 1400 MW et 1200 MW.

- (iii) Le Distributeur présente les « valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme » pour les années 2014 et 2015, atteignant, respectivement, un maximum de près de 1650 MW et 1300 MW.

Questions:

- 2.1. Pourquoi la « puissance additionnelle requise » en (i) est-elle inférieure à la valeur maximale des « approvisionnements additionnels requis » en (ii)? Veuillez concilier.
- 2.2. Veuillez indiquer exactement ce qui est mesuré par les courbes de puissances classées à la référence (ii).
- 2.2.1. Veuillez indiquer quels approvisionnements sont considérés comme étant existants (i.e. comme n'étant pas des « approvisionnements additionnels »).
- 2.2.2. Veuillez indiquer si ces courbes tiennent déjà compte des interventions en gestion de la demande et de l'abaissement de tension.
- 2.3. Pourquoi les « valeurs horaires maximales » en (iii) dépassent-elles les « courbes de puissances classées » en (ii)?

3. Référence:

B-0005, HQD-1, Doc-1, page 29

Préambule

« L'Évaluation de la contribution des marchés de court terme prend en considération la marge de manœuvre dont dispose la zone d'équilibrage du Québec, ainsi que les approvisionnements potentiels provenant des marchés voisins. Le Distributeur considère que, mises en commun, les ressources des fournisseurs situés dans la zone d'équilibrage du Transporteur sont susceptibles d'assurer une portion de ses besoins d'approvisionnements de court terme en puissance. »

AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec
R-3864-2013

Le 5 mars 2014

Question:

3.1. Pour chaque fournisseur potentiel situé dans la zone d'équilibrage du Transporteur, veuillez indiquer, pour les années 2014, 2015 et 2016 :

- Les ressources disponibles; et
- La puissance disponible (en MW).

4. Référence:

- (i) B-0005, HQD-1, Doc 1, page 27, tableau 4-2
- (ii) www.nyiso.com

Préambule

- (i) Le Distributeur prévoit des achats de court terme de 0,2 TWh en 2014 et 0,1 TWh en 2015 et 2016.
- (ii) Du 1^{er} janvier au 20 février 2014, le prix *day-ahead* moyen sur NYISO zone M atteignait environ 100\$US/MWh.

Questions:

4.1. Veuillez indiquer, pour les achats de court terme du Distributeur en janvier et février 2014 :

- La quantité totale (en MWh);
- Le prix moyen payé (en \$) pour l'énergie; et
- Les autres coûts encourus, le cas échéant (frais de courtage, de transport, etc.).

4.2. Nous comprenons que le Distributeur n'a pas procédé à la revente d'énergie en janvier et février 2014. Est-ce exact?

- 4.2.1. Sinon, veuillez indiquer, pour les activités de revente du Distributeur en janvier et février 2014 :

- La quantité totale (en MWh)
 - Le revenu total, net des pertes et des coûts de transport additionnels, le cas échéant(en \$)
- 4.3. En rétrospective, quelle quantité d'énergie différée le Distributeur aurait-il dû rappeler, à travers les conventions d'énergie différée, pour chacun des mois de janvier et février 2014 afin de minimiser ses coûts d'approvisionnement?
- 4.3.1. Si le Distributeur avait rappelé 100 MW en vertu des contrats d'énergie différée pour chacun des mois de janvier et février 2014, combien aurait-il économisé en achats d'énergie en présumant par ailleurs une gestion optimale de ses autres outils d'approvisionnement, et quelle quantité de surplus aurait-il eu à écouler sur les marchés?
- 4.3.2. Si le Distributeur avait rappelé 200 MW en vertu des contrats d'énergie différée pour chacun des mois de janvier et février 2014, combien aurait-il économisé en achats d'énergie en présumant par ailleurs une gestion optimale de ses autres outils d'approvisionnement, et quelle quantité de surplus aurait-il eu à écouler sur les marchés?
- 4.3.3. Si le Distributeur avait rappelé 400 MW en vertu des contrats d'énergie différée pour chacun des mois de janvier et février 2014, combien aurait-il économisé en achats d'énergie en présumant par ailleurs une gestion optimale de ses autres outils d'approvisionnement, et quelle quantité de surplus aurait-il eu à écouler sur les marchés?
- 4.4. Veuillez indiquer, pour chaque heure de janvier et février 2014, la capacité inutilisée sur chacune des interconnexions vers NYISO et ISO-NE, de même que sur l'interconnexion à 1250 MW vers IESO.
- 4.5. Veuillez indiquer, pour chaque interconnexion, la capacité présentement réservée ou autrement détenue par le Distributeur sur une base de long terme (une année et plus) en mode import.
- 4.6. À la lumière des prix mentionnés à la référence (ii) et de la réponse à la question 4.1, veuillez commenter l'opportunité de rappeler 100 MW en janvier et février 2015 en utilisant la convention d'énergie différée.

De la même manière :

- 4.6.1. Veuillez commenter l'opportunité de rappeler 200 MW en janvier et février 2015 en utilisant la convention d'énergie différée.
- 4.6.2. Veuillez commenter l'opportunité de rappeler 400 MW en janvier et février 2015 en utilisant la convention d'énergie différée.

5. Références:

- (i) B-0005, HQD-1, Doc 1, page 27
- (ii) Dossier R-3854-2013, B-0090, HQD-15, Doc 3, page 4
- (iii) [Communiqué de presse de la première ministre, 10 mai 2013](#)
- (iv) *Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ)*, article 74.1.1

Préambule

- (i) Il semblerait, du tableau 4-2, que la contribution des contrats éoliens, atteignant 12,1 TWh en 2023, soit basée sur 3 939MW à un facteur d'utilisation de 35%. Ceci inclurait les 800 MW annoncés au printemps 2013, y compris les 200 MW alloués à Hydro-Québec Production.
- (ii) En réponse aux questions 1.3 et 1.3.2 de l'AQCIE et du CIFQ, vous avez fait référence à l'annonce du 10 mai 2013 et au texte de l'article 74.1.1 de la LRÉ pour justifier le fait d'inclure ces 800 MW au bilan, y compris les 200 MW attribués à Hydro-Québec Production.
- (iii) « *Ce bloc de 800 MW se répartit en quatre volets : un premier 150 MW pour un projet du regroupement Mi'gmawei Mawiomi, soit les trois communautés de Listuguj, Gesgapegiag et Gespeg, un bloc de 300 MW octroyé par appel d'offres pour des projets dans les régions de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent, 200 MW pour Hydro-Québec Production et, finalement, 150 MW attribués par appel d'offres pour des projets dans l'ensemble du Québec. Les appels d'offres viseront des projets initiés par des communautés locales ou des coopératives, en partenariat avec des développeurs privés.* »

AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec
R-3864-2013

Le 5 mars 2014

- (iv) «74.1.1. Le gouvernement peut, afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone, dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats suivants:

1° les contrats relatifs à un bloc d'énergie qu'il détermine, sans excéder 150 MW; (...) »

Questions:

- 5.1. Devons-nous comprendre de vos réponses à la référence (ii) que l'article 74.1.1 de la LRÉ permettrait, selon vous, au gouvernement d'obliger le Distributeur à acquérir plus de 150 MW?
- 5.2. Pourquoi utilisez-vous encore un facteur d'utilisation de 35% sachant que le facteur d'utilisation des premiers parcs éoliens se situe plus près de 31%-32%, en moyenne?

6. Préambule

Nous comprenons que le Distributeur ne procède présentement pas à des achats sur les marchés de court terme à moins que les moyens à sa disposition – y compris l'électricité patrimoniale – soient insuffisants.

Questions:

- 6.1. Notre compréhension est-elle exacte? Veuillez expliquer.
- 6.2. Considérant l'attribution rétroactive des bâtonnets d'électricité patrimoniale aux différentes heures de l'année, veuillez expliquer comment le Distributeur détermine quelles quantités il achète et revend sur les marchés.
- 6.3. Le Distributeur suit-il l'évolution des prix sur les marchés de IESO, NYISO et ISO-NE? Si oui, veuillez décrire sommairement de quelle manière il y procède (à quelle fréquence, quels marchés il surveille, etc.).
- 6.4. En supposant que, pour une heure donnée, le Distributeur ait suffisamment d'approvisionnements pour rencontrer la demande mais que le prix sur l'un de ces marchés soit tel que le Distributeur pourrait s'approvisionner à un coût plus faible que le tarif patrimonial, le Distributeur ira-t-il quand même

s'approvisionner sur ce marché (quitte à utiliser moins d'électricité patrimoniale), ce qui lui permettrait non seulement de payer moins cher mais aussi de conserver de plus gros « bâtonnets » d'électricité patrimonial pour le reste de l'année?

6.4.1. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

6.5. En supposant que, pour une journée donnée, le Distributeur ait suffisamment d'approvisionnements, en utilisant le contrat cyclable, pour rencontrer la demande mais que le prix sur l'un de ces marchés soit tel que le Distributeur pourrait s'approvisionner à un coût plus faible que le tarif d'énergie du contrat cyclable, le Distributeur ira-t-il s'approvisionner sur ce marché?

6.5.1. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

6.6. Pour chacun de ces marchés, quel serait le prix à partir duquel il serait plus rentable de s'approvisionner sur ce marché (en tenant compte de tout coût applicable tel que des frais de transaction et des coûts et pertes de transport) que de prendre livraison :

6.6.1. De l'énergie patrimoniale?

6.6.2. De l'énergie prévue au contrat cyclable?

6.7. Veuillez identifier les interconnexions sur lesquelles le Distributeur a des droits de transport fermes (sous forme de réservation, de ressource désignée ou autrement) pour l'import et la hauteur (en MW) de ces droits.

6.8. Pourquoi le Distributeur ne cherche-t-il pas à obtenir des droits de transport fermes pour l'export sur les différentes interconnexions sur lesquelles il y aurait présentement de la capacité de disponible, notamment celle vers le Nouveau-Brunswick depuis que le Producteur a mis fin à sa réservation (à moins que la capacité ait été réservée à nouveau)?

6.9. Veuillez fournir, un chiffrier Excel présentant, sur le réseau intégré et pour chacune des heures de l'année 2013, le cas échéant :

- La demande réelle (nette des impacts des interventions en gestion de la demande et de l'abaissement de tension);
- La dernière (plus récente) prévision de la demande (nette des impacts des interventions en gestion de la demande et de l'abaissement de tension) qui

AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec
R-3864-2013

Le 5 mars 2014

soit dans un horizon temporel suffisant pour modifier les quantités achetées et revendues sur les marchés;

- Les pertes;
- La production totale des ressources éoliennes sous contrats avec le Distributeur;
- La production totale des filières biomasse et de petite hydraulique (i.e. il n'est pas nécessaire de séparer selon la filière) sous contrat avec le Distributeur;
- Le retour d'énergie en vertu de l'Entente d'intégration éolienne;
- Le bâtonnet d'électricité patrimoniale alloué;
- Les livraisons en vertu du contrat cyclable (250 MW) avec HQP;
- Les livraisons en vertu du contrat de base (350 MW) avec HQP, y incluant l'énergie différée et rappelée;
- Tout dépassement couvert par l'Entente cadre;
- À travers chacune des interconnexions :
 - La quantité achetée (sur un marché ouvert ou de gré-à-gré);
 - La quantité vendue (sur un marché ouvert ou de gré-à-gré);
 - La capacité disponible en mode import (au-delà de la quantité déjà utilisée par le Distributeur);
 - La capacité disponible en mode export (au-delà de la quantité déjà utilisée par le Distributeur);
 - Le prix de revient pour l'électricité vendue (revenu unitaire net en fonction du prix du marché et des coûts de transaction, de transport, etc.);
 - Le prix de revient pour l'électricité achetée (coût unitaire total en fonction du prix du marché et des coûts de transaction, de transport, etc.);
- Tout autre achat;
- Toute autre vente.

AQCIE/CIFQ

Demande de renseignements numéro 1 à Hydro-Québec
R-3864-2013

Le 5 mars 2014

Si l'information sur les bâtonnets d'électricité patrimoniale n'est pas encore disponible pour 2013, veuillez déposer l'ensemble de cette information pour l'année 2012 plutôt que pour 2013.

TROISIÈME SUJET : EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

7. Référence:

B-0005, HQD-1, Doc 1, page 17

Préambule

« Au marché affaires, [le Distributeur] bonifiera l'offre de services-conseils et d'accompagnement et élaborera un portefeuille d'interventions davantage ciblées par secteur. La priorité sera mise sur les interventions ayant pour effet d'accroître la compétitivité des entreprises québécoises. La démarche du Distributeur s'inscrit dans une volonté de moderniser son offre en efficacité énergétique et ce, tout en poursuivant ses activités de R&D. »

Questions:

- 7.1. Le Distributeur a-t-il déjà débuté ses travaux visant à élaborer les interventions davantage ciblées? Si oui, veuillez élaborer sur ces interventions.
- 7.2. Pour chacun des programmes d'efficacité énergétiques du Distributeur s'adressant présentement aux industriels, veuillez, le cas échéant, (i) indiquer leur terme et (ii) décrire sommairement les programmes prévus pour les remplacer lorsqu'ils seront arrivés à terme.
- 7.3. Veuillez décrire tout nouveau programme prévu par le Distributeur pour les clients industriels, y compris ceux qui sont encore à l'état embryonnaire.

QUATRIÈME SUJET : ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

8. Référence:

B-0005, HQD-1, Doc 1, page 39

Préambule

Le Distributeur indique qu'il ne participera pas aux marchés réglementaires américains d'attributs environnementaux, en invoquant deux motifs à l'appui : (i) ces marchés viseraient avant tout le développement local de nouveaux projets d'énergie renouvelable; et (ii) le Distributeur ne prévoit pas revendre d'Énergie sur les marchés voisins dans les prochaines années.

Questions:

- 8.1. Veuillez indiquer, pour chaque État américain se trouvant dans les marchés de NYISO, ISO-NE et PJM, s'il serait possible, pour le Distributeur, de vendre les attributs environnementaux relatifs à ses approvisionnements éoliens, de biomasse ou de petites centrales hydrauliques.

Pour les marchés d'attributs environnementaux auxquels pourrait participer le Distributeur, veuillez indiquer :

- 8.1.1. Pour chaque catégorie d'attributs environnementaux, les quantités que le Distributeur aurait pu écouler à chacun des 12 derniers mois, en tenant compte des contraintes de transport (s'il est nécessaire que des livraisons soient effectuées) et autres;
- 8.1.2. Le prix moyen pour chaque catégorie d'attributs environnementaux admissibles, pour chacun des 12 derniers mois;
- 8.1.3. Les raisons pour lesquelles le Distributeur n'a pas participé à ces marchés.
- 8.2. Quant aux marchés auxquels le Distributeur ne peut pas participer, veuillez expliquer les raisons pour lesquelles le Distributeur ne peut y participer.