Demande de renseignements no 1 du GRAME

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur
DOSSIER R-3748-2010

ENJEU 1. La Stratégie énergétique du Québec 2006-2015 et l'intégration des concepts de développement durable au plan d'approvisionnement 2011-2020 en réseau intégré et en réseaux autonomes.

Référence

- HQD-1, Document 1, page 7

Par ailleurs, les besoins en énergie ont connu une forte diminution. Sur l'horizon 2011-2017, la diminution cumulative des besoins prévus se chiffre à 43 TWh (Voir le tableau 2C-8 de l'annexe 2C de la pièce HQD-1, document 2.)1. Les principaux éléments qui expliquent cette baisse sont la diminution de l'activité industrielle, notamment dans le secteur des pâtes et papiers, le rehaussement de l'objectif des économies d'énergie à l'horizon post 2015 et l'impact anticipé de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale conformément à la Loi 100.

Demandes 1

Question 1.1

Pouvez-vous confirmer avoir tenu compte de l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale prévue, selon la Loi 100, dans l'évaluation des besoins en énergie ?

Question 1.2

Sur quel scénario de réaction à l'élasticité/prix basez-vous l'impact de l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale sur la réduction de la consommation ?

Question 1.3

Pouvez-vous nous fournir l'impact anticipé de cette variable séparément de la baisse de l'activité industrielle ?

Pouvez-vous fournir l'impact anticipé séparément par clientèle ?

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 RÉSEAU INTÉGRÉ

ENJEU 2. Prévision de la demande

Références

- HQD-1, Document 2, annexe 2A, et
- HQD-1, Document 1, Sections 2.1. à 2.1.5 et

  2.1.1.3 Prix des combustibles, page 11, Gaz naturel

  2.1.1.4 Prix de l'électricité, page 12

  2.1.2 Économies d'énergie, page 13

  2.1.3 Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation, p. 13 et 14

  2.1.5.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance, page 17

  2.1.5.2 Prévision des besoins en énergie et en puissance page 18

Demandes 2

Question 2.1

À la section 2.1.3, portant sur le prix des combustibles, vous faites un lien entre l'augmentation de la demande en gaz naturel dans le secteur industriel et l'exploitation des sables bitumineux et le prix du gaz naturel, pouvez-vous préciser pourquoi?

Question 2.2

À la section 2.1.3, portant sur le prix des combustibles, vous faites référence à des législations environnementales plus contraignantes qui favoriseront l'utilisation du gaz naturel, pouvez-vous préciser vos références ?

Question 2.3

À la section 2.1.1.4 portant sur le prix de l'électricité, vous précisez que la hausse du prix de l'électricité patrimoniale ne touchera pas les clients du tarif L industriel et les contrats spéciaux, pouvez-vous préciser pourquoi ?

Question 2.4

À la section 2.1.2 portant sur les économies d'énergie, vous énumérez l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance, pouvez-vous confirmer que les économies du projet CATVAR, dont l'estimé des résultats en efficacité énergétique est de l'ordre de 2 TWh, sont intégrées au 11 TWh à l'horizon 2015 ?

Question 2.5

Sur quelles hypothèses basez-vous la progression de la cible considérée jusqu'en 2020 à 16,3 TWh, telle que présentée au tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 ?

Question 2.6

Cette progression tient-elle compte du fait qu'au-delà des 2 TWh du projet CATVAR, il n'y aura pas de progression additionnelle pour ce projet, au même titre que les autres résultats des programmes du PGEÉ ?

Question 2.7

Concernant le tableau 2.1-2, HQD-1, Document 1, portant sur l'impact des économies d'énergie sur la prévision de puissance à la pointe d'hiver, le Distributeur a-t-il évalué et pris en compte les impacts du projet CATVAR sur la tendance des prévisions de puissance à la pointe d'hiver à l'horizon 2015 et 2020 ?

Question 2.8

À la section 2.1.3 portant sur la prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation, le tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 résume les économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes et le tableau 2.1-2 présente leur impact sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Veuillez préciser si l'impact de la loi 100 et de l'annonce de l'augmentation des tarifs sont inclus dans le calcul (1) des économies d'énergie tendancielles présentées, (2) des économies des programmes d'HQ déjà mis en œuvre et (3) des interventions en efficacité énergétique en déploiement au tableau 2.1-1, HQD-1, Document 1 ?

Pouvez-vous préciser quel est l'impact présumé de cette hausse sur chacune de ces trois mesures ?

Question 2.9

À la section 2.1.4 portant sur la prévision, pourriez-vous préciser s'il peut y avoir des pertes en énergie et en puissance sur le réseau qui seraient liées au projet CATVAR ?

Question 2.10

À la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, vous indiquez que les besoins en puissance sont supérieurs à ceux de l'état d'avancement 2009 pour tous les hivers, quels autres modes de gestion de la demande pourraient réduire les besoins en puissance associés à l'hiver ?

Question 2.11

À la section 2.1.5.2 portant sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, vous mentionnez que l'augmentation de la prévision des besoins en énergie et en puissance résulte d'une modification de la répartition des ventes prévues entre le secteur Industriel et les secteurs Résidentiel et agricole, pourriez-vous identifier l'impact de la demande de chauffage des locaux et de l'eau sur l'augmentation de l'ordre 270 MW à la pointe d'hiver ?

Concernant l'impact éventuel d'une offre de tarification dynamique, avez-vous évalué quel pourrait être l'ordre de grandeur à l'horizon 2020 sur la prévision des besoins en énergie et en puissance, particulièrement sur les résultats en hiver, si vous reteniez l'ordre de grandeur des résultats en économies d'énergie et en déplacement de la demande du projet heure juste :

i) Selon le cas d'une offre volontaire ?

ii) Selon le cas d'une offre obligatoire, donc de la modification complète des tarifs résidentiels vers une offre de tarification dynamique ?

ENJEU 3. Approvisionnements et programme d'achat d'électricité

Le Programme d'achat d'électricité

Références

- *HQD-1, Document 1, Section, 3.2.1, page 25 et HQD-1, Document 2, annexe 2A, présentation détaillée du scénario moyen*

  *«**3.2.1 Programme d'achat d'électricité***

  *Le programme d'achat d'électricité a permis au Distributeur de retenir treize projets pour un total de 150 MW de puissance installée.» (*HQD-1, doc. 1, p. 25*)*

Demande 3

Question 3.1

Considérant l'engouement du programme PAE-2009-01 suscité par les soumissionnaires, soit 31 soumissions totalisant 356 MW, le Distributeur entend-il procéder à un deuxième appel d'offres?

ENJEU 3.1 Moyens pour satisfaire les besoins de pointe

Référence

- HQD-1, Document 1, Sections 3.3. à 3.4 et
- HQD-1, Document 2, annexe 2A, présentation détaillée du scénario moyen

Référence :

Section 3.3.1, Électricité interruptible, page 26

Les contrats d'électricité interruptible signés pour l'alimentation de la charge auront permis au Distributeur d'interrompre des charges variant de 546 MW à 851 MW depuis l'hiver 2003-2004. Compte tenu de l'historique des quantités offertes par la clientèle, le Distributeur compte dorénavant, à plus long terme, sur un potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible. Le Distributeur continuera de déployer tous les efforts requis afin d'accroître ce potentiel. Le cas échéant, le potentiel inscrit au bilan de puissance sera ajusté en conséquence.

Demande

Question 3.1.1

Concernant le potentiel maximal de 850 MW provenant du programme d'électricité interruptible, le Distributeur mentionne vouloir déployer tous les efforts requis pour accroître ce potentiel, pouvez-vous préciser les moyens qui sont envisagés ?

Référence :

Section 3.3.2, Groupes électrogènes de secours, page 26

L'expérience des dernières années avec les groupes électrogènes démontre que le programme a suscité peu d'intérêt chez les propriétaires de groupes électrogènes et que sa contribution n'est pas suffisante pour apparaître au bilan de puissance.

Le Distributeur ne compte plus sur ce moyen pour satisfaire ses besoins de puissance

Demandes 3.1

Question 3.1.2

Concernant l'option groupes électrogènes de secours, vous indiquez que ce programme n'a pas suscité d'intérêt. Pouvez-vous en expliquer les raisons ?

Question 3.1.3

Pouvez-vous confirmer si cette option est abandonnée définitivement ou plus précisément, demandez-vous la fin de ce programme ?

Référence

Section 3.3.3 Abaissement de tension, pages 26 et 27

À chaque année, depuis 2006, le Transporteur procède à des essais d'abaissement de tension. L'objectif de cette opération consiste à vérifier la disponibilité des équipements, à identifier les artères de distribution où de telles manoeuvres posent des problèmes chez la clientèle et à évaluer la persistance de l'abaissement de tension et son impact en puissance.

Le résultat de ces essais démontre que le Distributeur peut compter sur une réserve d'exploitation, associée à l'abaissement de tension, de 250 MW.

Demande 3.1

Question 3.1.4

Concernant la réserve d'exploitation associée à l'abaissement de tension de 250 MW, pouvez-vous préciser si le projet CATVAR aura un impact sur la valeur associée à l'abaissement de tension, soit 250 MW ? Pourquoi ?

Référence

Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 27

Pour satisfaire ses besoins de puissance au-delà de ses approvisionnements de long terme auprès de ses fournisseurs, le Distributeur fait appel aux marchés de court terme. L'évaluation du potentiel, actuellement établi à 1 000 MW, s'appuie sur deux considérations : (...)

Le Distributeur effectue un suivi continu des changements qui surviennent dans les marchés ainsi que sur le réseau de transport du Québec, de manière à mettre à jour la contribution potentielle des marchés de court terme. Un inventaire complet des capacités disponibles sur les interconnexions est d'ailleurs présenté à l'annexe 4A.

Malgré les règles actuelles dans le marché ontarien donnant un droit de rappel de l'Independent Electric System Operator (IESO) en cas de difficulté d'alimentation de la charge locale, des opportunités d'achat de puissance à

travers le réseau ontarien pourraient exister. Une description détaillée des problématiques d'importation à partir de l'Ontario est présentée à l'annexe 4B.

Section 3.3.4 Contribution des marchés de court terme en puissance, p. 28

Considérant les observations qui précèdent, le Distributeur conclut que le potentiel d'achat sur les marchés de court terme peut, dans l'immédiat, être augmenté de la capacité de l'interconnexion de Dennison, soit 100 MW, pour s'établir à 1 100 MW. Le Distributeur considère que ce potentiel demeure prudent, compte tenu des possibilités additionnelles qu'offrent les marchés autres que celui de New York, décrites précédemment. Le Distributeur a à cet effet désigné l'interconnexion Dennison à titre de ressource pour alimenter la charge locale.

Demandes 3.1

Question 3.1.5

Concernant la contribution des marchés de court terme en puissance et en énergie pour satisfaire les approvisionnements du Distributeur, au-delà de ceux à long terme, pouvez-vous préciser selon l'inventaire fourni à l'annexe 4 et vos prévisions, pour les trois prochaines années, le portefeuille (prévision et proportion) de types (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) de ressources qui seront utilisés?

Question 3.1.6

Pouvez-vous préciser quels sont les impacts prévisibles de l'adoption des normes de la FERC sur les choix en approvisionnement situés dans la zone de réglage du Québec via les interconnexions ?

Question 3.1.7

Concernant les opportunités d'achat de puissance à travers le réseau ontarien, pouvez-vous préciser de quels types de ressources, proportionnellement, (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) il est question ?

Question 3.1.8

Concernant l'ensemble des possibilités qu'offrent le marché de New York à titre de potentiel d'achat sur les marchés de court terme, veuillez préciser le type de ressources (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) dont il est question ?

Question 3.1.9

Concernant l'interconnexion Dennison désignée à titre de ressource pour alimenter la charge locale, veuillez préciser le type de ressource (thermique : gaz naturel, mazout, charbon, hydro-électricité, éolien, etc.) dont il est question ?

ENJEU 3.2 Gestion de la consommation et moyens liés aux projets en efficacité énergétique

Références

i. HQD-1, Document 1, Section 3.4, pages 8 et 9

Tel que présenté dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, le Distributeur a accru le recours aux moyens déjà en place. D'une part, la contribution des marchés de court terme, dont l'évaluation était considérée conservatrice, a été portée à 1 000 MW.

(..)

Toutefois, le Distributeur considère toujours important de développer le potentiel des options relatives à la gestion de la consommation et poursuit ses activités de prospection dans ce domaine.

ii. HQD-1, Document 2, annexe 2A, section 5.2, Page 69 et 70

5.2. Moyens de gestion de la consommation

Le Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat d'approvisionnement.

Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel devrait être traitée explicitement dans le Plan à titre de moyen d'approvisionnement. C'est le cas de l'option d'électricité interruptible. Ces moyens de gestion de consommation, disponibles sur appel, sont abordés à la section 3.4 de la pièce HQD 1, document 1.

Ils sont actuellement les seuls moyens de cette catégorie pouvant être utilisés par le Distributeur. Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande.

<u>Demandes 3.2</u>

Question 3.2.1

En lien avec votre intérêt à *développer le potentiel des options relatives à la gestion de la consommation* et à poursuivre des *activités de prospection dans ce domaine*, outre la bi-énergie résidentielle, associée à un moyen de gestion n'étant pas sous le contrôle direct du Distributeur, avez-vous procédé à un balisage des autres moyens de gestion pouvant être associés aux projets en efficacité énergétique et sous le contrôle du Distributeur ?

Si oui, quels sont ces moyens et leur potentiel ? À court terme, à long terme ?

Question 3.2.2

Concernant le fait que « *..la contribution des marchés de court terme, dont l'évaluation était considérée conservatrice, a été portée à 1 000 MW*. », quelle est votre évaluation de la progression de la contribution des marchés de court terme ?

Plus précisément, pouvez-vous expliquer pourquoi le Distributeur a eu besoin d'une contribution accrue des marchés de court terme ?

Question 3.2.3

Seriez-vous en mesure de fournir la provenance de ces 1000MW, soit le type de ressources (hydraulique, thermique, nucléaire) qui ont contribuées à cette fourniture ?

Référence

- HQD-1, Document 1, Section 3.4, section 3.4, pages 28 et 29

  Le Distributeur prévoit déposer une demande d'autorisation spécifique relative au projet de Lecture à distance (LAD) d'ici 2012. Le projet LAD consiste au remplacement du parc de compteurs existants à court terme, l'installation d'une infrastructure de mesurage avancé et le déploiement d'une plateforme de télécommunications.

  Lorsque la Régie aura, le cas échéant, approuvé ce projet majeur, le Distributeur pourra qualifier les opportunités d'affaires prometteuses et développer éventuellement l'offre d'options en gestion de la consommation, dans la mesure où celles-ci répondent, de façon économique, à des besoins réels. D'ici ce moment, le Distributeur poursuit ses activités de vigie et de prospection.

Demandes 3.2

Question 3.2.4

À la référence section 3.4, du document HQD-1, Document 1, à quelles offres de gestion de la consommation faites-vous référence ?

Question 3.2.5

Quelles sont les activités de vigie et de prospection faites dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) ?

Question 3.2.6

Compte tenu de l'état d'avancement de vos activités de vigie et de prospection faites dans le cadre du projet de lecture à distance (LAD) concernant les offres de gestion de la consommation, pourriez-vous estimer un profil de réduction en pointe résultant de ce projet à long terme ?

Par exemple, des offres de gestion de la consommation liée au projet LAD pourraient-elles couvrir le 1000 MW présentement requis sur les marchés de court terme ?

Question 3.2.7

Veuillez confirmer qu'aucune estimation d'offres de gestion de la consommation, liée au projet LAD, n'a été intégrée dans les prévisions de la demande du plan d'approvisionnement ?

ENJEU 3.3 Attributs environnementaux

Référence :

- HQD-1, Document 1, Section 3.5, pages 29 et 30

3.5 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX

Lors de l'examen du Plan d'approvisionnement 2008-2017, plusieurs intervenants avaient suggéré que le Distributeur puisse accréditer ses projets de production d'énergie renouvelable afin d'en revendre les attributs environnementaux sur le marché des certificats d'énergie renouvelable (« Renewable Energy Certificates » ou RECs), particulièrement en Nouvelle-Angleterre.

(…)

Certains autres réseaux procèdent à des appels d'offres centralisés où l'introduction de critères favorisant la production locale rend pratiquement impossible la qualification des projets provenant de l'extérieur de l'État. Dans l'État de New York, par exemple, dans le cadre du processus de sélection des offres mis en place par le NYSERDA (New York State Energy Resource and Development Authority.), 30 % du pointage est directement relié à des critères de retombées économiques dans cet État. En plus, tout projet ayant bénéficié d'une aide gouvernementale, même si cette aide provient d'un gouvernement étranger, ne peut se qualifier dans le processus d'appel d'offres.

(…)

Enfin, le Distributeur effectuera ***une vigie*** *afin de demeurer à l'affût des changements qui pourraient survenir et améliorer les perspectives de mise en valeur des attributs environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable.*

Demandes 3.3

Question 3.3.1

Pourriez-vous préciser, à votre connaissance, quels sont les critères de qualification restreignant la certification des projets implantés à l'extérieur des états de la Nouvelle-Angleterre ?

Question 3.3.2

Pouvez-vous donner des exemples de contestations judiciaires qui soient en lien avec des projets de type hydroélectrique ?

Question 3.3.3

En quoi le fait de revendre des RECs ferait en sorte de maintenir une plus grande quantité de production thermique dans les marchés voisins ?

Question 3.3.4

Une offre plus importante d'énergie renouvelable n'aurait-elle pas, à terme, l'effet d'augmenter les pourcentages requis en ressources renouvelables des porte-folios ?

Question 3.3.5

Outre la rentabilité discutable d'un point de vue monétaire liée à la revente de RECs, l'accréditation des projets énergétiques du Québec n'aurait-elle pas un effet positif sur la reconnaissance de l'hydroélectricité comme ressource renouvelable et propre au Québec ?

Question 3.3.6

Une telle reconnaissance pourrait-elle impliquer une plus-value monétaire directe lors des transactions de vente d'électricité sur ces marchés ?

Question 3.3.7

Le Distributeur mentionne qu'il effectuera une vigie portant sur les perspectives de mise en valeur des attributs environnementaux de ses projets d'énergie renouvelable. À quel moment le Distributeur entend-il déposer cette vigie pour les fins d'examen devant la Régie de l'énergie ?

ENJEU 4. Approvisionnements additionnels et stratégie

(HQD-1, Document 1, Sections 4.1 à 4.4 et pièce HQD-1, Document 2, Annexe 4C)

Référence

- HQD-1, Document 1, Sections 4.1 à 4.4, page 31

  4.1.1 Déploiement des moyens de gestion existants

  Le bilan fait état d'importants surplus d'énergie, notamment de 2012 à 2016. La stratégie élaborée, présentée dans les sections suivantes, permettra de rétablir l'équilibre offre demande, tout en minimisant les transactions sur les marchés de court terme et ce, dans une perspective continue d'accroître la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur.

Préambule

L'un des objectifs du Distributeur semble être la réduction des transactions sur les marchés de court terme et la mise en place d'une stratégie permettant le rétablissement de l'équilibre offre demande et l'amélioration de la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement.

Demandes 4

Question 4.1

Pouvez-vous confirmer, ou infirmer, que les mesures de gestion de la demande qui pourraient résulter du projet LAD et les économies d'énergies prévues au projet CATVAR ont été considérées dans cette prévision ?

Pourriez-vous fournir un estimé de l'impact des mesures de gestion de la demande qui pourrait résulter du projet LAD, à terme ?

Question 4.2

Outre les ententes avec ses principaux fournisseurs (TCE et le Producteur), quelles sont les mesures précises envisagées pour l'amélioration de la flexibilité du portefeuille d'approvisionnement à court terme et à long terme ?

Référence

- HQD-1, Document 1, Sections 4.1.2

4.1.2 Bilan en énergie après utilisation des moyens de gestion existants

Le bilan en énergie présenté au tableau 4.1-2 intègre le déploiement des moyens de gestion présentés à la section 4.1.1. Les quantités rappelées dans le cadre des conventions d'énergie différée ont été limitées aux 400 MW de puissance garantie, afin de refléter le caractère incertain des 400 MW additionnels. Toutefois, pour la pointe hivernale 2010-2011, le Distributeur intègre à ses bilans les quantités rappelées en vertu des dispositions des conventions d'énergie différée, telles qu'acceptées par le Producteur. Le taux de livraison majoré des deux contrats (en base et cyclable combinés) atteindra 1 150 MW, ce qui correspond à des retours d'énergie de 550 MW, soit 150 MW de plus que la puissance garantie par ces conventions.

Malgré le déploiement des moyens de gestion existants, d'importants surplus d'énergie demeurent présents au bilan, ceux-ci étant concentrés d'avril à octobre. Parallèlement, de nouveaux approvisionnements seront requis en période hivernale.

Demande 4

Question 4.3

Sera-t-il possible avec l'ensemble des moyens décrits à la section 4.1.2 de réduire davantage le recours au marché de revente à court terme pour les surplus d'énergie demeurant au bilan ? Quels autres moyens seront envisagés ?

Référence

4.4.2 Stratégie envisagée à plus long terme, page 46

Sur l'horizon du Plan, aucun appel d'offres de long terme n'est requis pour acquérir de nouveaux approvisionnements comportant des livraisons en base.

Par ailleurs, puisque la gestion de la consommation vise le ***déplacement de consommation entre les créneaux horaires****, ce moyen ne pourrait satisfaire qu'une portion des besoins d'hiver, ces derniers impliquant une contribution potentielle importante en énergie.*

Par ailleurs, l'analyse menée par le Distributeur sur le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir de chaque marché (voir l'annexe 4B) fait ressortir l'intérêt de recourir aux moyens disponibles dans les marchés voisins. L'État de New York et la Nouvelle- Angleterre sont particulièrement intéressants car d'importantes quantités de ressources y sont disponibles en hiver, lors de la pointe des besoins québécois. Compte tenu de ce constat, la stratégie d'acquisition de nouvelles ressources implique deux démarches : **• accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins ;**

Demande 4

Question 4.4

Vous indiquez que *puisque la gestion de la consommation vise le déplacement de consommation entre les créneaux horaires*, veuillez préciser quels sont les moyens de gestion de la consommation auxquels vous faites référence ?

Question 4.5

Lorsque vous envisagez d'accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins, comptez-vous privilégier un type (Thermique, éolien, hydro-électrique, etc.) de ressources en particulier ?

Référence

> *4.4.2.1 Accroître le potentiel d'approvisionnement en puissance à partir des réseaux voisins*
>
> *À cet égard, le Distributeur souhaiterait être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario. Le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario.*

<u>Demande 4</u>

Question 4.6

Vous indiquez souhaiter *être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1250 MW*, veuillez préciser la provenance et le type de ressources constitués pour ces achats de puissance ferme ?

Référence :

> ***4.4.2.3 Ordonnancement des actions***
>
> Préalablement au lancement d'un appel d'offres, le Distributeur s'adressera au Transporteur afin d'obtenir des indications sur le coût et le délai de réalisation des investissements en transport requis afin d'acheminer la puissance à partir des différentes alternatives d'approvisionnement possibles, incluant celles provenant des réseaux voisins. (…)
>
> Les résultats de l'appel d'offres pourront également permettre de baliser les investissements que le Distributeur pourrait devoir consentir afin de déployer d'autres moyens pour satisfaire des besoins en puissance qui se présenteront ultérieurement, dont : les nouveaux programmes de gestion de consommation ;
>
> • l'accroissement de la capacité d'importation avec des réseaux voisins afin d'augmenter le potentiel d'approvisionnement en puissance sur les marchés de court terme.

<u>Demandes 4</u>

Question 4.7

Concernant l'*Ordonnancement des actions* à la section 4.4.2.3, avez-vous également une politique ou un énoncé d'ordonnancement en fonction du type (thermique, renouvelables, etc.) de ressources ?

ENJEU 4.1 Modifications au portefeuille d'approvisionnement

(HQD-1, Document 1, Section 4.2.2.2 et pièce HQD-1, Document 2, Annexe 4A et Annexe 4B)

Préambule et référence

En lien avec le portefeuille d'approvisionnement et le développement d'un programme d'achat d'électricité auprès de micro-producteurs de moins de 1 MW, le GRAME souhaite s'assurer que le plan d'approvisionnement 2011-2020 intègre adéquatement les préoccupations exprimées dans la *Stratégie énergétique du Québec 2008-2015* ;

Dans le dossier R-3648-2008, le Distributeur faisait part d'échanges informels avec des intervenants susceptibles d'être intéressés par la microproduction :

> *«Le Distributeur a eu des échanges informels avec différents intervenants susceptibles d'être intéressés par un éventuel programme de microproduction. Le but de ces échanges était de mesurer les attentes et l'intérêt que pourrait susciter un tel programme et de comprendre les principaux enjeux associés aux différentes filières de production. Ces intervenants sont des promoteurs et manufacturiers de l'industrie éolienne, l'UPA, des représentants des municipalités, ainsi que des représentants de l'industrie des biogaz de ferme.»*
>
> R-3648-2008, HQD-3, Document 6, p. 26

Demandes 4.1

Question 4.1.1

D'autres échanges et discussions exploratoires ont-ils eu lieu depuis? Sinon, veuillez préciser pour quelles raisons?

Question 4.1.2

Si oui, ces rencontres ont-elles permis d'identifier des difficultés pour la mise en place d'un éventuel programme de microproduction?

Veuillez préciser.

Préambule

Pour terminer cette section, le GRAME est en faveur de conserver les acquis en matière d'approvisionnement en énergie de sources renouvelables, comme le démontre la preuve au dossier avec la signature de contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, le programme d'électricité produite par des petites centrales hydrauliques, la mise en service d'énergie de source éolienne, ainsi que les approvisionnements de source hydro-électrique conventionnelle. Le GRAME souhaite s'assurer que ces acquis soient maintenus et qu'une place ciblée soit réservée à ces ressources.

Références

i. **HQD-1, doc.1, p.33**

*«**4.2.2.2 Modifications au portefeuille d'approvisionnement***

Depuis l'état d'avancement 2009, le portefeuille d'approvisionnement du Distributeur a connu les changements suivants :

signature de six contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse, totalisant 51,9 MW. Ce résultat remplace une estimation basée sur les objectifs du décret qui visait l'acquisition de 150 MW de puissance produite par de la biomasse ;»

ii. **HQD1-doc.1, p. 60**

*«**7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées***

(...) les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, *(...)*»

Demandes 4.1

Question 4.1.3

Le Distributeur peut-il expliquer les raisons pour lesquelles les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans l'appel d'offres? Veuillez préciser.

Référence : HQD-1, doc. 1 p. 63

> «***7.2.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie***
>
> *Le Distributeur insère dans ses contrats des clauses comportant des pénalités liées au maintien de la contribution en énergie. Ainsi, après la date de mise en service, les fournisseurs doivent garantir leur contribution effective en énergie annuelle.*
>
> *Par exemple, dans les contrats signés relativement à l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la biomasse, lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle prévue au contrat, ils doivent payer des dommages à chaque année. Le montant des dommages correspond au produit de la quantité d'énergie manquante multipliée par la différence entre, d'une part, la moyenne du coût de remplacement de l'énergie et, d'autre part, le prix que le Distributeur aurait payé au fournisseur en vertu du contrat.*»

Demandes 4.1

Question 4.1.4

Les pénalités telles que décrites ci-haut font-elles partie des raisons pour lesquelles il y a peu de soumissionnaires? Veuillez préciser.

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 DES RÉSEAUX AUTONOMES

Enjeu 5. Suivi de la décision D-2008-133 concernant le plan d'approvisionnement en réseau autonome

Enjeu 5.1 Recherche de solution de rechange à l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux en réseaux autonomes.

Références

HQD-2, document 1, sections 5.1, 5.2 et 6

Référence

> « *Par ailleurs, les centrales de Cap-aux-Meules et de Tasiujaq feront face à des dépassements de puissance garantie d'ici 2013 (voir les sections 6.1.3 et 6.2.3). Compte tenu des délais de réalisation des projets d'augmentation de puissance, des mesures de mitigation*[17] *seront mises en place afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients.* » HQD-2, doc. 1, p. 23
>
> Note de bas de page 17 : «*L'éventail des mesures de mitigation visant à pallier, de façon temporaire, aux augmentations de besoins comprend l'utilisation d'une génératrice d'urgence et les mesures de gestion de la consommation.* »

Question 5.1.1

Veuillez détailler les mesures de gestion de la consommation envisagées qui seront mises en place pour limiter les dépassements de puissance.

Référence

> « *La puissance garantie de la centrale d'Akulivik a été dépassée pendant la période 2008-2010. Afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement des clients, en attendant la construction de la nouvelle centrale, une génératrice d'urgence de 545 kW a été installée à Akulivik. Un programme de réduction de la demande a été considéré, mais n'a pas été retenu, car il ne permettait pas de retarder l'augmentation de puissance à la centrale d'Akulivik.* »
>
> HQD-2, doc. 1, p. 34

Question 5.1.2

Malgré l'installation de la nouvelle génératrice d'urgence, le Distributeur prévoit-il poursuivre l'application des mesures de gestion de la consommation telles qu'envisagées pour Cap-aux-Meules et Tasiuajaq? Sinon, pour quelles raisons? Veuillez préciser.

Enjeu 5.2 Jumelage éolien-diesel en réseaux autonomes.

Références HQD-2, document 1, section 5.2.3.

> ***Jumelage éolien-diesel (JED)***
>
> En fonction des résultats des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq, le Distributeur réalisera éventuellement du JED dans les réseaux autonomes du Nunavik présentant un avantage économique, si de tels projets sont accueillis favorablement par les milieux concernés.

Préambule

Le GRAME souhaite s'assurer que des moyens soient déployés pour que puissent être mis en place les projets permettant de réduire l'utilisation du mazout pour la production d'électricité et le chauffage des locaux.

Demandes 5.2

Question 5.2.1

Pourriez-vous fournir les résultats préliminaires des projets pilotes à Akulivik et à Kangiqsualujjuaq ?

S'ils ne sont pas disponibles, pourriez-vous préciser si les résultats sont prometteurs compte tenu des coûts évités en réseaux automnes ?

Enjeu 5.4 Comptabilisation des réductions des émissions de gaz à effet de serre

Référence

- HQD-2, document 1, section 5.2.4

  « ***5.2.4. Réduction potentielle des émissions***

  (…) On peut évaluer que l'ensemble des projets, théoriquement réalisables ou en voie de réalisation, pourraient permettre à terme une réduction des émissions de CO_2 de l'ordre de 173 056 tonnes par an, soit une réduction de 85 %. (…)

  Dans le Plan d'approvisionnement 2008-2017, sur la base des projets alors envisagées et des données réelles d'émissions de 2005, la réduction estimée était de l'ordre de 41 000 tonnes de CO_2 ou 21 % des émissions totales. »

  HQD-2, doc.1, p. 43

Préambule

Le GRAME souhaite s'assurer que le Distributeur comptabilise la réduction des émissions de GES résultant du déploiement du PGEÉ en réseaux autonomes.

Demande 5.4

Question 5.4.1

Le potentiel de réduction des émissions de CO_2 est en nette progression par rapport aux estimations de 2005.

Malgré l'analyse déposée (HQD-1, Document 1, Section 3.5, pages 29 et 30, *3.5 ATTRIBUTS ENVIRONNEMENTAUX*) concernant les faibles opportunités d'accréditation (RECs), pourriez-vous préciser si le Distributeur est en mesure d'évaluer la valeur, d'un point de vue monétaire, des opportunités d'accréditation sur le marché du crédit de carbone ?

5.5 Efficacité énergétique et nouvelles technologies en réseaux autonomes

Référence

- HQD-2, document 1, sections 5.2

«*Le Distributeur a collaboré avec la firme RSW dans le cadre d'un projet pilote sur les hydroliennes. En première mondiale, la firme a installé en 2010 une hydrolienne de 250 kW*[20] *dans les eaux du fleuve Saint-Laurent à Montréal. La prochaine étape consiste à identifier un site au Nunavik où, en fonction des résultats du projet pilote, cette technologie pourrait être testée dans les conditions extrêmes du Grand Nord québécois.*

Note de bas de page [20] : À l'origine, deux prototypes d'hydrolienne de 250 kW étaient prévus. »

HQD-2, doc. 1, p.27

Préambule

Le GRAME souhaite s'assurer que soient développés des projets d'efficacité énergétique, d'intégration de nouvelles technologies d'énergie renouvelable et de récupération de chaleur.

Demandes 5.5

Question 5.5.1

À quel moment le Distributeur prévoit-il obtenir les premiers résultats du projet pilote dans les eaux du fleuve St-Laurent ? Sont-ils déjà disponibles ? Si oui, veuillez les déposer ?

Question 5.5.2

Le Distributeur a-t-il estimé le potentiel (en kW) du projet au Nunavik ?

Question 5.5.3

Le Distributeur envisage-t-il d'explorer d'autres territoires pouvant accueillir un projet pilote d'hydrolienne?

Référence

> «*Par ailleurs, le Distributeur discute présentement avec un client en vue de lui fournir de la chaleur excédentaire provenant de la centrale de Cap-aux-Meules en remplacement de son système de chauffage au mazout. L'évaluation préliminaire démontre une rentabilité du projet. Le client est situé près de la centrale thermique et son système de chauffage doit être remplacé puisqu'il arrive à la fin de sa vie utile. Une étude d'avant-projet sera réalisée afin de préciser les coûts d'investissement requis pour le* raccordement du client. *Si le projet s'avérait toujours avantageux, il pourrait être réalisé dès 2011.* »
>
> HQD-2, doc. 1, p. 32-33

Question 5.5.4

Quel serait le potentiel de réduction des émissions de CO_2 du projet (CO_2 évité) ?

Sont-elles comptabilisées dans le tableau 9 ?

5.6 Réseau de Schefferville et programme de réduction de la demande

Référence

- HQD-2, document 1, section 6.6.4, page 43

À la demande de la Régie, l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Menihek a été envisagée. Cette option s'avère toutefois moins économique qu'une solution thermique de relève.

Une centrale thermique de réserve qui fonctionnera qu'en cas d'urgence seulement est donc prévue. Par ailleurs, le Distributeur a également considéré diverses mesures visant la réduction de la demande de pointe, telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance.

Tel que spécifié dans le dossier tarifaire 2011-2012 du Distributeur, aucune des pistes envisagées n'a montré un potentiel suffisant pour contribuer significativement aux besoins en puissance.

Demandes 5.6

Question 5.6.1

Le Distributeur mentionne avoir considéré diverses mesures visant la réduction de la demande de pointe, telles les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance, veuillez déposer les résultats de ces analyses de potentiel.

Enjeu 6. Suivi de la décision D-2010-022 concernant le plan d'approvisionnement en réseau autonome.

Enjeu 6.1 Mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande de pointe

Référence

HQD-2, document 1, section 3.3

«***Performance des PUEÉ***

Aux Îles-de-la-Madeleine, un segment significatif de la clientèle utilisant l'électricité ne veut pas chauffer au mazout (35 % de la clientèle totale), indépendamment des mesures offertes pour favoriser la conversion de leur système de chauffage. Le Distributeur estime qu'il reste un potentiel de 15 % de la clientèle totale des Îles-de-la-Madeleine qui pourrait potentiellement accepter de convertir leur système de chauffage de l'électricité au mazout. Les constats sont les mêmes pour le PUEÉ - Anticosti.

(...)

Pour ce qui est du réseau de La Romaine, cette communauté n'a jamais été réceptive à l'utilisation du mazout comme mode de chauffage, malgré l'existence d'un PUEÉ économiquement rentable pour les clients. Le Distributeur considère donc qu'il n'y a pas de possibilité d'implanter cette mesure. » HQD-2, doc.1, p. 12 et 13

Demandes 6

Question 6.1

Veuillez distinguer la proportion actuelle, soit le pourcentage pour chaque catégorie de clientèle (clientèle résidentielle, clientèle affaires ou autre) se chauffant au mazout aux Îles-de-la-Madeleine.

Question 6.2

Quelles sont les principales raisons de refus qui sont évoquées ? Pouvez-vous préciser s'il y a des différences par marché, aux Îles-de-la-Madeleine et dans la communauté de La Romaine ?

Enjeu 7. Programmes d'utilisation efficace de l'énergie et Performance du PGEÉ en réseaux autonomes

Référence

- HQD-2, Document 1, section 3.3.1., page 12

  La clientèle résidentielle adhérente aux PUEÉ bénéficie d'une réduction de 30 % de ses frais de chauffage des locaux et de l'eau par rapport à un client utilisant l'électricité pour une consommation équivalente8.

Demande 7

Question 7.1

Veuillez déposer un tableau qui illustre les remboursements de 30 % des frais de chauffage des locaux et de l'eau par réseau autonome entre 2000 et 2010.