

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE
RELATIVEMENT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2006
DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2005-2014**

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

- 1. Références :**
- (i) ÉAPA 2006, page 10, tableau 2.1
 - (ii) ÉAPA 2005, page 11, tableau 2.1
 - (iii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 18, tableau 2.1
 - (iv) ÉAPA 2003, page 13, tableau 3.1

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente la prévision des ventes par secteur de consommation. La Régie note que la prévision de l'année 2006 comporte quatre mois de ventes publiées et normalisées pour les conditions climatiques, soit de janvier à avril, et huit mois de ventes prévisionnelles.

Or, les ventes publiées normalisées pour établir la prévision des ventes de l'année du dépôt des documents aux références (ii), (iii) et (iv) couvrent les mois de janvier à juillet.

Demande :

- 1.1.** Veuillez mettre à jour les données de la référence (i) pour l'année 2006, en considérant un minimum de sept mois de ventes publiées normalisées. Veuillez indiquer, le cas échéant, l'impact sur la prévision des années subséquentes.

Réponse:

Afin d'assurer la cohérence avec le dossier R-3610-2006 et la version ajustée de septembre 2006 du *Plan stratégique 2006-2010*, le Distributeur a choisi de ne pas intégrer les ventes publiées de mai 2006 à juillet 2006 pour le scénario moyen de l'*État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014* (ÉAPA 2006). En revanche, les scénarios fort et faible de l'ÉAPA 2006 ont été effectués ultérieurement de façon à prendre en compte les éléments les plus récents. Ils intègrent donc les ventes publiées normalisées de mai à juillet 2006.

Dans le tableau ci-dessous, le Distributeur présente les données pour l'année 2006 intégrant sept mois de ventes publiées

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

normalisées. Ces modifications ne touchent que l'année 2006 et n'ont pas d'impact sur les années subséquentes.

TABLEAU 2.1
Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation
Scénario moyen (TWh)

	2006 ¹
Domestique et Agricole	58,9
Général et Institutionnel	33,5
Industriel PME	9,9
Industriel Grandes entreprises	64,5
Autres	5,1
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,8

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à juillet 2006, normalisées pour les conditions climatiques.

- 2. Références :** (i) ÉAPA 2006, page 18, tableau 2.8
(ii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-2, document 1, page 41, tableau 2.14

Préambule :

Le Distributeur présente les scénarios moyen, fort et faible de la prévision des besoins en énergie. Le tableau ci-dessous compare les écarts des scénarios fort et faible par rapport au scénario moyen pour les années 2007 et 2008 de la référence (i) avec ceux présentés à la référence (ii).

Écarts des scénarios fort et faible de la prévision des besoins en énergie par rapport au scénario moyen (TWh)				
	2007		2008	
	Fort p/r moyen	Faible p/r moyen	Fort p/r moyen	Faible p/r moyen
ÉAPA 2006 (référence i)	+2,5	-6,3	+4,3	-6,6
R-3550-2004 (référence ii)	+6,5	-6,4	+8,5	-8,4

Dans l'ÉAPA 2006, la Régie note une asymétrie entre les scénarios fort et faible par rapport au scénario moyen.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

Demande :

- 2.1** Veuillez présenter, en décrivant leur apport relatif, les principaux facteurs expliquant cette asymétrie.

Réponse:

L'asymétrie entre les scénarios fort et faible par rapport au scénario moyen est essentiellement due aux prévisions faites au secteur industriel de la clientèle Grandes Entreprises. Cette asymétrie découle principalement d'une conjoncture économique défavorable pour le secteur manufacturier qui se manifeste par des risques importants à la baisse pouvant se concrétiser par des fermetures majeures, notamment Norsk Hydro. En revanche, pour le scénario fort, il existe peu d'ajouts de capacités présentement en projet pour les années concernées.

- 3. Référence :** ÉAPA 2006, page 20

Préambule :

Le Distributeur affirme que « *Sur le reste de l'horizon, l'incertitude associée aux variables explicatives, dont le PIB, sur lesquelles est fondée l'évaluation de l'aléa de la demande prévue dans le présent État d'avancement est réduite par rapport à ce qui était considéré dans le Plan d'approvisionnement 2005-2014, d'où la diminution de l'aléa sur la demande prévue.* »

Demande :

- 3.1.** Veuillez expliquer en détail les facteurs qui affectent l'incertitude associée aux variables explicatives, faisant en sorte de réduire l'aléa de la demande prévue dans l'ÉAPA 2006 par rapport à celui considéré dans le plan d'approvisionnement 2005-2014.

Réponse:

Dans le dossier R-3550-2004, (à la référence HQD-5, doc 1-1, réponse à la question 11.1 pages 40-41), le Distributeur décrivait la méthodologie de simulation de l'aléa sur la demande en énergie utilisée dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2005-2014*.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

La méthodologie demeure inchangée, mais certaines modifications ont été apportées aux fourchettes considérées pour certaines variables explicatives dans les scénarios d'encadrement. Ces modifications touchent notamment la croissance du PIB, un intrant principal pour la détermination de l'aléa de la demande en énergie.

Ces modifications ont été introduites à la suite d'observations qui montraient qu'au cours de la période récente, la demande en énergie normalisée pour les conditions climatiques ne sortait quasiment jamais de la fourchette des scénarios d'encadrement issus des exercices de prévision réalisés les années précédentes.

4. Référence : ÉAPA 2006, page 23

Préambule :

« L'évolution des taux de réserve s'explique par la révision des aléas et par les contrats d'achat de long terme avec Hydro-Québec Production. Ces contrats ne nécessitent pas de réserve, leur livraison étant ferme. »

Demandes :

- 4.1.** Veuillez indiquer si le contrat avec TCE prévoit des livraisons fermes, au même titre que les contrats d'achat de long terme avec Hydro-Québec Production. Si non, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez préciser si ce contrat a un impact sur le taux de réserve en puissance et expliquer votre réponse.

Réponse:

Par « livraisons fermes », on entend que le fournisseur rend disponible au Distributeur, pour chacune des heures d'une année, un niveau de puissance et un niveau d'énergie contractés entre le fournisseur et le Distributeur.

Tous les besoins que le Distributeur doit approvisionner et tous les moyens dont il dispose pour le faire ont un impact sur le taux de réserve en puissance. Toutefois, l'impact de chacun des moyens varie selon le taux de panne qui lui est associé.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

La différence entre le contrat avec TransCanada Energy (TCE) et ceux avec Hydro-Québec Production (HQP) tient à la probabilité de panne spécifique à chacun des moyens de production contractés.

La totalité de la capacité de production de la centrale de TCE (507 MW) est réservée au Distributeur. TCE ne dispose pas d'un autre moyen de production permettant de palier à une panne.

Le contrat de base (350 MW) avec HQP est associé à la centrale Robert-Bourassa, d'une puissance installée de 5 616 MW, qui compte seize (16) groupes turbines-alternateurs.

Le contrat cyclable (250 MW) avec HQP est associé à la centrale LG-1, d'une puissance installée de 1 436 MW, qui compte douze (12) groupes turbines-alternateurs.

En cas de panne de l'un ou l'autre des groupes turbines-alternateurs de ces deux centrales, HQP peut utiliser un autre groupe, de ces mêmes centrales, afin d'assurer la livraison des quantités d'énergie et de puissance contractées. La probabilité que l'ensemble des groupes soient en panne et que le fournisseur ne soit pas en mesure de respecter ses engagements envers le Distributeur est quasi nulle.

- 4.2. Veuillez indiquer si les contrats d'énergie éolienne jumelés à l'entente d'intégration éolienne conclue, le 9 juin 2005, entre le Distributeur et Hydro-Québec Production (le service d'équilibrage) constituent des livraisons fermes, au même titre que les contrats d'achat de long terme avec Hydro-Québec Production. Si non, veuillez expliquer pourquoi. Si oui, veuillez préciser si ces contrats ont un impact sur le taux de réserve en puissance et expliquer votre réponse.

Réponse:

Les contrats d'énergie éolienne jumelés à l'entente d'intégration éolienne entre le Distributeur et HQP constituent des livraisons fermes, au même titre que les contrats d'achat de long terme avec HQP.

Le Distributeur, par l'entente d'intégration éolienne, est assuré d'une disponibilité de puissance qui est garantie par l'ensemble du parc de production de HQP. La probabilité de défaillance de

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

l'ensemble de ce parc de production étant quasi nulle, les livraisons sont donc considérées « sûres ».

Voir également la réponse à la question 4.1.

- 5. Références :** (i) Décision D-2005-178, page 33
(ii) Réponse du Distributeur à la demande de renseignements n°1 de la Régie relative à l'ÉAPA 2005, 14 février 2006, pages 6 et 7

Préambule :

Dans la décision D-2005-178, la Régie demande au Distributeur de :

« [...] présenter un rapport détaillé, dans le cadre des états d'avancement du Plan [...], de l'état d'avancement des études et de la réalisation des projets de construction de centrales hydroélectriques, de raccordement de réseaux autonomes au réseau intégré et d'implantation de systèmes JED. » (nous soulignons)

En réponse à la demande 3.1 de la référence (ii), le Distributeur fournit un tableau précisant l'état d'avancement des projets dans les réseaux autonomes.

Demande :

5.1. Veuillez mettre à jour le tableau de la page 7 de la référence (ii).

Réponse:

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

Localisation	Moyen envisagé	Avancement
La Romaine	Centrale hydroélectrique en partenariat avec la communauté. Raccordement au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie	Vu la probabilité de raccordement de La Romaine au réseau, le Distributeur ne retient plus la possibilité d'être associé à la construction et à l'exploitation d'une éventuelle centrale hydroélectrique. Une étude d'avant-projet est en cours pour un raccordement en 2010.
Weymontachie	Raccordement au réseau intégré	Le projet est en cours du côté d'Hydro-Québec TransÉnergie (R-3585-2005).
Île d'Entrée	Jumelage éolien-diesel	Le projet d'éolien à l'île d'Entrée a été arrêté, selon la volonté de la communauté.
Cap-aux-Meules	Jumelage éolien-diesel	Le Distributeur est présentement en discussion avec le milieu, afin de valider l'acceptabilité d'un tel projet aux Îles de la Madeleine.
Nunavik	Jumelage éolien-diesel Raccordement au réseau intégré	Le projet d'éolien à Inukjuak a été arrêté, selon la volonté de la communauté. La campagne de mesure de vent s'est toutefois terminée avec succès. Le Distributeur installera en 2007 deux autres tours anémométriques, afin de planifier en parallèle deux autres projets éoliens. Un à Kangiqsualujjuaq, un site prometteur selon l'étude de l'IREQ déposée à la Régie, et un autre à Akulivik où une nouvelle centrale thermique est planifiée pour 2011. Aucun raccordement des communautés du Nunavik n'est présentement envisageable.
Ensemble des réseaux autonomes	Énergies renouvelables	L'inventaire des technologies existantes, de leur maturité et du coût de revient global est terminé. Par la suite, les technologies les plus prometteuses seront analysées sous la forme d'études de faisabilité associées à des sites précis.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

- 6. Références :** (i) Décision D-2005-178, page 32
(ii) ÉAPA 2006, page 37

Préambule :

Dans la décision D-2005-178, la Régie demande au Distributeur de :

« [...] présenter, dans le cadre de l'état d'avancement 2006 du Plan, un projet de développement par phase de systèmes JED sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine dont le réseau électrique est relié à la centrale au diesel de Cap-aux-Meules. » (nous soulignons)

Dans l'ÉAPA 2006, le Distributeur mentionne qu'il « poursuit sa réflexion sur la faisabilité de projets de jumelage éolien-diesel aux Îles-de-la-Madeleine. » (nous soulignons)

Demandes :

- 6.1.** Veuillez produire un état de votre réflexion en indiquant notamment les études effectuées, les mandats confiés et toute autre information permettant à la Régie de juger de l'état d'avancement du projet.

Réponse:

Le Distributeur est présentement en discussion avec le milieu, afin de valider l'acceptabilité d'un tel projet aux Îles de la Madeleine. En parallèle, il évalue diverses options commerciales et techniques, de même que divers emplacements possibles. Dans ce contexte, la publication d'informations additionnelles est prématurée.

- 6.2.** Veuillez expliquer le retard et indiquer la nouvelle date à laquelle le projet de développement par phase de systèmes de jumelage éolien-diesel (JED) sur le territoire des Îles-de-la-Madeleine dont le réseau électrique est relié à la centrale au diesel de Cap-aux-Meules sera présenté à la Régie, tel que demandé dans la décision D-2005-178.

Réponse:

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

Un échancier préliminaire a été élaboré et une mise en service de la première phase pourrait se réaliser pour 2009, dans l'éventualité où le milieu accueille favorablement le projet en temps opportun. Dans ce contexte, le projet pourrait être présenté à la Régie en 2008.

- 7. Références :** (i) Décision D-2005-178, page 32
(ii) ÉAPA 2006, page 37

Préambule :

Dans la décision D-2005-178, la Régie considère que « *Il est donc souhaitable que le Distributeur mette en service un premier système JED au Nunavik au plus tard en 2008.* » (nous soulignons)

Dans l'ÉAPA 2006, le Distributeur mentionne que « *Quant à de tels projets [JED] au Nunavik, les démarches se poursuivent.* » (nous soulignons)

Demandes :

- 7.1.** Veuillez indiquer les démarches en cours en indiquant notamment les études effectuées, les mandats confiés et toutes autre information permettant à la Régie de juger de l'état d'avancement du dossier.

Réponse:

Le projet d'éolien à Inukjuak a été arrêté, selon la volonté de la communauté. Cette dernière désire réaliser une étude concernant un projet hydroélectrique sur la rivière Innuksuak. Un tel projet ne serait pas compatible avec un projet éolien car il s'agirait d'une centrale au fil de l'eau, donc sans réservoir. La campagne de mesure de vent s'est toutefois terminée avec succès.

Le Distributeur installera en 2007 deux autres tours anémométriques, afin de planifier en parallèle deux autres projets éoliens : un à Kangiqsualujjuaq, un site prometteur selon l'étude de l'IREQ déposée à la Régie, et un autre à Akulivik où une nouvelle centrale thermique est planifiée pour 2011.

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

- 7.2. Veuillez indiquer si la mise en service d'un système JED est toujours prévue pour 2008. Si non, veuillez expliquer les délais et indiquer la nouvelle date prévue.

Réponse:

La mise en service d'un projet n'est plus prévue pour 2008. Le choix d'autres sites et la campagne anémométrique nécessaire avant l'évaluation du projet repoussent la réalisation d'un premier projet en 2011.

8. **Références :** (i) ÉAPA 2006, page 40, tableau B.2
(ii) ÉAPA 2006, page 38, tableau A.1
(iii) ÉAPA 2006, page 39, tableau B.1

Préambule :

Le Distributeur présente les scénarios faible, moyen et fort de la prévision des principales variables démographiques, économiques et énergétiques. Le tableau ci-dessous présente les trois scénarios de la prévision du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta.

Prévision du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)											
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Scénario faible (référence i)	6,96	8,63	6,86	7,14	6,77	6,45	6,13	6,00	6,02	6,19	6,36
Scénario moyen (référence ii)	6,96	8,63	8,29	9,40	8,46	8,07	7,66	7,50	7,53	7,74	7,95
Scénario fort (référence iii)	6,96	8,63	8,08	10,71	10,15	9,68	9,20	9,00	9,04	9,29	9,54

Demande :

- 8.1. Veuillez expliquer la raison pour laquelle la prévision du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta pour l'année 2006 est plus élevée selon le scénario moyen que selon le scénario fort.

Réponse:

Tel que mentionné dans la réponse à la question 1.1, le scénario moyen correspond à la révision d'avril 2006 de la prévision, alors que les scénarios fort et faible ont été préparés ultérieurement. Ainsi, la prévision des prix du gaz à la frontière de l'Alberta du

Demande de renseignements n° 2 de la Régie

scénario moyen découle de la moyenne des prix du gaz naturel Henry Hub sur le New York Mercantile Exchange (NYMEX) de février 2006 alors que celle des scénarios d'encadrement repose sur la moyenne des prix du gaz naturel sur le NYMEX de juin 2006. L'hiver 2006 ayant été particulièrement doux, les stocks de gaz naturel tant aux États-Unis qu'au Canada à la fin de la saison de chauffe atteignaient des niveaux records. Cette abondance de gaz naturel dans les stockages a exercé une forte pression à la baisse sur le prix de la ressource.