

**DEMANDE D'AVIS SUR LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE
DES QUÉBÉCOIS À L'ÉGARD DES
APPROVISIONNEMENTS ÉLECTRIQUES ET LA
CONTRIBUTION DU PROJET DU SUROÎT
(R-3526-2004)**

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION À LA
DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 1 DE LA RÉGIE
AU PRODUCTEUR EN DATE DU 5 MARS 2004**

1. **Références :** (i) HQP-2, document 1, page 4
(ii) HQP-1, document 1, page 5

Préambule :

À la référence (i) le Producteur cite la conclusion du rapport du BAPE qui, en ce qui concerne l'autorisation du Projet du Suroît, « considère que son autorisation devrait être conditionnelle à la démonstration claire qu'il ne compromet pas les engagements du Québec en regard du protocole de Kyoto ».

Le Producteur ajoute à la référence (ii), au sujet de la préoccupation exprimée par le BAPE, que la réponse pourrait se situer en partie au niveau des mécanismes de mise en œuvre du protocole de Kyoto.

Préambule des réponses à la question 1 :

Il est important de rappeler que, lors des audiences publiques du BAPE tenues en septembre et octobre 2002, le gouvernement du Canada venait tout juste d'annoncer son intention de ratifier le protocole de Kyoto. De plus, le plan fédéral de mise en œuvre n'a été publié qu'en novembre 2002. Quant aux mesures applicables aux grands émetteurs industriels (dont le projet du Suroît), elles ont commencé à être diffusées à partir du printemps 2003.

Demandes :

- 1.1. Veuillez produire la démonstration demandée par le BAPE.

En particulier, produire les projections d'augmentations de Gaz à Effet de Serre (GES) provenant des nouveaux projets thermiques prévus au Québec jusqu'à l'horizon 2010, y compris le Suroît, Bécancour et autres projets de cogénération. Fournir aussi les réductions d'émissions anticipées avec le parc actuel (exemple Tracy et autres).

Réponse :

Les projections de GES du projet du Suroît sont indiquées à la page 9 de 24 du document HQP-1 (2,25 millions de tonnes par an). Il s'agit des émissions de GES pour la version revue et améliorée du projet du Suroît annoncée en janvier 2004. Cette version du projet reposait sur une entente de principe avec GE Energy pour le lancement à Beauharnois de leur nouvelle technologie de turbine au gaz naturel, la série H, en version 60 Hz. HQP a été informée à la fin

février que GE Energy démobilisait son équipe de projet du Suroît et amorçait une recherche active pour un site alternatif de lancement de sa technologie « H » ailleurs en Amérique du Nord. GE Energy ne mènera pas de front plus d'un site de lancement de cette importante technologie. HQP ne peut donc garantir qu'une entente pour l'utilisation de la technologie H sera accessible au moment où les autorisations environnementales, le cas échéant, seraient octroyées.

Le cas échéant, l'alternative à un projet de lancement de la technologie « H » de GE serait le projet d'origine présenté au BAPE – décalé de quelques années. Les émissions de GES d'un tel projet sont présentées à la page 88 du Rapport du BAPE N° 170.

Pour ce qui est de la centrale de Tracy, le maximum d'émissions de GES est indiqué à la page 10 de 24 du document HQP-1 (1,9 millions de tonnes par an). Ce niveau d'émissions correspond à la production à fort régime de la centrale (2,6 TWh par an), pour une année de faible hydraulité, à l'intérieur de la limite des émissions de SO₂ autorisée. Le niveau actuellement prévu d'émissions de GES de Tracy est toutefois moindre, compte tenu de la production planifiée de cette centrale. Ainsi, pour l'année 2005, avec une production de 0,4 TWh, les émissions de GES seraient de l'ordre de 0,3 millions de tonnes. Par la suite, à compter de 2007, les émissions seraient de l'ordre de 0,15 million de tonnes. À titre d'information, les niveaux mensuels d'exploitation de la centrale de Tracy depuis 1989 sont présentés en annexe (Annexe 1.1.1). Le niveau effectif d'émissions dépendra bien sûr de la production requise de cette centrale en fonction de l'hydraulité des prochaines années.

Pour ce qui est du projet de Bécancour, l'information présentée par le promoteur (TransCanada Energy) dans son rapport d'impact et ses présentations au BAPE indiquent des émissions de GES de 1,56 millions de tonnes par année (soit des émissions totales de 1,768 millions de tonnes moins les réductions chez les clients vapeur). HQP n'est pas en mesure de fournir d'information quant à d'éventuels projets de cogénération au Québec, auxquels elle n'est nullement associée.

Le BAPE évoque que les émissions de GES du Suroît « pourraient compromettre la démarche du Québec et réduire sa marge de manœuvre face au protocole de Kyoto » (BAPE, N° 170, page 97).

C'est la raison pour laquelle le BAPE « ne peut souscrire au projet ». Le BAPE poursuit toutefois en indiquant que l'autorisation (du Suroît) – qui n'est donc pas exclue – « devrait être conditionnelle à la démonstration claire qu'il ne compromet pas les engagements du Québec en regard du protocole de Kyoto ». Seul le gouvernement du Québec peut répondre à cette question, en fonction des décisions à venir concernant la mise en œuvre du protocole de Kyoto au Québec.

En effet, la « démonstration claire » évoquée par le BAPE n'est possible que dans la mesure où les mécanismes de mise en œuvre du protocole de Kyoto au Québec sont, dans un premier temps, décidés et communiqués par les autorités gouvernementales. Actuellement, aucun mécanisme précis ni aucune législation ou réglementation n'existe au niveau des deux paliers de gouvernement sur les GES ou l'implantation du protocole de Kyoto. La situation des GES est donc très différente de celle de contaminants classiques tels que les NO_x, qui font l'objet de réglementations et de directives tant au niveau fédéral qu'au niveau provincial. Des réglementations et programmes concernant les GES sont toutefois en développement par les gouvernements. Le gouvernement fédéral s'est notamment engagé à ce que les mécanismes de mise en œuvre du protocole soient équitables et que le coût qui y soit associé reste raisonnable. Le plan proposé par le gouvernement fédéral est disponible sur les sites Internet de Ressources Naturelles Canada et d'Environnement Canada. Il est résumé dans l'Annexe 1.1.2 ci-jointe. HQP se conformerait à toute future législation qui régirait l'implantation du protocole de Kyoto et qui respecterait les principes établis afin de permettre l'atteinte des objectifs de Kyoto.

- 1.2. Veuillez présenter les options les plus probables du mécanisme canadien de mise en œuvre du protocole de Kyoto et leurs impacts pour le Québec.

Réponse :

Cette information est présentée à l'annexe 1.1.2.

Par ailleurs, la question des impacts pour le Québec du mécanisme canadien de mise en œuvre du protocole de Kyoto s'adresse bien sûr aux autorités gouvernementales québécoises. Un projet de

réglementation et un plan précis n'ont pas encore été rendus public par le Gouvernement du Québec.

- 1.3. Veuillez expliquer les gains envisageables suite à l'implantation de ces mécanismes, et préciser si Hydro-Québec Production prévoit acheter des crédits pour rencontrer ses objectifs. Veuillez aussi indiquer les coûts anticipés de la tonne de GES dans les années à venir ?

Réponse :

De façon concrète et sujet à la forme finale de la législation fédérale, il est raisonnable de présumer que le projet du Suroît, qui a un facteur d'émission en dessous (donc meilleur) de la moyenne des centrales thermiques existantes ou en construction au Canada, aurait à se procurer moins de 15 % des permis nécessaire à ses émissions de GES (les 85 % autres étant distribués gratuitement par le gouvernement fédéral), selon le plan fédéral proposé.

Selon un des scénarios proposés (voir Annexe 1.1.2), la formule d'allocation retenue par le fédéral prévoirait que l'allocation gratuite de 85 % des permis serait faite selon le taux d'émission moyen de toutes les centrales thermiques (tous combustibles) confondues. Comme le taux d'émission de GES pour le projet du Suroît serait inférieur à cette moyenne, le projet recevrait alors un excédent de permis par rapport au nombre exigé par la réglementation (il recevrait ce que l'on pourrait appeler des « crédits »). Un tel scénario pourrait sembler à première vue contraire à l'objectif de réduction nette des GES. Dans les faits, à long terme, l'intention est d'envoyer un signal économique aux producteurs d'électricité thermique afin qu'ils utilisent le combustible et la technologie qui minimisent les émissions de GES et cette migration progressive (surtout du charbon vers le gaz naturel) contribuerait de façon importante à l'atteinte des objectifs de Kyoto. À titre d'exemple, si l'Ontario fermait une installation au charbon comme Lambton pour la remplacer par des centrales à cycles combinés au gaz naturel, la réduction de production de GES lui permettrait de produire 2,4 fois plus d'électricité tout en réduisant les émissions totales de GES de 15 % (1975 MW et 11 TWh/an @ 1000 kT/TWh = 11,0 MT/an * 85 % = 9,35 MT par an / 350 kT/TWh = 26 TWh en cycle combiné au gaz naturel).

D'autre part, il est important de noter que si la production d'électricité au Canada (ou au Québec) ne progresse pas avec la demande, en raison des coûts pour les producteurs des mesures de mise en œuvre du protocole de Kyoto ou d'autres facteurs, les importations d'électricité en provenance de réseaux principalement thermiques comme ceux de la Nouvelle Angleterre et de l'État de New York augmenteront. Cet effet qui déplacerait la production sans réduire nécessairement les émissions totales au niveau continental a été reconnu par le BAPE (N° 170, p96) :

« Il appert donc aux yeux de la commission que des différences dans la rigueur des normes d'émission de GES entre les provinces, les États ou les pays pourraient contribuer à déplacer géographiquement les centres de production d'électricité d'un côté à l'autre d'une frontière. Globalement, les répercussions planétaires des émissions de GES dues à la production d'électricité pour répondre à l'ensemble de la demande du continent ne seraient pas moins graves pour autant ».

Il faut aussi rappeler que, aux pages 96 et 97, le BAPE souligne que :

« Bien que le Québec ait manifesté fermement son intention d'approuver le protocole de Kyoto pour une réduction globale des GES, la commission est d'avis que, pour une mise en valeur durable de la production électrique, les efforts de réduction des gaz à effet de serre devraient s'orchestrer à l'échelle de l'Amérique du Nord. » et le BAPE ajoute : « Pour la commission, un tel projet (le Suroît) s'inscrit favorablement dans le contexte de développement énergétique en Amérique du Nord. En effet, dans la pire des hypothèses, il concurrencerait simplement des projets de même nature à l'extérieur du Québec. ».

Le gouvernement fédéral a également pris l'engagement que, pour la première période d'engagement (2008 -2012), le coût des permis payés par les producteurs n'excédera pas 15 \$ la tonne. Dans l'un des pires scénarios où le projet du Suroît aurait à compenser 15 % de ses émissions, la facture serait de 5 M\$ par an (15 \$ * 337 500 tonnes) soit un impact de 0,75\$/MWh ou 0,075¢/kWh. L'impact financier sur l'entreprise pourrait être inférieur si Hydro-Québec Production obtenait des permis pour sa nouvelle production hydroélectrique (voir 1.4 ci-dessous). L'impact serait comparable en ordre de grandeur pour un projet comme celui proposé par

TransCanada Energy à Bécancour. Pour les futurs projets de cogénération, un groupe de travail constitué de représentants du gouvernement fédéral et de l'industrie poursuit ses efforts pour s'assurer de bien mesurer le bénéfice de toute réduction d'émission occasionnée par la production simultanée d'électricité et de vapeur.

Compte tenu des nombreuses inconnues qui existent actuellement quant à l'entrée en vigueur du protocole de Kyoto et aux conditions applicables au delà de 2012, il est difficile de faire des prévisions fiables sur la valeur des permis à long terme. Cependant, étant donné son facteur d'émissions très bas pour une centrale thermique, le projet du Suroît serait avantageusement positionné sur ce plan.

- 1.4. Veuillez préciser les gains espérés de crédits de GES pour le Producteur (projets hydrauliques ou éoliens, ...) dans les années à venir.

Réponse :

Les crédits de GES que HQP obtiendra ou les permis qu'elle devra se procurer dépendront des mécanismes de mise en œuvre du protocole de Kyoto. Si l'hydroélectricité et l'éolien sont intégrés au programme des permis échangeables, le facteur d'émission moyen pour l'ensemble du parc de production du Canada, qui pourrait être utilisé pour l'allocation de permis, serait inférieur à celui du Suroît (voir Annexe 1.1.2) puisque la moyenne serait abaissée par la production hydroélectrique dont les émissions sont très faibles. HQP devrait donc se procurer un certain nombre de permis pour le Suroît, mais elle recevrait des crédits pour son développement hydroélectrique. Le nombre de crédits ainsi reçus dépasserait largement le nombre requis pour le projet du Suroît. Il est donc tout à fait plausible selon ce scénario qu'HQP obtienne des crédits qui couvriraient largement la production annuelle de la centrale du Suroît, et ce sans tenir compte d'une allocation éventuelle de crédits d'émission correspondant au développement hydroélectrique passé, grâce auquel la performance québécoise en matière d'émissions de GES est aujourd'hui 2 fois meilleure (émissions deux fois plus faibles) per capita que la moyenne canadienne (Québec : 12 tonnes éq. CO₂/habitant, Canada : 24 t/habitant, Alberta : 74 t/habitant). Les probabilités que les nouveaux projets hydroélectriques obtiennent des permis semblent bonnes.

2. **Références :** (i) HQP-1, document 1, page 12
(ii) HQP-1, document 1, page 16, tableau 1.4
et page 12, tableau 1.1

Préambule :

À la référence (i), il est mentionné que HQP a proposé à HQD un service d'équilibrage qui permet en temps réel des ajustements en puissance pour les centrales éoliennes pour 90 MW. HQP ajoute qu'il n'est pas en mesure d'offrir un tel service d'équilibrage pour plus de 200 MW.

À la référence (ii), HQP présente un graphique des écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003. Il est mentionné que la moyenne des apports est de 189,6 TWh (incluant Churchill Falls) avec un écart-type de 20 TWh. Par contre au tableau 1.1, la Production Hydro-Québec (2003) et les Achats à long terme totalisent 186,6 TWh.

Demandes :

- 2.1. Veuillez expliquer la différence de 3 TWh entre les tableaux 1.4 et 1.1.

Réponse :

Voir Fiche 2.1

- 2.2. Quel serait l'impact sur la gestion du parc de production d'une décision de Hydro-Québec Production de raccorder 2700 MW de production éolienne additionnelle, à un facteur d'utilisation de 25 % (6 TWh), au parc actuel et prévu ?

Réponse :

La question du raccordement de production éolienne a été traitée par HQ TransÉnergie (« HQT ») dans les documents déjà transmis à la Régie. C'est HQT qui est responsable du réseau de transport au Québec, du raccordement de nouveaux centres de production à ce réseau, et de la conduite du réseau en temps réel. Au-delà de ce qui est indiqué dans ces documents, HQP traite à l'Annexe 2.2 de la question de l'intégration de production éolienne, des services connexes et des limites prévisibles, du point de vue du Producteur.

- 2.3. Quels seraient les volumes d'énergie associés aux deux possibilités de puissance garantie offertes au Distributeur soit le 90 MW et le 200 MW ?

Réponse :

Il s'agit d'équilibrage de puissance, il n'y aurait donc pas d'énergie contribué. Faisant suite à sa proposition du 8 octobre 2002, HQP propose un service d'équilibrage pour une capacité nominale installée d'éoliennes de 1 000 MW en Gaspésie (proposition présentée en Annexe 2.3).

- 2.4. Veuillez indiquer pourquoi HQP n'est pas en mesure d'offrir un service d'équilibrage pour plus de 200 MW.

Réponse :

Le maximum de 200 MW de service d'équilibrage correspondait à une capacité nominale installée d'éoliennes de l'ordre de 1 000 MW (puisque l'engagement en puissance correspondant à un service d'équilibrage d'énergie éolienne représente une fraction de la capacité nominale installée des éoliennes).

- 2.5. Comment se compare ce service offert au Distributeur à un service comme par exemple, celui qui est offert par BPA (Bonneville Power Administration) présenté au IEA Topical Experts Meeting du 5-6 novembre dernier par M. Elliot Mainzer et rapporté par la suite dans l'édition de février 2004 du Windpower Monthly (page 23) ?

Réponse :

Bonneville Power Administration (« BPA ») offre deux types de Services pour la production éolienne, soit le Service d'intégration au réseau et le Service d'équilibrage

- **Le Service d'intégration au réseau (Network Wind Integration Service) s'adresse aux Services publics (« client ») de la zone de réglage de BPA dont tous les besoins énergétiques sont fournis par BPA (requirement customer with load following). Voici les principales modalités du service:**

- Le *client* doit conclure une entente bilatérale avec un producteur éolien pour acquérir l'énergie
- Le *client* doit acquérir le service de transport requis sur le réseau de transport conformément au Tarif de transport ("tarif") en vigueur
- Le *client* (ou son agent) doit transmettre à BPA, la veille du jour de livraison, un programme des quantités horaires d'énergie à être livrées le lendemain, lequel programme peut toutefois être révisé jusqu'à trente (30) minutes avant l'heure
- Le *client* assumera les frais d'énergie involontaire (imbalance) prévues au *tarif* pour tout écart entre la quantité d'énergie programmée et la quantité qui a effectivement été livrée par le producteur éolien au point de raccordement de l'installation du producteur éolien au réseau de transport
- BPA facture au *client* des frais de service d'intégration au montant de 4,50 \$US/MWh pour les quantités d'énergie programmées par le *client* (ou son agent)
- BPA n'accorde aucun crédit de puissance au client pour les quantités d'énergie livrées par le producteur éolien

BPA Network Wind Integration Service

	Minimum \$US/MWh	Estimated \$US/MWh	Maximum \$US/MWh
Imbalance fee	0.00	0.50	1.00
Network Integration fee	4.50	4.50	4.50
Total service cost	4.50	5.00	5.50

- Le Service d'équilibrage (Storage and shaping Service) s'adresse aux Services publics (most other customers including those customers located outside the BPA Control Area) (« client ») dans la zone de réglage de BPA dont les besoins ne sont pas entièrement fournis par BPA et ceux à l'extérieur de la zone de réglage de BPA. Voici les principales modalités du service :

- Le *client* doit conclure une entente bilatérale avec un producteur éolien pour acquérir l'énergie;
- Le *client* doit acquérir le service de transport requis sur le réseau de transport conformément au *tarif*;
- Le *client* (ou son agent) doit transmettre à BPA, la veille pour le lendemain, un programme des quantités horaires d'énergie à être livrées le lendemain, lequel programme peut toutefois être révisé jusqu'à trente (30) minutes avant l'heure;
- BPA reçoit l'énergie éolienne livrée par le producteur d'énergie éolienne. BPA fait séparément la somme, pour chaque jour pris individuellement, de la quantité d'énergie livrée pour cette journée pendant les heures de pointe (de 7h01 le matin jusqu'à 23h00 le soir et ce, chaque jour du lundi au vendredi inclusivement) et pour cette journée pendant les heures hors pointe (de 00h01 jusqu'à 7h00 le matin et de 23h01 à 24h00 le soir ainsi que toutes les heures des samedi, dimanche et jours fériés);
- BPA comptabilise les quantités d'énergie programmées par le *client* et lui facture des frais de service d'équilibrage au montant de 6,00 \$US/MWh;
- BPA facture au *client* les frais d'énergie involontaire (imbalance) prévus au *tarif* (estimés entre 0,50\$ et 1,00 \$US/MWh) pour tout écart entre la quantité d'énergie programmée et la quantité qui a effectivement été livrée par le producteur éolien au point de raccordement de l'installation du producteur éolien au réseau de transport;
- BPA livre au *client*, sept (7) jours après le jour de réception par BPA de l'énergie produite par le producteur d'énergie éolienne, à un taux de livraison constant pour les heures de pointe (taux de livraison calculé comme suit: quantité d'énergie dont BPA a pris réception pendant les heures de pointe sept (7) jours auparavant divisée par 16 heures) et à un taux de livraison constant pour les heures hors pointe (taux de livraison calculé comme suit: quantité d'énergie dont BPA a pris réception

pendant les heures hors pointe sept (7) jours auparavant divisée par 8 heures ou 24 heures selon le cas);

- Le taux maximal pour les livraisons de BPA au *client* est limité à un maximum de 50 % de la capacité nominale (capacité installée) des éoliennes (par exemple taux des livraisons de BPA ne peut dépasser 50 MW par tranche de 100 MW de capacité nominale des éoliennes);
- Le *client* doit également assumer les frais de transport pour les quantités d'énergie retournées par BPA sept (7) jours plus tard conformément aux modalités prévues au *tarif*;

BPA Storage and Shaping Service

	Minimum \$US/MWh	Estimated \$US/MWh	Maximum \$US/MWh
Wheel in cost	1.00	2.50	6.50
Imbalance fee	0.00	0.50	1.00
Storage and Shaping Fee	6.00	6.00	6.00
Wheel out cost	3.25	4.25	4.25
Total service cost	10.25	13.25	17.75

Autres conditions applicables aux services offerts par BPA:

- le service d'équilibrage ainsi que le service d'intégration sont offerts pour un maximum de 450 MW de capacité nominale de production éolienne (engagement maximal de BPA est de 225 MW – 50 % de 450 MW) ;
- le service sera déployé sur l'horizon 2004-2011 à mesure de l'intégration de nouvelle production éolienne

Il est opportun de noter que BPA offre ce service depuis mars 2004 et qu'elle a procédé au préalable à des études détaillées des modalités d'exploitation de son réseau (réserves, régulation fréquence - puissance, automatismes et protection, et autres éléments reliés à l'intégration au réseau de transport) pendant plus de deux ans avant de proposer le service (voir adresse électronique : <http://www.bpa.qov/power/pgc/wind/wind.shtml>).

BPA doit fournir une quantité maximale annuelle d'électricité aux clients de la zone de réglage du nord-ouest des États-Unis, soit son "engagement patrimonial", qui est établi en relation avec la quantité d'électricité qui aurait pu être produite avec les centrales aménagées sur le bassin hydrographique du fleuve Columbia en cas d'apports naturels équivalents à ceux observés lors de la plus faible année d'hydraulicité de l'historique de BPA (1937). Cette façon d'établir l'engagement patrimonial de BPA laisse donc une marge de manœuvre considérable à BPA, estimée en moyenne à 2 500 MW (21 TWh par année). En conséquence, les services d'intégration et d'équilibrage à hauteur de 450 MW de capacité nominale installée d'éoliennes sont rendus disponibles dans le contexte de la marge de manoeuvre dont dispose BPA pour exploiter son réseau.

Le service d'équilibrage proposé par HQP à l'Annexe 2.3 ressemble au service d'équilibrage de BPA – HQD est dans la même situation au Québec que les services publics sur le réseau de BPA dont les besoins ne sont pas entièrement fournis par BPA. HQP propose ce service en tenant compte de ses engagements fermes en puissance et de ses ressources non engagées en puissance (Tableau 1.3 du document HQP-1) et des autres opportunités commerciales au Québec et hors Québec associées à sa marge de manœuvre en puissance.

3. Référence : HQP-1, document 1, page 11

Préambule :

En réponse à la demande de fournir la réserve utile annuelle et interannuelle, HQP réfère aux bilans énergétiques des tableaux 1.1 et 1.2.

Demandes :

- 3.1.** Veuillez fournir la quantité d'énergie correspondant à la quantité d'eau qu'il est possible d'entreposer entre le niveau maximal exploitable et le niveau minimal exploitable des réservoirs.

Réponse :

De 10 TWh (minimum absolu au 1^{er} mai) à 172 TWh (maximum absolu).

4. Référence : HQP-1, document 1, page 6 à 9, 13 et 15

Préambule :

À la référence ci dessus, le Producteur présente les projets en construction, les projets hydroélectriques en développement, le projet le Suroît et le projet de réfection de Gentilly 2 ainsi que leur date de mise en service prévue.

Demande :

- 4.1.** Pour chacun des projets mentionnés, veuillez indiquer le coût estimé en dollars de réalisation et le coût unitaire en \$/MWh selon une annuité croissante incluant le coût de transport. Veuillez indiquer les hypothèses retenues pour ces calculs et notamment les taux d'actualisation nominal et réel de même que les taux d'inflation.

Réponse :

Voir Tableau 4.1.1 pour les projets hydroélectriques prévus au tableau 1.1 du document HQP-1

Voir Tableau 4.1.2 pour le complexe hydroélectrique de la rivière Romaine

Voir Tableau 4.1.3 pour le Suroît

Pour ce qui est de Gentilly, l'avant-projet est en marche mais il est trop tôt pour conclure quoi que ce soit. Des éléments majeurs comme les coûts de disposition du combustible irradié sont encore incertains.

- 5. Références :** (i) HQP-2, document 1, page 6 de 6
(ii) Commission parlementaire sur le Plan Stratégique

Préambule :

À la référence (i) il est précisé : « Le projet du Suroît une exception pour HQP »
En commission parlementaire, le Producteur a fourni les coûts de certains projets

hydroélectrique en développement : Caniapiscau : 12,5¢/kWh et la Romaine : 8,5¢/kWh.

Demande :

- 5.1.** Démontrer pourquoi HQP considère que le projet le Suroît est une exception. Dresser la liste des projets hydroélectriques futurs, en construction ou à l'étude pour les besoins prévus à l'horizon 2010 et au-delà de 2011 (en indiquant les MW et TWh productibles et les coûts estimés y compris les coûts de transport). Présenter la comparaison avec les coûts du Suroît. Expliquer les choix de développement à moyen terme et long terme d'HQP en tenant compte des contraintes économiques et environnementales.

Réponse :

La filière de choix d'HQP est l'hydroélectricité, depuis l'origine de l'entreprise en 1944. C'est son expertise première. C'est pourquoi la première des priorités d'HQP demeure la poursuite du développement du potentiel hydroélectrique du Québec, au cours des décennies à venir.

HQP a mis de l'avant le projet du Suroît en 2001, à un moment où, malgré la reprise du développement hydroélectrique amorcée en 1997 (l'année durant laquelle étaient déposés les « avis de projet » aux autorités gouvernementales pour les projets Toulmoustou, Manouane, Portneuf et Sault-aux-Cochons – les premiers depuis le lancement du projet SM-3 en 1994), la marge de manœuvre d'HQP à l'horizon 2006-2008 s'annonçait réduite. Le projet du Suroît représentait pour HQP une production importante, notamment jusqu'à la mise en service de capacités hydroélectriques significatives au Québec. Le projet du Suroît n'aurait pas été mis de l'avant par HQP si de nouvelles capacités hydroélectriques significatives avaient été disponibles à l'horizon 2006.

Le projet du Suroît est une exception pour HQP parce qu'elle considère que le développement hydroélectrique en cours, combiné à la production du Suroît, devrait suffire à ses besoins commerciaux pour les marchés de gros de l'électricité, au Québec et hors Québec, à plus long terme. HQP pose ici l'hypothèse qu'elle obtiendra des autorisations environnementales satisfaisantes pour le projet EM-1-A/dérivation Rupert en 2006, et que des projets futurs comme celui du Complexe Romaine suivront au fil des ans.

Pour ce qui est du développement hydroélectrique futur, au-delà de 2011, HQP en traite dans le Plan stratégique 2004-2008 aux pages 48 et 49. Il y est spécifiquement question du potentiel en Minganie et au Nunavik. Dans le cas de la Minganie, le potentiel hydroélectrique est lié aux projets suivants :

- Romaine : 1 500 MW, 7,5 TWh, 6,6 G\$ (incluant coûts de raccordement en transport), avant-projet en marche, mise en service potentielle à l'horizon 2013-15 (voir fiche en Annexe pour le coût unitaire de ce projet)
- Petit-Mécatina (évaluation préliminaire) : 1 500 MW, 7 TWh, 7 G\$ (à titre indicatif, incluant coûts de raccordement en transport)

Dans le cas du Nunavik, des études réalisées en 2002 ont permis d'actualiser les évaluations des 4 rivières offrant le plus fort potentiel hydroélectrique. Les conclusions de ces études sont résumées à la page 49 du Plan stratégique 2004-2008.

Dans le cas du territoire de la Baie-James, le potentiel hydroélectrique futur, après les développements EM-1 et EM-1-A/dérivation Rupert, implique :

- La Grande rivière de la Baleine. Il s'agit d'un potentiel de l'ordre de 3 000 MW, à un coût unitaire qui pourrait être comparable à celui du projet Romaine. Voici ce qu'HQP disait à ce sujet lors de la Commission parlementaire de janvier 2004 :

« Grande-Baleine, le potentiel de Grande-Baleine est bien sûr connu. Le potentiel hydroélectrique demeure. Mais, je vous dirais, et c'est le sens de l'action de l'entreprise, je crois que ce que l'on peut faire de plus utile pour donner une pérennité au développement dans le nord, c'est de s'assurer de bien faire ce qu'on a en marche. Et ça, ça veut dire de bien réussir le projet Eastmain 1, de faire en sorte que les engagements qu'on a contractés dans Eastmain 1 ne vont pas déboucher, comme ça a été le cas dans la première phase et la deuxième phase de la Baie-James, sur des poursuites, mais vont déboucher sur une perspective et un intérêt additionnel, au-delà d'Eastmain 1, et la même chose pour Eastmain 1-A- dérivation Rupert. De telle sorte que toutes les énergies de l'entreprise sont mises, en ce

moment, sur le défi et l'engagement de bien réussir ces projets-là, parce que, si on manque notre coup avec ces projets-là, c'est bien certain que ça va s'arrêter là. »

M. Thierry Vandal
Président d'Hydro-Québec Production
Commission parlementaire sur le Plan stratégique 2004-2008
le 22 janvier 2004

Le choix d'HQP est donc clairement orienté en faveur de la poursuite du développement du potentiel hydroélectrique du Québec, en continuité avec l'action de l'entreprise depuis plusieurs décennies. HQP réalisera les projets indiqués précédemment dans la mesure où les trois conditions suivantes sont réunies :

- la rentabilité. Ce facteur évolue bien sûr en fonction des conditions des marchés à long terme et des sources alternatives d'électricité
- l'acceptabilité environnementale. Qui se traduit par des autorisations environnementales en fonction du cadre légal et réglementaire en matière d'environnement
- l'accueil favorable des communautés locales. Qui se traduit par des ententes spécifiques avec les communautés locales.

Enfin, le Suroît est une exception comme l'ont été les centrales de Gentilly 2 et de Tracy, à leur époque, des centrales qui ont prouvé leur utilité.

6. **Références :** (i) HQP-2, document 1, page 6 de 6
(ii) HQP-1, document 1, page 9
(iii) HQP-1, document 1, page 13

Préambule :

À la référence (i) il est précisé : « Depuis cette opinion du BAPE, Hydro-Québec Production a dû faire face en 2003 à une très mauvaise hydraulité. »

Le Producteur indique à la référence (ii) que le projet Suroît pourrait être mis en service à l'été 2008 dans l'hypothèse de l'obtention de toutes les autorisations requises à l'automne 2004. Par ailleurs, les valeurs montrées à la ligne

« Ressource non engagées HQP » et à la ligne « Stock au 1 janvier » de la référence (iii) semblent montrer que la situation est revenue à la normale en 2008.

Commentaire quant au préambule de la question la Régie.

La situation – à hydraulicité moyenne sur la période – serait revenue à la normale au 1^{er} janvier 2009 au niveau des réservoirs, mais HQP n'aurait toujours en 2010 que 70 % des ressources non engagées annuelles en énergie qu'elle avait en 1998 – 12,8 TWh par rapport à 18 TWh. L'écart est encore plus substantiel au niveau des ressources non engagées en puissance – 600 MW par rapport à 2 900 MW en 1998. La marge de manœuvre de HQP reste donc largement inférieure à ce qu'elle était à la fin des années '90.

Demandes :

- 6.1. Expliquer en quoi un projet de long terme comme le Suroît peut constituer une solution optimale à des variations conjoncturelles d'hydraulicité. Produire une comparaison avec d'autres alternatives de court terme.

Réponse :

HQP a expliqué dans les documents HQP-1 et HQP-2 l'importance de la marge de manœuvre, l'excédent des moyens de production sur les engagement fermes et autres obligations, pour gérer les variations d'hydraulicité. Le projet du Suroît, présenté au BAPE, aurait contribué à cette marge de manœuvre annuelle dès la fin 2006. Le projet revu et amélioré annoncé en janvier 2004 aurait contribué à la marge de manœuvre annuelle à compter de l'été 2007. En situation de faible hydraulicité, les stocks énergétiques, la marge de manœuvre annuelle et les importations de court terme doivent permettre de compenser un déficit d'hydraulicité. Un projet de long terme comme le Suroît contribue à la marge de manœuvre annuelle de manière certaine et prévisible à chaque année. La variation conjoncturelle de l'hydraulicité et la nature long terme de tout projet de production d'HQP au Québec sont conciliés et optimisés par l'entremise des marchés de court terme.

Voici une alternative de court terme qui donnerait une contribution énergétique équivalente au Suroît en termes de marge de manœuvre annuelle :

- l'importation de 6,5 TWh d'électricité, en sus des importations autrement prévues ou requises par HQP, HQD ou d'autres acteurs des marchés de gros de l'électricité. Cette alternative est sujette aux limites des capacités d'importation et à l'incertitude des marchés. Sa faisabilité peut donc être variable d'une année à l'autre.

6.2. Élaborer sur la flexibilité que le Suroît procure pour gérer les variations de l'hydraulicité et assurer le respect du critère de fiabilité énergétique.

Réponse :

Voir aussi la réponse à la question 6.1. Le respect du critère de fiabilité énergétique passe par un portefeuille de moyens :

- **les stocks énergétiques des réservoirs**
- **les opérations commerciales impliquant les marchés hors Québec, soit :**
 - le retrait de ventes de court terme, ce qui libère de la production non engagée
 - les importations de court terme (en sus de celles prévues par HQD pour ses besoins réguliers)
- **l'exploitation à fort régime de la centrale de Tracy.**

Le Suroît offre la flexibilité d'une production sur le réseau du Québec, c'est-à-dire qui n'implique pas les contraintes des capacités d'importation des interconnexions. Toutes choses étant égales au niveau des autres moyens – c'est-à-dire les réservoirs et Tracy – si on ne produit pas les 6,5 TWh d'électricité du Suroît au Québec, cette énergie doit venir d'ailleurs – c'est-à-dire de l'importation de court terme – lorsque requis pour compenser un déficit d'hydraulicité au Québec. Or, selon les informations déposées à la Régie par HQD, les interconnexions sont également appelées à jouer un rôle au niveau des approvisionnements réguliers d'HQD. À l'évidence, les mêmes capacités d'importation ne peuvent pas servir à la fois à alimenter des besoins réguliers d'électricité au Québec, et servir d'alimentation d'appoint en cas de faible hydraulicité. L'accès aux capacités d'interconnexion doit donc être envisagée avec prudence par HQP au niveau de la gestion du critère de sécurité énergétique. La présence d'une marge de manœuvre plus importante pour HQP au Québec – comme celle qui

existait à la fin des années '90 – réduit la nécessité pour HQP d'avoir recours aux capacités d'importation en situation de faible hydraulité. À l'opposé, lorsque la marge de manœuvre interne d'HQP est réduite, comme c'est le cas pour les années qui viennent, HQP doit prévoir le recours éventuel significatif à l'importation.

Il s'agit donc d'un équilibre à maintenir, entre divers moyens, pour assurer le respect du critère de sécurité énergétique.

- 6.3. Élaborer sur la flexibilité que d'autres filières comme l'éolien et la cogénération pourrait procurer pour gérer les variations de l'hydraulité et assurer le respect du critère de fiabilité énergétique.

Réponse :

Tel que prévu au plan d'approvisionnement d'HQD et aux mises à jour de ce plan présentés à la Régie, les filières éoliennes et de cogénération sont appelées à fournir une partie significative des besoins réguliers du marché d'HQD sur l'horizon de planification. La production associée à ces besoins réguliers ne peut donc pas être considérée comme des ressources non engagées, disponibles pour compenser un déficit d'hydraulité d'HQP. Par ailleurs, le fait de produire de l'électricité au Québec, qu'elle soit de source hydraulique, thermique ou éolienne, plutôt que de l'importer, contribue à faciliter le respect du critère de sécurité énergétique, puisque les capacités d'importations sont alors libres pour des achats d'appoint.

Tel qu'indiqué précédemment, HQP ne participera pas à d'éventuels projets de cogénération au Québec. Cette filière est donc exclue pour HQP. Pour ce qui est de l'éolien, HQP ne participera pas aux appels d'offres d'HQD pour la production éolienne en Gaspésie. Notons toutefois que HQP offre un service d'équilibrage, décrit à l'Annexe 2.3, pour les 1 000 MW de puissance installée d'éoliennes en Gaspésie.

7. Référence : HQP-2, document 1, page 6 de 6

Préambule :

« Le BAPE, à l'automne 2002, émettait l'opinion suivante quant à la justification du projet du Suroît, alors prévu pour une mise en service en novembre 2006 :

La commission (le BAPE) reconnaît qu'à défaut d'une nouvelle capacité de production en 2006 la marge de manœuvre d'Hydro-Québec (Production) pour répondre à de futurs appels d'offres sur le marché québécois, ou encore pour profiter des occasions d'affaires sur les marchés extérieurs, serait réduite jusqu'à la concrétisation des projets hydroélectriques à l'étude ou annoncés (BAPE, Rapport no 170, page 26) ».

Demandes :

- 7.1. Produire les études de marchés et les analyses économiques et de rentabilité qui démontrent que le Suroît permettra à HQP de profiter des occasions d'affaires sur les marchés extérieurs. Commenter sur la rentabilité relative du Suroît et de projets comparables situés près des centres de consommation dans les marchés extérieurs.

Réponse :

La question des marchés et de l'économie du projet du Suroît est traitée dans le rapport du BAPE N° 170. Par ailleurs, il est important de rappeler qu'HQP assume entièrement les risques commerciaux du projet du Suroît, tant au niveau de l'approvisionnement en gaz naturel, qu'au niveau de la vente d'électricité dans les marchés de gros au Québec et hors Québec.

Tel qu'indiqué à la page 28 du Rapport N° 170 du BAPE, tous les marchés situés autour du Québec sont appelés à croître, tout comme le marché québécois. La très vaste majorité des projets réalisés au cours des dernières années et ceux planifiés pour répondre à cette croissance sont des centrales à cycle combiné au gaz naturel. Les ajouts de capacité au cours des deux dernières années ont été à plus de 94 % des centrales à cycle combiné au gaz naturel (ajouts de centrales thermiques au gaz naturel au cours des 2 dernières années aux États-Unis seulement : 92 773 MW dont 90 791 MW étaient de type cycle combiné, le tout pour des ajouts totaux de 96 553 MW – Source EIA).

La technologie proposée pour le projet du Suroît (la technologie 7H de GE), avec son rendement élevé qui permet une plus faible consommation de gaz naturel, est plus économique que la moyenne des autres cycles combinés récents en opération par un facteur de

l'ordre de 5 %. À la question 4.1, HQP a d'ailleurs indiqué qu'avec des hypothèses prudentes de prix de gaz naturel à long terme, le coût de l'électricité produite par le projet le Suroît (6,6¢/kWh en 2008) est compétitif.

Finalement, il faut rappeler que sur la profitabilité des marchés extérieurs, le BAPE a fait les commentaires suivants – Rapport N° 170 p.31 : « La commission reconnaît l'importance des activités extérieures d'Hydro-Québec en raison des dividendes versés au gouvernement du Québec. » et « La commission constate que l'implantation de nouvelles unités de production contribuerait à consolider le positionnement avantageux d'Hydro-Québec comme fournisseur d'énergie sur les marchés. »

- 7.2. Démontrer qu'HQP ne peut répondre à des appels d'offres de long terme sur les marchés québécois sans cette centrale. HQP pourrait-il répondre à de tels appels d'offres en s'approvisionnant pendant les premières années sur les marchés de court terme et en utilisant par la suite des projets en cours de réalisation ?

Réponse :

Les tableaux 1.1, 1.2 et 1.3 du document HQP-1 illustrent clairement l'absence de ressources non engagées jusqu'en 2009 au mieux.

Par ailleurs, HQP n'a jamais affirmé qu'elle ne pourrait répondre à des appels d'offres de long terme sans le Suroît, simplement qu'elle ne pourrait le faire avant l'année 2006, pour des besoins d'HQD à l'horizon 2010. Pourquoi 2006? Parce que c'est l'année durant laquelle HQP espère avoir reçu toutes les autorisations environnementales requises pour engager le projet EM-1-A/Rupert – un projet qui apporterait 7,7 TWh par année d'énergie une fois complété en 2011, si tout se déroule tel que prévu.

HQP ne contractera donc pas d'engagements de long terme additionnels sans être fixée sur les permis et le calendrier définitif du projet EM-1-A/Rupert, le plus important projet hydroélectrique de la décennie 2000-2010. En effet, sans ce projet, la marge de manœuvre d'HQP est très réduite jusqu'au projet majeur suivant – le projet Romaine – à l'horizon 2013-2015. L'hypothèse de s'engager à long terme à nouveau auprès d'HQD en s'approvisionnant pendant un certain temps sur les marchés de

court terme ne pourrait valoir que dans des circonstances très spécifiques : les permis d'EM-1-A/Rupert sont octroyés, la construction est amorcée et les réservoirs sont revenus à un niveau suffisamment élevé pour pouvoir se passer d'une partie de la capacité d'importation des interconnexions comme moyen pour assurer, dans l'intervalle, le respect du critère de sécurité énergétique.

- 7.3. Déposer les études faisant la démonstration que le Suroît est le meilleur projet à entreprendre durant la période où des projets hydroélectriques ne peuvent être mis en service. Présenter une comparaison économique et une comparaison des impacts environnementaux entre le projet le Suroît et les autres filières suivantes que HQP pourrait développer seul ou avec d'autres partenaires : cogénération, éolien, autres...

Réponse :

Cette analyse a été faite par le BAPE en 2002. Voir rapport du BAPE N° 170 – pages 32 à 40 notamment. Le projet du Suroît présenté au BAPE aurait donné de l'électricité à moins de 7¢ le kWh en novembre 2006, au cœur du marché du Québec, sur la rive sud de Montréal. Il aurait aussi eu un effet positif sur le réseau de transport d'électricité au Québec.

8. **Références :** (i) HQD-2, document 1, page 20 de 29,
(ii) HQP-1, document 1, page 5 de 24

Préambule :

Il est précisé à la référence (i) : « Il serait certes intéressant que le Distributeur puisse compter sur un bassin de fournisseurs potentiels disposant de surplus leur permettant de répondre à des appels d'offres de court terme, voire de livrer plus rapidement des approvisionnements de long terme, à partir d'installations sises au Québec. »

Il est précisé à la référence (ii) : « HQP prévoit ainsi attendre l'obtention complète des autorisations du projet EM-1A / dérivation Rupert, le projet majeur au calendrier de la fin de la présente décennie, avant de participer à de nouveaux appels d'offres d'HQD. »

Demandes :

- 8.1. Quelle disponibilité de stockage le Producteur pourrait-il rendre disponible et à quelles conditions, de façon à favoriser l'émergence d'un marché de court terme de l'énergie au Québec ?

Réponse :

L'émergence d'un marché de court terme de l'énergie au Québec suivra naturellement le développement du marché de long terme et la présence d'un nombre croissant de fournisseurs au Québec. C'est la diversité de fournisseurs qui donne le marché de court terme dans les marchés qui entourent le Québec. Dans l'intervalle, le Distributeur peut procéder à des achats de plus court terme par l'importation notamment. Il n'y a donc pas de lien entre le marché de court terme et le stockage. Le stockage permet simplement de découpler les périodes d'achat, des périodes de consommation, ce qui exige toutefois des disponibilités en puissance et de la flexibilité de programmation de production pour produire aux moments choisis. Cette flexibilité va de pair avec la marge de manœuvre en puissance, qui est inexistante ou très limitée selon les années. Le découplage achat-vente et les arbitrages de prix qu'il permet ont une valeur – les achats reventes de court terme et le courtage associé ont généré une marge bénéficiaire de 420 millions de \$ en 2003 au niveau d'HQP, pour des sorties nettes des réservoirs de 2,2 TWh. HQP n'entend pas commercialiser de service de stockage, puisqu'elle ne ferait ainsi que cannibaliser ses propres activités commerciales. Tel que décrit en Annexe 2.3, HQP offrira toutefois au Québec un service d'équilibrage éolien qui contribuera à l'intégration de production éolienne de 1 000 MW en Gaspésie.

- 8.2. Quels autres moyens pourraient être mis de l'avant pour favoriser l'émergence d'un marché de court terme plus concurrentiel de l'énergie au Québec ?

Réponse :

Les distributeurs d'électricité doivent alimenter leurs marchés en fonction du profil de consommation de l'ensemble de leur clientèle. L'industrie électrique en Amérique du Nord a, à cet effet, développé des produits standardisés pour fournir les marchés, par exemple, l'électricité de pointe quotidienne (5 jours par semaine; 16 heures

par jour). Ce produit est aujourd'hui celui qui est le plus couramment transigé en Amérique du Nord. C'est un produit complémentaire à l'électricité en base (7 jours par semaine; 24 heures par jour) achetée jusqu'à présent par HQD. Il est disponible à la fois dans le court et le long terme. Sa nature très standardisée et la liquidité des marchés (du fait qu'il y a plusieurs fournisseurs potentiels) en rend l'achat facile. Tous les producteurs et fournisseurs d'électricité connaissent ce produit. Il se prête bien également à des stratégies de couverture par l'entremise des marchés financiers de l'électricité.

- 8.3.** HQP prévoit-il participer aux appels d'offres de court terme du Distributeur même si cela nécessite qu'il recoure à des achats préventifs ?

Réponse :

Non. HQP participera au marché de court terme comme de long terme du Distributeur lorsqu'elle aura recouvré une certaine marge de manœuvre. Seuls des surplus d'apports hydrauliques significatifs au cours des années qui viennent pourraient permettre de participer avant 2009.

À hydraulicité moyenne et sans retard au niveau de la mise en service des nouvelles capacités de production (HQP-1, Tableau 1.1), HQP pourrait vraisemblablement participer à un appel d'offre de court terme pour des livraisons en 2009. À hydraulicité plus faible (HQP-1, Tableau 1.2), ce ne serait pas avant 2011.

Tel que décrit à la réponse 8.2, le Distributeur peut acheter de l'électricité de pointe quotidienne (5 jours par semaine; 16 heures par jour) pour des périodes saisonnières, annuelle ou pluri annuelles, par exemple. C'est d'ailleurs ce qu'HQP a fait récemment, dans le marché du nord de l'état de New York, pour alimenter les besoins du Québec en janvier et février 2004 au-delà de l'électricité patrimoniale.

- 8.4.** HQP prendra-t-il en compte les besoins de court terme du Distributeur au-delà de l'électricité patrimoniale dans la gestion des réservoirs et lorsqu'il s'assurera du respect du critère de fiabilité énergétique (déficit d'apport d'eau de 64 TWh sur deux ans) ?

Réponse :

Oui, c'est d'ailleurs ce qui est fait et présenté dans la Fiche 13.2 du document HQP-1. Les importations éventuelles pour respecter le critère de sécurité énergétique en 2005 seraient de 9 TWh, parce qu'HQP pose l'hypothèse qu'HQD pourrait avoir à importer jusqu'à 6 TWh durant cette année et que la capacité totale d'importation est en pratique limitée à 15,4 TWh. Les importations éventuelles en 2006 sont de 7 TWh, parce qu'HQP pose l'hypothèse qu'HQD pourrait avoir à importer jusqu'à 8 TWh durant cette année. Le reste des importations éventuelles présentées à la Fiche 13.2, soit 4 TWh en 2007, représente les importations requises par HQP sur la période des 4 premiers mois de 2007 – c'est-à-dire avant la crue printanière de cette année.

9. Référence : HQP-1, document 1, page 24 de 25

Préambule :

« La fiche 13.2 présente la marge (ou le déficit) avec les moyens disponibles au 1er mai 2007. »

Demandes :

- 9.1.** Veuillez fournir une analyse comparable au 1er mai 2006 en supposant un scénario de déficit d'apports hydrauliques de 64 TWh en 2004 et 2005

Réponse :

Voir Fiche 9.1

- 9.2.** Veuillez indiquer les différentes catégories de ventes au Distributeur prises en compte dans cette analyse pour 2004 et 2005.

Réponse :

Voir Fiche 9.2

10. Référence : HQP-1, document 1, page 16 de 24

Demande :

10.1. Fournir les données numériques en TWh des écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003 correspondant au graphique du tableau 1.4.

Réponse :

Voir Fiche 10.1

11. Référence : HQP-2, document 1, page 3 de 6

Préambule :

« Ce critère de sécurité énergétique est en place depuis le début des années '90. »

Demande :

11.1. Veuillez fournir une démonstration que le critère de fiabilité en énergie du Producteur simulant l'impact d'un déficit d'apport d'eau de 64 TWh sur deux ans est toujours valable, compte tenu des données d'apports observées depuis le début des années '90, de l'évolution du parc de production et de l'évolution des marchés de l'énergie.

Réponse :

Les données historiques d'apports naturels 1943-2003 pour les bassins hydrographiques comptant des aménagements hydroélectriques se composent d'observations mesurées et de valeurs reconstituées. HQP utilise des observations mesurées faites après la mise en service des aménagements et procède à la reconstitution d'équivalents d'apports naturels pour la période comprise entre 1943 et la mise en service. La méthode de reconstitution des apports historiques est donc déterminante pour estimer l'hydraulicité pour la période avant les mises en service.

En 1998, HQP a entrepris un exercice de révision des données historiques d'apports reconstitués et a proposé certains ajustements méthodologiques. La méthode proposée par HQP pour reconstituer les données historiques ainsi que les résultats furent

ensuite soumis, pour validation, en 1999, à un comité d'experts composés de spécialistes de l'Institut national de la recherche scientifique – Eau ("INRS-Eau"), de l'Université McGill et de l'École Polytechnique de Montréal. Ce comité a reconnu la validité de la méthode proposée ainsi que les caractéristiques statistiques des nouvelles données révisées par HQP et a conclu qu'il n'y avait pas de preuve de changement à long terme de la moyenne historique des apports.

De plus, le même comité d'experts auquel s'étaient ajoutés des représentants de l'Université du Manitoba et de l'École nationale de génie rural, des eaux et des forêts de France ("Engref-France") était de nouveau consulté en 2001 afin de revoir les recommandations à la suite des observations hydrologiques des années 1998 à 2001. Les experts ont alors réitéré les conclusions formulées en 1999.

Par ailleurs, c'est au début des années 1990 qu'Hydro-Québec a adopté le critère de sécurité énergétique prévoyant l'utilisation d'une série de moyens disponibles pour faire face à une faible hydraulité de -64 TWh sur deux années consécutives, scénario dont la probabilité de dépassement était de moins de 2 % sur la base des données disponibles. En tenant compte des données de 1943 jusqu'à la fin de 2003, la probabilité que les apports naturels soient inférieurs à la moyenne historique 1943-2003, (Tableau 1.4, HQP-1, Document 1, page 16 de 24) d'un total de 64 TWh sur deux (2) ans consécutifs est maintenant de 1,15 % et le déficit d'apports correspondant à un scénario dont la probabilité de dépassement est de 2 % devient 57,8 TWh sur deux ans.

Toutes ces estimations sont fondées sur l'hypothèse de l'indépendance (aucune autocorrélation) entre les observations annuelles. Or, les données d'apports historiques montrent une faible autocorrélation dont la valeur est estimée à 0,24. Si on tient compte de cette faible autocorrélation, la probabilité d'un déficit cumulé sur deux ans de -64 TWh passe de 1,15 % à 2,1 %. À la lumière de ce qui précède, HQP considère que le critère de -64 TWh est toujours valable.

12. Référence : HQP-1, document 1, page 14 de 24

Préambule :

« Le tableau 1.2 fournit un scénario à 66 % de probabilité. »

Demande :

12.1. Produire un tableau comparable en supposant un scénario à 34 % de probabilité (impliquant une hydraulicité supérieure à la moyenne).

Réponse :

Voir Tableau 12.1

13. Référence : HQP-1, document 1, page 13

Préambule :

Le tableau 1.1 présente un scénario du bilan d'énergie à 50 % de probabilité à hydraulicité moyenne à l'exception d'un -5,1 TWh pour l'année 2004.

Demandes :

13.1. Décrire la méthode utilisée pour déterminer l'hydraulicité de -5,1 TWh en 2004. En vous basant sur l'expérience des dernières années, veuillez déterminer la précision d'une telle prévision établie en début d'année.

Réponse:

Le comité des experts (INRS-Eau, McGill, École Polytechnique de Montréal, Université du Manitoba, Engref-France) consulté en 2001, en plus de réitérer les conclusions formulées en 1999, ajoutait une recommandation à l'effet de revoir nos procédures d'analyse pour obtenir de meilleures prévisions à moyen terme que la moyenne des données historiques. Une procédure pluri-modèle est aussi suggérée en vue de combiner les prévisions issues de diverses hypothèses et méthodes (persistance sur certains bassins, changements de régime hydrologique) en les pondérant par leur degré de crédibilité.

Forte de cette recommandation, HQP, depuis 2001, effectue en début d'année une prévision pour l'année en combinant les résultats des trois modèles (1), (2) et (3) présentés aux prochains paragraphes selon une pondération établie en fonction de la performance des modèles. La pondération est calculée en

proportion des écarts déduits entre les observations des dix (10) dernières années et les résultats calculés avec chaque modèle en se servant des conditions prévalant au début de chacune de ces années.

HQP utilise un modèle conceptuel météo-apport (1) qui simule les apports prévus en fonction de la teneur en eau du sol, du volume d'eau de surface et de la quantité de neige au sol pour chacun des bassins aménagés (état initial des systèmes hydriques). À partir de ces états initiaux, toutes les séries historiques de précipitations et températures observées sont utilisées pour simuler les scénarios d'apports pour chacun des systèmes hydriques et chacun des aménagements pour les prochains jours, les prochaines semaines et la prochaine année.

HQP utilise également un modèle statistique (2) développé par des chercheurs de l'International Research Institute for Climate Prediction ("IRI") associé à la Columbia University de l'état de New-York, USA, pour estimer le volume d'apport de la crue printanière (essentiellement mai, juin et juillet) en fonction de variables représentatives de l'état général de l'atmosphère à l'automne, soit les mois de septembre, octobre et novembre précédant la crue printanière.

HQP utilise aussi les résultats d'un modèle statistique (3) développé à l'Institut de recherche d'Hydro-Québec ("IREQ") dont les prévisions sont basées sur les observations hydrologiques aux bassins d'HQP. Une agrégation est ensuite effectuée pour obtenir une valeur pour l'ensemble du parc.

La prévision faite en janvier 2004 pour le volume annuel d'apports en 2004 en combinant les résultats des modèles HQP (1), IRI (2) et IREQ (3) décrits plus haut est de - 5,1 TWh.

En considérant les scénarios d'apports produits pour l'année 2004 et la prévision de -5,1 TWh qui en découle faite en janvier 2004, HQP estime que la probabilité que l'écart entre les apports énergétiques 2004 et la moyenne historique 1943-2003 (HQP-1, Document 1, page 16 de 24) se situe entre +8 et -19 TWh est de 50 % et que la probabilité que l'écart entre les apports énergétiques 2004 et la moyenne historique 1943-2003 (HQP-1, Document 1, page 16 de 24) se situe entre + 19 et - 30 TWh est de 80%.

13.2. Veuillez reproduire le tableau 1.1 en supposant une hydraulité moyenne pour l'année 2004.

Réponse:

Voir Tableau 13.2

ANNEXE 1.1.1

Production de la centrale thermique de Tracy 1989 - 2003 (GWh)

ANNEE	JANVIER	FEVRIER	MARS	AVRIL	MAI	JUIN	JUILLET	AOUT	SEPT	OCTOBRE	NOVEMBRE	DECEMBRE	TOTAL
1989	221,9	232,5	194,0	9,1	0,0	0,0	0,0	8,3	99,1	142,9	202,0	333,7	1 443,5
1990	228,5	189,9	201,4	191,5	205,0	183,0	158,6	163,6	151,4	23,1	7,7	16,0	1 719,6
1991	92,1	68,7	0,0	0,0	0,0	5,7	1,5	0,0	7,5	20,9	36,1	112,4	344,9
1992	275,0	286,7	201,3	170,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,3	0,1	0,2	6,6	950,1
1993	5,5	12,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	2,7	1,4	23,3
1994	46,7	29,8	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,5	0,0	0,6	1,1	0,0	79,2
1995	0,0	4,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	1,0	7,0
1996	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3
1997	0,8	0,0	0,0	0,0	1,6	17,7	0,0	0,0	0,0	11,6	0,0	16,7	48,3
1998	214,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,2	103,9	245,5	333,6	287,7	287,3	1 485,5
1999	285,4	269,5	236,3	157,8	29,6	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	9,1	9,5	998,9
2000	71,8	0,0	13,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	1,0	1,0	88,3	176,9
2001	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	103,9	93,4	0,0	0,0	0,0	1,6	0,0	198,9
2002	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,4	1,3	1,2	4,8
2003	180,4	225,8	153,1	0,0	1,1	117,2	71,6	98,0	201,7	209,4	239,1	258,2	1 755,6

ANNEXE 1.1.2

Informations les plus récentes concernant le plan fédéral de mise en œuvre du protocole de Kyoto

Cette annexe vise à répondre à la première partie de la question 1.2 de la Régie (*Veillez présenter les options les plus probables du mécanisme canadien de mise en œuvre du protocole de Kyoto et leurs impacts pour le Québec*).

Le protocole de Kyoto est une entente internationale qui s'inscrit dans le cadre de la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, une convention qui a été signée et ratifiée par la grande majorité des pays du monde. Le protocole prévoit un certain nombre de mesures qui visent notamment à obtenir des réductions prédéterminées des émissions de gaz à effet de serre dans les pays développés, une réduction de la croissance de ces émissions dans les pays en voie de développement, et à établir des mécanismes assurant que des inventaires détaillés et comparables des émissions soient réalisés dans tous les pays signataires.

Le protocole fixe des cibles de réduction précises pour chaque pays industrialisé et prévoit des mécanismes permettant, dans certaines conditions, des échanges de droits d'émission entre pays.

Le protocole de Kyoto a été signé et ratifié par 122 pays, dont essentiellement tous les pays industrialisés sauf les USA, la Russie et l'Australie. Cependant il inclut une condition relative à son entrée en vigueur qui fait en sorte que, suite au retrait de fait des États-Unis (qui ont signé le protocole mais ne l'ont pas ratifié), il faut que la Russie le ratifie pour qu'il prenne effet. La ratification par la Russie est incertaine. Il est impossible de prévoir ce qui se produira au niveau de la mise en œuvre du protocole au Canada s'il n'entre pas en vigueur. On peut seulement noter que le gouvernement fédéral élabore actuellement son plan de mise en œuvre du protocole en faisant l'hypothèse que le protocole entrerait en vigueur et qu'il semble avoir l'intention de mettre en place un certain nombre de mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) même si le protocole n'entraîne pas en vigueur ou si l'incertitude à ce sujet persistait au-delà de 2008.

Le Canada a ratifié le protocole de Kyoto en décembre 2002. En ratifiant le protocole, le Canada s'est engagé à réduire ses émissions totales de GES de la période 2008-2012, de sorte qu'elles ne dépassent pas leur niveau de 1990 moins 6 %. Le protocole prévoit qu'en principe des limites d'émission plus

strictes s'appliqueront aux périodes quinquennales suivantes (2013-2017, etc.). Cependant ces limites restent à négocier entre les pays concernés. Au Canada les émissions maximales permises par le protocole pour la première période d'engagement représentent, si l'on tient compte des effets prévus de la croissance économique et démographique, 30 % de moins que les émissions prévisibles en l'absence de mesures de mise en application du protocole.

Le protocole n'a aucun effet juridique direct sur les provinces, les entreprises ou les individus : il ne lie que le Canada dans son ensemble. Le gouvernement fédéral doit donc mettre en place un dispositif législatif et réglementaire et des programmes pour s'assurer que le quota de GES et les autres obligations découlant du protocole soient respectés.

Compte tenu des partages de pouvoir au Canada, les provinces auront un rôle à jouer dans la mise en œuvre de ces mesures. Des discussions fédérales provinciales sont en cours à ce sujet et un groupe de travail fédéral provincial se penche particulièrement sur les mesures à prendre dans le secteur de l'électricité.

Pour respecter son allocation de droits d'émission de Kyoto (quota), le gouvernement du Canada peut :

- 1) Réduire les émissions au Canada
- 2) Augmenter les puits de carbone (exemple : planter des forêts sur des terres agricoles abandonnées et faire ainsi en sorte que du CO₂ qui est actuellement dans l'atmosphère se trouve fixé dans le bois)
- 3) Importer des droits d'émissions de pays étrangers :
 - Soit en achetant une partie inutilisée des quotas des pays industrialisés qui réduiront leurs émissions en dessous de leur cible de Kyoto (en pratique la Russie, si elle ratifie, aura beaucoup de droits à vendre);
 - Soit en réalisant ou finançant des projets de réduction des émissions dans d'autres pays, incluant des pays en voie de développement. Dans ce cas si une série de conditions sont remplies et si le pays hôte est d'accord, les émissions évitées sont transformées en « crédits » qui viennent s'ajouter au quota du Canada.

Le protocole permet aux gouvernements signataires de « déléguer » certaines opérations aux entreprises à certaines conditions; c'est ainsi par exemple que le

gouvernement du Canada peut autoriser des entreprises à acheter des droits d'émission sur le marché international.

Le gouvernement fédéral a publié en novembre 2002 un plan sur les changements climatiques (le Plan) qui sert encore de référence pour le développement des politiques de mise en application du protocole de Kyoto.

Le Plan prévoit une série de mesures pour réduire les émissions de 240 Mt au grand total (tous secteurs confondus), y compris des mécanismes de financement partagé et des incitatifs fiscaux. Les principales mesures sont brièvement énumérées ci-après :

- Transport : investissements dans les transports en commun, mesures visant à réduire la consommation des véhicules neufs, à favoriser l'utilisation de l'éthanol et du biodiesel comme carburants, à favoriser le transport intermodal des marchandises;
- Secteur résidentiel et commercial : mesures visant à favoriser l'amélioration de l'isolation des bâtiments neufs ou existants et à favoriser l'emploi d'appareils à faible consommation d'énergie;
- Petites et moyennes entreprises : mesures visant à favoriser l'efficacité énergétique;
- Forêt et agriculture : mesures visant à favoriser des pratiques augmentant les réserves en carbone du sol et de la biomasse (ce carbone étant retiré de l'atmosphère par les plantes lors de la photosynthèse, ces pratiques constituent des « puits » à CO₂);
- Réalisation dans des pays en voie de développement de projets permettant de réduire les émissions et donnant ainsi droit à des crédits pour le Canada, et achat de permis sur le marché international qui sera créé par le protocole de Kyoto;
- Favoriser le développement de technologies à faibles émissions dans l'industrie.

Le Plan prévoit aussi que certains secteurs industriels, dont la production d'électricité d'origine thermique, seront considérés comme des « grands émetteurs finaux » (GEF) et qu'ils feront l'objet d'un ensemble de dispositions spécifiques, dont une réglementation sur les GES, l'accès à un marché national et international des permis d'émission et la possibilité de signer avec le gouvernement fédéral des ententes contractuelles (« covenants » en anglais) qui modifieraient pour des secteurs ou des entreprises spécifiques certaines dispositions de la réglementation tout en assurant les réductions d'émissions convenues. Le Plan prévoit que dans leur ensemble, pour tous les secteurs industriels confondus, les GEF devront réduire leurs émissions de 55 Mt CO₂,

soit d'environ 15 % par rapport aux émissions des GEF prévues dans un scénario de statu quo « business as usual ».

Entre avril 2003 et février 2004 le gouvernement fédéral a publié une série importante de documents précisant ses intentions en matière de réglementation applicable aux GEF et a entrepris des discussions avec la plupart des secteurs industriels concernés, incluant celui de l'électricité. Il semble que le gouvernement fédéral aurait l'intention de déposer un projet de loi sur les changements climatiques (ou une série d'amendements à la loi canadienne sur la protection de l'environnement) et des projets de règlements en 2004 ou pendant la première moitié de 2005. Les principaux éléments de ce projet de cadre législatif et réglementaire rendus publics sont décrits ci-après en les simplifiant au besoin.

- 1) Les GEF (tous les établissements ou toutes les entreprises des secteurs visés dont les émissions dépasseraient 8 kt CO₂ par an et par installation et dont les émissions annuelles moyennes par 1000 \$ de production dépasseraient 20 kg CO₂) devront quantifier et déclarer leurs émissions de GES et leur production (production en énergie pour le secteur de l'électricité) selon des protocoles fixés.
- 2) À compter du 1^{er} janvier 2008, il serait interdit d'émettre des GES sans détenir puis remettre au gouvernement en fin d'année des permis d'émission en nombre équivalent au nombre de tonnes d'équivalent CO₂ émises.
- 3) Les entreprises recevraient gratuitement, pour chaque année de la période 2008-2012, un certain nombre de permis⁽¹⁾. En moyenne pour chaque année de la période d'engagement et pour l'ensemble des GEF, le nombre total de permis fournis gratuitement par le gouvernement devrait être égal à 85 % des émissions prévues pour 2010 dans un scénario sans mesure de réduction (« business as usual »). Des règlements établiront comment ces permis seront alloués. Il existe un consensus entre les industries (et en particulier l'industrie de l'électricité) et le gouvernement à l'effet que les allocations seront basées sur la production annuelle (TWh) et sur un facteur d'émission (mesuré en tonnes de CO₂ par TWh).

Les facteurs d'émission qui seront fixés par voie réglementaire ou contractuelle pourront être communs à tout un secteur industriel ou spécifiques à un procédé, une province etc. L'utilisation de ces facteurs d'émission fait en sorte que si la production d'une entreprise ralentit, le nombre de permis reçus gratuitement diminue. Par contre, il

fait aussi en sorte que les producteurs pourront augmenter leur capacité de production thermique sans à avoir à acheter sur le marché tous les permis correspondant à la capacité additionnelle : c'est le gouvernement du Canada qui assumera la majeure partie du risque correspondant en fournissant gratuitement 85 % des permis supplémentaires requis. S'il y a une croissance plus forte que prévue dans un des secteurs visés par le programme des GEF, le gouvernement devra alors, pour ne pas dépasser le quota de Kyoto du Canada, imposer d'autres mesures plus restrictives dans d'autres secteurs de l'économie ou acheter davantage de permis à l'étranger.

- 4) Les entreprises dont les émissions dépasseraient le nombre de permis reçus gratuitement pourront acquérir les permis supplémentaires en achetant au Canada ou sur le marché international les permis supplémentaires nécessaires. Il pourrait cependant advenir que le gouvernement fédéral se voit obligé, pour respecter certaines exigences du protocole de Kyoto, de limiter les achats par les entreprises sur le marché international. Les entreprises pourront aussi participer aux autres mécanismes de flexibilité de l'accord de Kyoto, par exemple en finançant un projet admissible de réduction des émissions dans un pays en voie de développement. Enfin elles pourraient acheter des droits de compensation intérieurs (ces droits seront créés, par exemple, en plantant des forêts et en faisant enregistrer les quantités annuelles de CO₂ ainsi fixées dans la biomasse). Il est possible que ces droits de compensation deviennent librement échangeables sur le marché.

Le gouvernement du Canada garantira que les entreprises pourront, jusqu'en 2012, se procurer les permis nécessaires au prix maximum de 15 \$ par tonne de CO₂. Cependant, il ne donnera aucune garantie de prix maximum pour les années suivantes. De même, il n'est pas assuré que l'allocation gratuite de 85% des permis se poursuivra après 2012. Les mesures qui seront prises au Canada après 2012 dépendront des résultats des négociations internationales sur la seconde période d'engagement du protocole de Kyoto qui auront lieu dans les années à venir.

Divers scénarios sont à l'étude en ce qui concerne les détails du fonctionnement du mécanisme d'allocation des permis dans le secteur de l'électricité. Cependant il paraît probable, pour des raisons d'équité entre les secteurs industriels visés par le programme des GEF, que si la croissance des émissions du secteur de l'électricité en l'absence de mesures reste sensiblement conforme aux hypothèses actuelles du gouvernement fédéral (c'est à dire si ces émissions

atteignent 130 Mt en 2010), le gouvernement distribuera gratuitement, dans la majorité des scénarios envisagés, des permis pour 110 Mt /an. La différence (20 Mt ou 15 % de 130 Mt) correspond au nombre de permis que l'industrie devra se procurer. Les permis qui seront sur le marché seront vendus par des entreprises qui auront diminué leurs émissions au Canada ou à l'extérieur, ou seront la contrepartie de crédits obtenus pour des mesures de compensation telles que la plantation de forêts. La valeur des permis qui seront achetés par les producteurs thermiques servira donc indirectement à financer des réductions d'émission. Au coût maximum des permis de 15 \$ par tonne de CO₂, il s'agirait, pour l'ensemble des producteurs propriétaires de centrales thermiques au Canada de 300 M\$ par an, soit 1,5 milliard de \$ pour la période 2008-2012.

Parmi les scénarios les plus probables qui sont envisagés, nous en examinerons deux, en montrant quelles seraient leurs conséquences respectives pour le projet du Suroît et pour HQP dans son ensemble.

Dans le premier scénario, un facteur d'émission unique est établi pour l'ensemble des centrales thermiques situées au Canada. Ce facteur est égal à la moyenne canadienne des émissions par GWh moins 15 %. Le facteur d'émission serait d'environ 558 t/GWh. Les producteurs thermiques reçoivent donc des permis en nombre égal à leur production effective en GWh par an multipliée par 558 t/GWh. Dans ce cas, le projet du Suroît recevrait 6500 GWh X 558 t/GWh = 3,63 Mt eq CO₂ de permis par an. HQP devrait remettre au gouvernement fédéral un nombre de permis égal aux émissions réelles, soit 2,25 Mt par an. HQP disposerait donc d'un excédent de permis de 1,38 Mt qu'elle pourrait vendre sur le marché. Si le prix est de 10 \$ par tonne le produit de la vente rapporterait 13,8 millions \$ par an. Une variante de ce premier scénario prévoit que les centrales thermiques nouvelles recevraient des permis sur la base d'un facteur d'émission de 370 t/GWh, soit 85 % du taux d'émission moyen estimé pour les centrales qui seront construites au Canada dans les prochaines années (435 t/GWh). Pour ce qui est des centrales thermiques existantes de moins de 35 ans, elles recevraient des permis en nombre égal à leurs émissions réelles et n'auraient pas à participer à l'effort de réduction. À titre de comparaison rappelons que le facteur d'émission du Suroît est de 334 t/GWh. Dans cette variante le surplus de permis dont disposerait le Suroît serait de 0,23 Mt par an. Dans les deux variantes de ce premier scénario, les mécanismes spécifiques concernant les énergies renouvelables, dont l'éolien et l'hydroélectricité, ne font pas partie de l'ensemble des mesures applicables au GEF. Les mesures applicables à ces énergies renouvelables restent à définir.

Dans un deuxième scénario, l'hydroélectricité et l'énergie éolienne provenant de nouvelles installations seront intégrés au système et recevront des allocations de permis. Une version de ce deuxième scénario prévoit que le nombre total de

permis qui sera alloué restera de 110 Mt pour l'ensemble du secteur de l'électricité. L'allocation sera faite sur la base d'un facteur d'émission unique pour l'ensemble des installations assujetties (toutes les installations thermiques existantes ou nouvelles plus les installations hydroélectriques et éoliennes nouvelles). Ce facteur serait de 455 t/GWh. Dans ce cas, le projet du Suroît recevra 2,96 Mt de permis par an et disposera donc d'un excédent de 0,71 Mt par an. Par ailleurs, les nouvelles installations hydroélectriques d'HQP, c'est-à-dire celles qui sont entrées en service depuis 2000 (la date de mise en service qui servirait à distinguer les « nouvelles » installations hydroélectriques des autres n'est pas fixée, mais nous faisons ici l'hypothèse qu'il s'agirait de 2000) recevront également des permis. Si l'on fait le calcul pour 2010, l'année médiane de la première période d'engagement du protocole de Kyoto, on constate que les nouveaux projets hydroélectriques produiront 19,18 TWh et recevront donc 8,73 Mt de permis par année. Comme les émissions de GES des installations hydroélectriques sont extrêmement faibles et ne sont pas comptabilisées dans les inventaires actuel compte tenu des règles sur les inventaires du protocole de Kyoto, HQP disposerait, dans ce scénario, d'un surplus total de permis de $0,71 + 8,73 = 9,44$ Mt/an. Il est à noter que pour simplifier les calculs, ceux-ci ne tiennent pas compte du fait que l'allocation de permis aux énergies hydroélectrique et éolienne, pourrait avoir pour effet d'entraîner une certaine substitution de la nouvelle énergie thermique par de la nouvelle énergie hydroélectrique ou éolienne.

Dans une autre variante de ce scénario, les projets thermiques nouveaux, les projets hydroélectriques et les centrales thermiques très anciennes (plus de 35 ans) auraient un facteur d'émission de 225 t/GWh, tandis que les autres installations thermiques existantes de moins de 35 ans, elles, recevraient des permis en nombre égal à leurs émissions réelles et n'auraient pas à participer à l'effort de réduction. Dans ce cas, HQP devrait acheter pour le projet du Suroît 0,79 Mt de permis pour compléter l'allocation gratuite de 1,46 Mt qu'elle recevrait. Par ailleurs HQP recevrait pour ses nouvelles installations hydroélectriques $19,18 \text{ TWh} \times 225 \text{ kt/TWh} = 4,32$ Mt de permis par an. Elle disposerait donc d'un excédent net de 3,53 Mt/an.

Les résultats favorables des calculs qui précèdent traduisent le fait que les installations que HQP projette de construire, y compris le Suroît sont toutes très performantes par rapport à la moyenne des installations existantes ou prévues ailleurs au Canada. Il ne faut pas perdre de vue en effet que tous les scénarios discutés ci-avant permettront au gouvernement fédéral d'atteindre, dans le secteur de l'électricité, l'objectif de réduction des émissions de 20 Mt par rapport aux émissions prévues sans mesure de réduction.

Les exemples ci-dessus démontrent que le projet du Suroît tel que proposé est une forme de production d'énergie qui s'inscrit favorablement dans le plan fédéral pour l'atteinte des objectifs du protocole de Kyoto.

-
- (1) *Dans ce document, nous avons appelé « permis » les autorisations d'émettre une tonne d'équivalent CO₂ pendant une année donnée, autorisation qui pourra prendre la forme d'un droit d'émission échangeable ou d'autres formes selon le contexte. Nous avons appelé « crédit », les réductions d'émissions et les mesures équivalentes qui seront susceptibles d'ouvrir le droit à l'obtention de permis pour un nombre de tonnes de CO₂ équivalent. Certains documents fédéraux emploient le mot « permis » dans tous les cas tandis que d'autres font la distinction, parfois sur des bases légèrement différentes.*

FICHE 2.1

**Différence de 3 TWh entre les tableaux 1.4 et 1.1 du
Document HQP-1, document 1, pages 16 et 13 de 24**

	Énergie en TWh
Apports énergétiques (tableau 1.4)	189,6
.Apports de Churchill Falls (A)	<u>(34,8)</u>
Sous-total	154,7
.Restrictions (tableau 2.1)	<u>(2,9)</u>
. Production Hydro-Québec 2003 (tableau 1.1)	151,8
(A) Apports de Churchill Falls	34,8
.Production de Churchill Falls vendue à HQP	31,1
.Consommation locale et pertes au Labrador	3,8

Note : Les totaux peuvent ne pas correspondre exactement à la somme des éléments car les données ont été arrondies au dixième près.

ANNEXE 2.2

Considérations sur l'impact de l'intégration de quantités significatives de production éolienne sur le réseau du Québec – Perspective d'HQP

L'électricité ne peut être stockée et il doit y avoir en tout temps un équilibre parfait entre la production et la consommation. Ainsi pour un niveau de consommation d'électricité constant, la production hydraulique sera réduite lorsque les éoliennes vont produire et sera augmentée lorsqu'elles cesseront de produire. La marge de manœuvre dont dispose HQP pour compenser les écarts de production éolienne est limitée par les autres contraintes d'exploitation du parc de production et du réseau de transport.

Ainsi, durant les heures de faible consommation du marché québécois (heures creuses – la nuit principalement) la production à maintenir aux centrales au fil de l'eau (débits écologiques) et à la centrale nucléaire de Gentilly, la production minimale pour offrir le service de réserve et de support de tension représentent autant de bornes qui doivent être respectées.

Durant les heures de forte consommation des mois de décembre, janvier et février, toute la disponibilité du parc hydraulique est requise la plupart du temps pour fournir l'électricité patrimoniale et les autres contrats fermes et conséquemment, la compensation de production éolienne à cause d'une insuffisance de vent devra être fournie par d'autres sources pendant un certain nombre d'heures. À cet égard, la préoccupation de HQP résulte notamment d'un équilibre serré en puissance pendant les heures de pointe de consommation d'hiver. Pour les autres mois de l'année, la disponibilité du parc de production est également limitée puisque la priorité doit être accordée aux travaux annuels de maintenance planifiée des équipements de production et de transport. De plus, la marge consentie pour compenser les variations de la production éolienne implique aussi, pour HQP, des pertes d'opportunité pour des transactions d'achat-revente d'énergie impliquant les marchés hors Québec. Il va de soi que la marge de manœuvre dédiée à l'équilibrage d'éoliennes n'est plus disponible pour profiter des opportunités sur les marchés de court terme (transactions d'achat-revente).

Tel que mentionné dans la réponse à la demande 5.1, BPA a procédé à plus de deux (2) années d'études des impacts techniques de l'éolien sur l'exploitation du réseau (réserves à maintenir, régulation fréquence – puissance, automatismes et protections, impacts sur la gestion des eaux, du parc hydraulique) et des impacts économiques. Hydro-Québec Production sera en mesure de mieux apprécier les impacts sur la gestion de son parc de production lorsque les études techniques d'intégration de HQT auront été complétées.

ANNEXE 2.3

Proposition de service d'équilibrage de HQP

Hydro-Québec Production propose un service d'équilibrage éolien pour 1 000 MW de capacité nominale installée d'éoliennes en Gaspésie

- Quantités de Service d'équilibrage éolien offertes par HQP pour intégration de 1 000 MW de capacité nominale installée d'éoliennes en Gaspésie selon le calendrier suivant :

	2006	2007	2008	2009
Capacité nominale installée d'éoliennes (maximum)	300	450	750	1000

- Description du service d'équilibrage éolien

- HQD doit transmettre à HQP, la veille pour le lendemain, un programme des quantités horaires d'énergie à être livrées par le producteur d'énergie éolienne le lendemain, lequel programme peut toutefois être révisé, de manière limitée, jusqu'à trente (30) minutes avant l'heure.
- HQP reçoit l'énergie éolienne livrée par le producteur d'énergie éolienne. HQP fait séparément la somme, pour chaque jour pris individuellement, de la quantité d'énergie livrée pour cette journée pendant les heures de pointe (de 7h01 le matin jusqu'à 23h00 le soir et ce, chaque jour du lundi au vendredi inclusivement) et pour cette journée pendant les heures hors pointe (de 00h01 jusqu'à 7h00 le matin et de 23h01 à 24h00 le soir ainsi que toutes les heures des samedi, dimanche et jours fériés).
- HQP comptabilise les quantités d'énergie livrées par le producteur d'énergie éolienne au point de raccordement du réseau de transport de HQT et facture à HQD des frais de service d'équilibrage au montant de 9,00 \$/MWh*.
- HQP livre, sept (7) jours après le jour de réception par HQT de l'énergie produite par le producteur d'énergie éolienne, à un taux de livraison constant pour les heures de pointe (taux de livraison calculé comme suit : quantité d'énergie dont HQT a pris réception pendant les heures de pointe sept (7) jours auparavant divisée par 16 heures) et à un taux de livraison constant pour les heures hors pointe (taux de livraison calculé comme suit : quantité d'énergie dont HQT a pris réception pendant les heures hors pointe sept (7) jours auparavant divisée par 8 heures ou 24 heures selon le cas). Cette opération permet à HQD d'intégrer de la puissance garantie dans son bilan de puissance pour la période en question.
- Le taux maximal pour les livraisons de HQT à HQD est limité à un maximum de 35 % de la capacité nominale installée des éoliennes (le taux des livraisons de HQT ne peut dépasser 35 MW par tranche de 100 MW de capacité nominale installée des éoliennes).

	\$/MWh*	
Frais d'équilibrage	9,00 \$	(applicable sur les quantités d'énergie éolienne livrées à HQT par le producteur d'énergie éolienne)

* En dollars canadiens 2004, indexé par la suite selon un mécanisme à établir

TABLEAU 4.1.1
Projets hydroélectriques d'Hydro-Québec Production

PROJETS	En construction					En développement ³	
	Grand-Mère ¹	Touloustouc	Mercier	Eastmain-1	Péribonka ²	Rapides-des-Coeurs Chute Allard	Eastmain-1-A dérivation Rupert
Puissance installée - MW	220	526	51	480	385	138	770
Puissance disponible à la pointe - MW	215	465	32	480	340	127	770
Énergie moyenne - TWh ⁴	1,21	2,68	0,28	2,7	2,2	0,85	7,7
Perte d'énergie reliée au transport	5,2 %	5,2 %	5,2 %	5,2 %	5,2 %	5,2 %	5,2 %
Mise en service	2004	2005	2006	2007	2008	2008	2010
Coût unitaire - \$ / MWh ⁵	37,9	35,6	45,7	67,1	54,9	75,2	33,6
Coûts du projet - milliers \$ de réalisation ⁶	506 141	1 079 687	144 518	1 996 192	1 351 293	722 284	2 999 384

- Notes: 1. Analyse effectuée en tenant compte de la production de la centrale déjà existante.
Les gains prévus pour cette centrale sont de l'ordre de 81 MW en puissance (pointe) et de 0,2 TWh en énergie.
2. En attente des autorisations gouvernementales.
3. Pour les projets en voie de développement, les coûts de transport sont basés sur des estimations préliminaires.
4. Énergie annuelle à hydraulicité moyenne.
5. Le coût unitaire est estimé en dollars de l'année de mise en service avec une annuité croissante de 2,5 %.
6. Coûts de production et de transport incluant inflation et intérêts durant la construction.

Hypothèses	
Période d'amortissement comptable (linéaire), nombre d'années	50
Taxe sur le capital	0,6 %
Taxe sur le revenu brut	3,0 %
Inflation sur les frais d'exploitation	2,5 %
Inflation durant la construction	1,9 %
Taux d'actualisation nominal	9,1 %
Taux d'actualisation réel	6,5 %
Inflation sur le prix de l'électricité pour l'annuité croissante	2,5 %
Financement	
Taux d'intérêt durant la construction (incluant frais de garantie)	6,6 %
Taux d'intérêt sur dette à long terme (incluant frais de garantie)	6,6 %
Taux de rendement requis sur l'équité	15,0 %
Ratio d'endettement	70 %
Durée de l'analyse (années)	50

TABLEAU 4.1.2

Projet hydroélectrique d'Hydro-Québec Production

PROJET EN DÉVELOPPEMENT	Romaine ¹
Puissance installée - MW	1540
Puissance disponible à la pointe - MW	1500
Énergie moyenne - TWh ²	7,5
Perte d'énergie reliée au transport	5,2 %
Mise en service	2013 - 2015
Coût unitaire - \$ / MWh ³	81,7
Coûts du projet - milliers \$ de réalisation ⁴	6 623 653

Notes: 1. Les coûts de transport sont basés sur des estimations préliminaires.

2. Énergie annuelle à hydraulicité moyenne.

3. Le coût unitaire est estimé en dollars 2015 avec une annuité croissante de 2,5 %.

4. Coûts de production et de transport incluant inflation et intérêts durant la construction.

Hypothèses	
Période d'amortissement comptable (linéaire), nombre d'années	50
Taxe sur le capital	0,6 %
Taxe sur le revenu brut	3,0 %
Inflation sur les frais d'exploitation	2,5 %
Inflation durant la construction	1,9 %
Taux d'actualisation nominal	9,8 %
Taux d'actualisation réel	7,1 %
Inflation sur le prix de l'électricité pour l'annuité croissante	2,5 %
Financement	
Taux d'intérêt durant la construction (incluant frais de garantie)	7,6 %
Taux d'intérêt sur dette à long terme (incluant frais de garantie)	7,6 %
Taux de rendement requis sur l'équité	15,0 %
Ratio d'endettement	70 %
Durée de l'analyse (années)	50

TABLEAU 4.1.3

**Projet du Suroît - version revue et améliorée de janvier 2004
selon les paramètres de l'entente de principe entre HQP et GE**

PROJET EN DÉVELOPPEMENT	Suroît
Puissance installée - MW	836
Puissance disponible à la pointe - MW	925
Énergie moyenne - TWh	6,5
Perte d'énergie reliée au transport ¹	0,0 %
Mise en service	2008 ²
Coût unitaire - \$ / MWh ³	66,0
Coûts du projet - milliers \$ de réalisation ⁴	550 000

Notes: 1. Le projet est situé dans la MRC de Beauharnois-Salaberry, près de la centrale hydroélectrique existante de Beauharnois.

2. Hypothèse de mise en service : 2e moitié de l'année 2008.

3. Le coût unitaire est estimé en dollars 2008 avec une annuité croissante de 2,5 %.

4. Coûts de production et de transport incluant inflation et intérêts durant la construction.

Hypothèses	
Période d'amortissement comptable (linéaire), nombre d'années	25
Taxe sur le capital	0,6 %
Taxe sur le revenu brut	3,0 %
Inflation sur les frais d'exploitation	2,5 %
Inflation durant la construction	1,9 %
Taux d'actualisation nominal	9,1 %
Taux d'actualisation réel	6,5 %
Inflation sur le prix de l'électricité pour l'annuité croissante	2,5 %
Financement	
Taux d'intérêt durant la construction (incluant frais de garantie)	6,6 %
Taux d'intérêt sur dette à long terme (incluant frais de garantie)	6,6 %
Taux de rendement requis sur l'équité	15,0 %
Ratio d'endettement	70 %
Durée de l'analyse (années)	25
Combustible	
Inflation sur le prix du gaz	3,0 %
Gaz naturel (\$US 2008/mmBtu)	5,67
- Henry Hub:	5,00
- Basis Henry Hub - Montréal:	0,50
- Tarif de distribution - SCGM:	0,17
Taux de change au 8 mars 2004	1,32

FICHE 9.1

Réserve énergétique - Critères de gestion

Cycle des années 2004-05 – basé sur stock énergétique au 1^{er} janvier 2004

A- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2006 à hydraulicité normale en 2004/2005 : 46,3 TWh

B- Application du critère de gestion :

➤ cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 04 à décembre 05 : -64,0 TWh

C- Moyens mis en oeuvre pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh :

- 36,3 TWh : réduction du stock (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)
- 27,7 TWh : mesures requises avant le 1^{er} mai 2006 (début - crue printemps 2006)

D- Moyens disponibles pour couvrir les mesures requises avant le 1^{er} mai 2006

	<u>2004 (>1er mai) - 2006 (<1^{er} mai)</u> <u>(TWh)</u>	
→ Exploitation en base – Centrale de Tracy	4,0	(1,2+2,2+0,6)
→ Opérations – Marchés hors Québec		
- production non engagée	0,0	
- importations (en sus de HQD, le cas échéant)	<u>21,0</u>	(8,0+9,0+4,0)
→ Total – moyens réguliers disponibles	25,0 TWh	

E- Test des moyens disponibles

- Moyens disponibles : 25,0 TWh
- Mesures requises selon scénario à 2% de probabilité : 27,7 TWh
- Marge / (Déficit) avec moyens disponibles : (2,7) TWh

Note : les « moyens disponibles » sont ceux qui font intervenir une production accrue de Tracy (max. 2,6 TWh) et des opérations commerciales sur les interconnexions. Le déficit de « moyens disponibles » de 2,7 TWh pourrait être couvert par une combinaison des moyens additionnels suivants : 1) le non renouvellement de ventes à HQD pour « autres tarifs – BT, LR, MR » après 2004, 2) une production supérieure à 2,6 TWh à Tracy en utilisant un mazout à plus faible teneur en soufre pour respecter le maximum d'émissions de SO₂ de 18 000 tonnes, et 3) l'approvisionnement temporaire dans le marché hors Québec d'une partie des contrats long terme hors Québec (Vermont et Cornwall).

TABLEAU 9.2

Engagements HQP au Québec

(Référence HQP-1, document 1, page 13 de 24)

Énergie en TWh	2004	2005
Engagements HQP envers HQD	182,9	180,9
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR) ⁽¹⁾	2,1	2,1
Ventes à court terme excédant l'électricité patrimoniale à HQD	2,0	
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)		

⁽¹⁾ *Engagement ferme jusqu'au 30 novembre 2004*

FICHE 10.1

Données numériques correspondant au Graphique du Tableau 1,4
(référence HQP-1. Document 1, page 16 de 24)

<i>Année</i>	<i>Écart</i>	<i>Année</i>	<i>Écart</i>	<i>Année</i>	<i>Écart</i>
1943	9,6	1964	-0,6	1984	3,8
1944	-28,7	1965	30,6	1985	-28,7
1945	18,8	1966	42,3	1986	5,3
1946	15,1	1967	-3,3	1987	-0,4
1947	16,8	1968	13,3	1988	-22,0
1948	-23,9	1969	28,7	1989	-30,6
1949	8,9	1970	3,5	1990	-3,5
1950	-1,1	1971	-8,4	1991	-26,0
1951	18,0	1972	-11,6	1992	9,1
1952	14,0	1973	10,1	1993	-16,0
1953	-7,8	1974	5,8	1994	1,6
1954	-1,7	1975	-2,6	1995	-26,0
1955	-28,2	1976	9,4	1996	-12,0
1956	-8,4	1977	22,6	1997	-9,8
1957	1,3	1978	22,3	1998	-17,2
1958	15,9	1979	60,2	1999	27,2
1959	-17,7	1980	8,5	2000	-3,1
1960	12,0	1981	10,1	2001	-6,6
1961	-33,8	1982	0,3	2002	-6,2
1962	-33,6	1983	30,3	2003	-23,7
1963	-32,1				

Moyenne 189,6
Écart-type 20

TABLEAU 12.1

Bilan d'énergie de HQ Production
Scénario à 34 % de probabilité

Énergie en TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ressources actuelles HQP	193,6	191,8	191,7	191,5	191,4	191,4	188,0	186,9
Production Hydro-Québec (2003)	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8
Production de Tracy	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5	1,1	0,0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Engagements totaux HQP	187,2	187,2	187,2	191,3	192,2	192,2	192,2	192,2
Au Québec								
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ressources actuelles - engagements HQP	6,3	4,6	4,5	0,1	-0,7	-0,8	-4,2	-5,3
Hydraulicité (p/r à la moyenne 1943-2003)	-5,1	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5		
Stockage pour réserve énergétique	-3,0	-10,5	-12,5	-4,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Achat de production privée	0,4	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Projets de production								
Grand-Mère (Gain)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnustouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
EM-1				2,7	2,7	2,7	3,4	2,7
EM-1-A							0,5	2,2
Dérivation Rupert (gain à LG-1 et LG-2)							5,5	5,5
Péribonka					0,6	2,2	2,2	2,2
Rapide des Cœurs / Chute Allard					0,5	0,9	0,9	0,9
Sous total ressources non engagées HQP	-1,4	0,3	0,6	7,8	12,1	14,0	12,8	12,7
Ventes à court terme engagées et prévues HQP à HQD	2,0							
Ressources non engagées HQP	-3,4	0,3	0,6	7,8	12,1	14,0	12,8	12,7
Stock énergétique								
Stock au 1er janvier	75,1	78,1	88,6	101,1	105,1	105,1	105,1	105,1
Ratio de couverture des ventes engagées au 1er janvier	44%	46%	52%	58%	60%	60%	60%	60%
Stock au 1er mai	32,4	34,9	46,2	56,8	60,5	60,5	60,5	60,5

TABLEAU 13.2

**Bilan d'énergie de HQ Production
Scénario à hydraulité moyenne**

Énergie en TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ressources actuelles HQP	193,6	191,8	191,7	191,5	191,4	191,4	188,0	186,9
Production Hydro-Québec (2003)	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8
Production de Tracy	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5	1,1	0,0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Engagements totaux HQP	187,2	187,2	187,2	191,3	192,2	192,2	192,2	192,2
Au Québec								
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ressources actuelles - engagements HQP	6,4	4,6	4,5	0,1	-0,7	-0,8	-4,2	-5,3
Hydraulité (p/r à la moyenne 1943-2003)	0,0							
Stockage pour réserve énergétique	-8,1	-6,0	-8,0	-7,0	-0,9	0,0	0,0	0,0
Achat de production privée	0,4	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Projets de production								
Grand-Mère (Gain)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnustouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
EM-1				2,7	2,7	2,7	3,4	2,7
EM-1-A							0,5	2,2
Dérivation Rupert (gain à LG-1 et LG-2)							5,5	5,5
Péribonka					0,6	2,2	2,2	2,2
Rapide des Cœurs / Chute Allard					0,5	0,9	0,9	0,9
Sous total ressources non engagées HQP	-1,4	0,3	0,6	0,3	6,7	9,5	12,8	12,7
Ventes à court terme engagées et prévues HQP à HQD	2,0							
Ressources non engagées HQP	-3,4	0,3	0,6	0,3	6,7	9,5	12,8	12,7
Stock énergétique								
Stock au 1er janvier	75,1	83,2	89,2	97,2	104,2	105,1	105,1	105,1
Ratio de couverture des ventes engagées au 1er janvier	44%	49%	52%	56%	59%	60%	60%	60%
Stock au 1er mai	32,4	39,5	46,3	53,8	58,1	60,5	60,5	60,5