

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS
DU RNCREQ
(QUESTIONS FORMULÉES PAR
L'EXPERT M. PHILIP RAPHALS)**

RÉFÉRENCE : | HQD-1 | Doc. 1 | pages 49-50 (Annexe D)

- 1.1 Veuillez expliquer en détail comment les chiffres en Annexe D ont été calculés, en incluant toutes les hypothèses. L'explication devrait être suffisante pour permettre la reproduction des calculs.

Réponse:

Le détail des hypothèses de calcul pour les coûts de distribution et de transport (intégration de la charge locale) se trouve à la réponse aux questions 26.1 et 27.1 en HQD-2 document 1 révisé de la Régie.

Concernant les coûts de la fourniture (et de transport), pour les années 2003 et 2004, le détail des hypothèses se trouve à la réponse aux questions 2-4 et 2-5 révisées en HQD-2 document 5.1 de SE-AQLPA.

À partir de 2005, les hypothèses se trouvent à la réponse à la question 25.1 en HQD-2 document 1 révisé de la Régie.

- 1.2 Veuillez fournir l'Annexe D en format Excel, en incluant les formules de calcul.

Réponse:

Toutes les données requises ont été explicitées dans la réponse 1.1. Voir également la réponse à question 2-7 révisée de SÉ-AQLPA en HQD-2 document 5.1.

RÉFÉRENCE : | HQD-1 | Doc. 1 | page 30

Citation :

D'un point de vue méthodologique, le Distributeur établit dorénavant les coûts évités de fourniture et transport pour le moyen et long terme (post 2004), sur la base de la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement. ...

Le signal utilisé pour les analyses économiques et financières est de 6,1 ¢/kWh (qui est le point médian). Ce coût est indexé à l'inflation pour le long terme. Le signal de prix utilisé est l'indicateur de coût le plus adéquat pour évaluer la rentabilité économique et financière du PGEÉ dans la mesure où les

programmes sont développés dans une perspective de long terme, couvrent plusieurs usages et s'adressent à toutes les catégories de clientèle.

- 2.1 Veuillez expliquer en détail pourquoi vous considérez que les coûts d'approvisionnements de 2002, indexés à l'inflation, constituent l'indicateur le plus adéquat pour évaluer la rentabilité économique et financière du PGEÉ dans une perspective de long terme.

Réponse:

Le Distributeur croit opportun de rappeler que l'appel d'offres de 2002 portait sur des livraisons d'électricité débutant en 2007 et cessant en 2026. Le coût des combinaisons de contrat considérées dans l'évaluation des coûts évités a été actualisé, puis retransformé en annuité avec un taux d'actualisation réel. Le résultat peut ainsi être retransformé en flux annuel indexé à l'inflation de sorte que la valeur actualisée du flux ainsi obtenue soit équivalente à la valeur actualisée des combinaisons de contrats.

Cette méthode permet d'allouer facilement des coûts à différents programmes d'efficacité énergétique en fonction de leur rythme de déploiement.

RÉFÉRENCE : | HQD-1 | Doc. 1 | page 30

Citation :

De plus, tel que déjà présenté à la page 6 de la pièce HQD-2, Document 3, R-3473-2001, au niveau de la structure, le coût global pour alimenter l'ensemble des besoins, n'est pas différencié selon la pointe d'hiver, mais plutôt selon la structure des prix prévalant sur les marchés limitrophes, soit des heures en pointe pour tous les jours ouvrables de l'année de 7h00 à 23h00 et des heures ...

- 3.1 Veuillez déposer en preuve le document HQD-2, doc. 3 de R-3473-2001.

Réponse:

Voir la réponse à la l'annexe 1.

Préambule : Dans le document HQD-2, doc. 3 de R-3473-2001, à la page 6, on lit :

Au niveau de la structure, ce coût global n'est pas différencié selon la pointe d'hiver reflétant le fait que « *La puissance requise en marge de l'énergie patrimoniale est peu différenciée entre l'hiver et l'été d'ici 2011* » (pièce HQD-2, Document 2 de la demande R-3470- 2001).

Cependant, la phrase citée se trouve plutôt au document HQD-2, doc. 3 de R-3470-01, à la page 25.

3.2 Veuillez déposer en preuve le document HQD-2, doc. 3 de R-3470-2001.

Réponse:

Voir la réponse à l'annexe 2.

RÉFÉRENCE : | R-3473-01, HQD-2, Doc. 3 page 4

Citation :

Hydro-Québec a toujours utilisé le concept classique de coûts marginaux correspondant aux coûts supplémentaires en fourniture, transport et distribution associés à une unité de demande additionnelle ou, inversement, aux coûts économisés de fourniture, transport et distribution associés à une unité de demande économisée. On parlera dans ce dernier cas de coût évité.

4.1 Veuillez confirmer qu'Hydro-Québec utilise toujours les concepts « classiques » de coûts marginaux et de coûts évités.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution utilise toujours le concept classique de coût marginal et de coût évité. Ce dernier se définit comme le coût de fournir (ou éviter) une quantité additionnelle d'électricité à partir d'une situation de référence.

Par ailleurs, l'application de ce concept de coût doit refléter le contexte dans lequel l'entreprise évolue. Ainsi, la déréglementation de l'industrie de l'électricité s'est traduite pour Hydro-Québec, par la création des divisions. Les impacts qui

en découlent, en matière de calcul de coûts évités, sont multiples.

Premièrement, le Distributeur dispose dorénavant d'un bloc d'électricité patrimonial, dont les prix (2,79¢/kWh) et les quantités (165 TWh) sont définies. Ainsi, tant que le maximum disponible d'électricité patrimoniale n'est pas atteint, le Distributeur dispose d'un coût marginal (ou évité) de fourniture (et transport associé) de 2,79¢/kWh qui est modulé pour tenir compte des profils de charges et des taux de pertes propres aux différents usages.

Deuxièmement, le Distributeur est responsable des approvisionnements à long terme des besoins en électricité de la clientèle québécoise. Pour ce faire, il procède dorénavant par appel d'offres, comme ce fût le cas en 2002. Les résultats obtenus reflètent les prix de marché dans lequel la production est déréglementée. Les prix obtenus sont donc l'indicateur approprié comme signal de coût marginal (ou évité) pour satisfaire ses besoins à moyen et long terme (en marge des volumes d'électricité patrimoniale).

Enfin, le Distributeur n'œuvre plus dans un contexte de planification intégrée. Le Distributeur ne dispose dorénavant que des hypothèses de coûts en lien avec sa mission de base (réseau de distribution et services à la clientèle). Les hypothèses de coûts liés aux différents types de moyens de production (et de transport associé) ne lui sont pas disponibles. Elles ne lui sont pas utiles non plus, dans la mesure où il revient aux promoteurs qui répondent aux appels d'offres de fournir l'électricité selon les caractéristiques et les volumes demandés par le Distributeur.

L'ensemble de ces raisons viennent appuyer l'approche utilisée par le Distributeur.

- 4.2 Est-ce que la méthode de calcul pour les coûts évités a été modifiée depuis la cause R-3473-01, outre les modifications décrites dans la preuve ? Veuillez élaborer, le cas échéant.

Réponse:

Tel que mentionné ci-dessus, les modalités d'application de ce concept doivent nécessairement être modifiées par rapport à ce qu'elles étaient avant l'introduction de l'électricité patrimoniale.

Rappelons que lors du dépôt du dossier R-3473-2001, aucun coût des approvisionnements post-patrimoniaux n'était disponible et que Hydro-Québec Distribution avait proposé d'attendre les résultats de l'appel d'offres de 2002 avant d'aller de l'avant avec de nouvelles estimations.

Suivant les résultats obtenus suite au premier appel d'offres, il est maintenant possible de baser les estimations de coûts évités par l'efficacité énergétique sur une évaluation des coûts d'approvisionnements additionnels découlant d'appels d'offres, tel que le prévoit le cadre réglementaire.

Concernant les coûts de transport à long terme, le Distributeur présente les coûts associés à la croissance de la charge locale pour les séparer des coûts de transport associés à la nouvelle fourniture.

- 4.3 Est-ce que la méthode de calcul pour les coûts évités est la même qui est utilisée chez Hydro-Québec depuis les années 90, outre les modifications décrites dans la preuve de R-3473-01 et le présent dossier ? Le cas échéant, veuillez expliquer tout autre changement dans la méthodologie utilisée.

Réponse:

Voir la réponse 4.1

- 4.4 Est-ce que la méthode de calcul pour les coûts évités est la même décrite en détail dans les documents déposés devant la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité produite par de producteurs privés en 1995, dont notamment :

P-213 : Les coûts évités, concepts et méthodes

P-213A : Exemple de calcul des coûts évités à partir du coût marginal

P-219 : Coûts marginaux à long terme de puissance et d'énergie, édition mai 1989

Le cas échéant, veuillez expliquer tout autre changement dans la méthodologie utilisée.

Réponse:

Voir la réponse 4.1

4.5 Veuillez fournir copies des documents mentionnés dans la question précédente.

Réponse:

Voir la réponse 4.1

4.6 Est-ce qu'Hydro-Québec continue de préparer, sur une base annuelle ou biannuelle, des mises à jour des coûts marginaux à long terme de puissance et d'énergie ?

Réponse:

Tel qu'explicité en 4.1 les coûts évités sont calculés pour Hydro Québec Distribution. Le Distributeur révisé ses coûts évités (ou marginaux) lorsque des éléments majeurs de composantes de coûts sont modifiés.

4.7 Veuillez fournir la dernière édition des coûts marginaux de long terme de puissance et d'énergie produite par Hydro-Québec

Réponse:

La dernière évaluation des coûts marginaux de long terme du Distributeur est présentée dans la preuve versée au dossier.

4.8 Veuillez fournir, en forme tableau et Excel, les paramètres suivants sur un horizon de 20 ans :

- le coût marginal annuel, en puissance et en énergie (\$ constants et courants)
- le coût marginal d'énergie hors pointe \$/MWh),
- le coût marginal de puissance à la pointe (\$/kW),
- le coût marginal de puissance pure (\$/kW),

- le coût marginal de puissance et énergie, à un f.u. de 20%, 40%,60%,80% et 100 % (\$/kW).

Réponse:

Voir la réponse 4.7

RÉFÉRENCE : | **R-3473, HQD-2, Doc. 3** **page 4**

Citation :

Le niveau des coûts évités par catégorie de clients et par usage est présenté dans le tableau qui suit [à la page 5]. ... Ces coûts évités sont utilisés pour tous les tests de rentabilité et pour mesurer l'impact du PGEÉ sur les revenus requis du Distributeur.

- 5.1 Veuillez présenter en forme de tableau, pour chaque année et pour chaque catégorie d'utilisation, l'écart entre les coûts évités présentés à l'Annexe D et ceux qui ont été utilisés pour les tests de rentabilité du PGEÉ dans la cause R-3473-01.

Réponse:

Voir la réponse à l'annexe 3.

- 5.2 Selon la lettre de votre procureur du 8 décembre 2003, « L'évaluation du potentiel technico-économique par le Distributeur n'a subi aucun changement par rapport à celle déposée en preuve dans le dossier R-3473-2001 ». Veuillez expliquer pourquoi les changements dans les coûts évités indiqués dans la réponse précédente n'impliqueraient pas des modifications dans le potentiel technico-économique.

Réponse:

Le Distributeur n'a pas évalué pour l'instant, l'impact sur le niveau du potentiel technico-économique de l'adoption des coûts évités puisque, à la page 7 de 11 de la décision D-2003-231 du 12 décembre 2003, la Régie précise que l'enjeu ou le thème de l'étude du potentiel technico-économique d'économie d'énergie fera l'objet de la phase II du présent dossier, dont le calendrier reste à déterminer.

RÉFÉRENCE : | **HQD-1, doc.** | **page 31**
| **1** |

Citation :

Pour traduire les coûts de fourniture et transport tels que présentés précédemment, en coût unitaire par usage, une réallocation des profils de charge correspondant aux usages est nécessaire. En effet, les coûts se distinguent entre les périodes de pointe (entre 7h00 et 23h00 tous les jours ouvrables de l'année) et les périodes hors pointe (les autres heures).

- 6.1 Est-ce que le Distributeur affirme que ses coûts d'approvisionnements futurs pour rencontrer la pointe d'hiver n'excéderont pas les coûts pour les périodes de pointe, tel que définie ici, sur les marchés externes ?

Réponse:

Le Distributeur comprend de la question de l'intervenant qu'il tente de savoir si, en moyenne, le coût évité en pointe l'hiver est égal ou plus élevé que le coût évité en pointe lors des autres périodes de l'année.

Le coût évité en hiver pendant les heures de pointe est le même que le coût évité pendant les autres heures de pointe de l'année. Pour établir cette structure de coût évité, Hydro-Québec Distribution se base sur le profil des approvisionnements additionnels requis d'ici 2011. Ce dernier montre que la pointe d'hiver prévue ne devrait pas engendrer d'achats beaucoup plus importants en période d'hiver. (Pour plus de détails, voir la réponse à la question 24.2 en HQD-2 document 1 révisé de la Régie de l'énergie).

- 6.1.1 Si oui, veuillez expliquer pourquoi les coûts en période de pointe dans les marchés externes reflèteront les coûts requis pour rencontrer la pointe d'hiver au Québec.

Réponse:

Les marchés externes nous donnent une information sur la structure des prix et non pas sur le niveau général des coûts évités. Voir également la réponse fournie à la question 6.1.

6.1.2 Sinon, veuillez préciser comment le Distributeur propose d'estimer les coûts des approvisionnements requis pour répondre à la pointe d'hiver au Québec.

Réponse:

Les coûts évités lors de la pointe en hiver sont les mêmes que les coûts évités lors de la pointe en été.

6.2 Veuillez fournir, en format excel, les puissances horaires réellement requises par la charge locale entre le 1er janvier 2001 et le 31 décembre 2003 (le plus récent possible).

Réponse:

Le Distributeur ne dispose pas de ces données.

RÉFÉRENCE : | **HQD-1, doc. | page 31 - 32**
| **1** |

Citation :

Dorénavant, les coûts de transport associés à l'intégration de la charge locale sont traités distinctement dans les coûts évités. Ces coûts sont nécessaires pour rencontrer la croissance de la demande du Distributeur. Les investissements concernent essentiellement des renforcements électriques du réseau ou des augmentations des capacités de transformation des équipements. Dans les tableaux de coûts évités de l'annexe D, on retrouve les coûts associés à l'intégration de la charge locale sous le libellé "transport-charge locale". Ils sont calculés selon la même méthodologie que celle utilisée pour les coûts de distribution: ils sont obtenus en faisant le rapport entre les investissements et la croissance de la demande, sur une période de 10 ans. Ils incluent les coûts d'exploitation et d'entretien, les taxes et les pertes. Ils sont représentés en annuité croissante évoluant au rythme de l'inflation. Les données liées à ces coûts d'investissements découlent de la Demande d'autorisation pour acquérir ou construire des immeubles ou des actifs destinés au transport d'électricité au cours de l'année 2003, présentée par TransÉnergie à la Régie (R-3504-2002). Les coûts évités de transport associés à l'intégration de la charge locale sont de l'ordre de 9 \$/kW-an. Pour les exprimer en coût unitaire par kWh, ils sont modulés en

fonction du niveau de tension et du facteur d'utilisation propres à chacun des usages analysés.

- 7.1 Étant donné que la requête R-3504-2002 ne concerne que les projets d'investissements dont le coût individuel est inférieur à 25 millions de dollars, veuillez expliquer comment ce montant tient compte des investissements majeurs qui pourrait être requis dans l'avenir pour desservir la charge locale ?

Réponse:

Le Distributeur a utilisé les investissements reliés à la croissance, ce qui n'exclut pas les investissements de 25 millions \$ et plus. Les investissements sont issus de la planification du transporteur et présentés à la réponse à la question 26.1 en HQD-2 document 1 révisé de la Régie. Rappelons que tous les investissements reliés à l'intégration de la nouvelle production, à l'amélioration de la qualité de service et à la pérennité des installations, sont exclus du calcul de ce coût.

RÉFÉRENCE : | [HQD-1, doc.1](#)

[page 32](#)

Les coûts évités de distribution sont révisés en conformité avec les paramètres les plus récents : plan d'investissement, prévision de la demande et paramètre économique. Les coûts évités de distribution sont revus à la baisse, pour refléter l'optimisation de la conception et l'exploitation des installations.

- 8.1 Veuillez décrire les intentions du Distributeur à moyen et long terme à l'égard de l'enfouissement des lignes de distribution.

Réponse:

Le Distributeur n'a pas l'intention de modifier à moyen et long terme les conditions actuelles d'enfouissement des lignes de Distribution. Actuellement, l'enfouissement du réseau se fait à la demande des clients. Les programmes d'enfouissement des lignes sont payés en partie par les clients sur la base de l'écart entre ce coût et celui du réseau de référence du Distributeur, qui est le réseau aérien.

8.2 Est-ce que les coûts évités révisés de distribution tiennent compte des coûts de l'enfouissement de lignes de distribution ? Sinon, pourquoi ?

Réponse:

Compte tenu des modalités actuelles (voir réponse 8.1), les coûts du réseau souterrain n'entrent pas dans le calcul du coût évité de distribution.

8.3 Veuillez fournir une estimation des coûts évités de distribution qui tienne compte des coûts futurs de l'enfouissement de lignes de distribution.

Réponse:

Voir la réponse à la question 8.2

RÉFÉRENCE : | [État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2003](#) page 25

9.1 Veuillez déposer en preuve le document cité en référence.

Préambule : À la page 24 de ce document, on lit :

Les besoins en puissance additionnelle doivent être déterminés sur la base de la capacité de répondre à l'ensemble du profil de charge du Distributeur, pour une année donnée.

Le profil des approvisionnements requis s'obtient par différence entre la courbe des puissances classées prévue pour une année donnée et le profil des livraisons d'électricité patrimoniale, tel qu'il apparaît dans le Décret. Le résultat se présente sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des heures de l'année. On peut en tirer les puissances additionnelles mensuelles et annuelles requises, comme il est montré au graphique 4.3.1 et au tableau 4.3.2. En plus, le tableau 4.3.2 présente une estimation de l'impact des contrats signés et des appels d'offres en cours sur les approvisionnements additionnels requis en puissance.

Réponse:

Voir la réponse à l'annexe 4.

9.2 Veuillez fournir les courbes des puissances classées prévues (années 2005 à 2011) qui ont été utilisées pour confectionner le Graphique 4.3.1 à la page 25 de l'État d'avancement.

Réponse:

Le graphique 4.3.1 de l'État d'avancement de 2003 est établi sur la même base que le graphique 1.2 présenté dans la pièce HQD-2, document 3 du dossier R-3470-2001, sur le Plan d'approvisionnement. Les méthodes permettant d'établir les approvisionnements additionnels requis et leur profil ont été débattues dans le cadre du dossier sur le Plan d'approvisionnement.

9.2.1 Veuillez fournir ces mêmes données en format Excel.

Réponse:

Voir la réponse 9.2

9.3 Est-ce que la « différence entre la courbe des puissances classées prévue pour une année donnée et le profil des livraisons d'électricité patrimoniale » se présente en forme d'une courbe de puissance classée ? Veuillez élaborer.

Réponse:

Non. Ces données doivent être reclassées pour se présenter sous la forme d'une courbe de puissance classée.

9.4 Concernant la puissance horaire requise :

9.4.1 Veuillez expliquer en détail comment ces données sont transformées pour « se présente[r] sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des heures de l'année ».

Réponse:

Voir la réponse à la question 9.2

9.4.2 Veuillez fournir la puissance horaire requise à chacune des heures de l'année.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne fait pas de prévisions de la charge à des journées ou des heures précises pour des horizons de long terme. De telles prévisions ne sont valides

uniquement pour des horizons ne dépassant pas quelques jours.

Les données horaires mentionnées dans le passage cité en préambule n'ont d'autre utilité que celle d'établir des besoins sur une base mensuelle ou annuelle.

9.4.3 Veuillez expliquer en détail comment vous avez déterminé à quelle heure de l'année à affecter chaque dépassement horaire que résulte de la soustraction décrite dans le passage en référence.

Réponse:

Voir la réponse à la question 9.2

9.4.3.1 Par exemple, veuillez expliquer la méthode utiliser pour déterminer l'heure, le jour ou le mois auquel la puissance correspondante à la 1000-ième heure de la courbe de puissance classée devrait s'appliquer.

Réponse:

Voir la réponse à la question 9.2

9.5 Veuillez fournir en format Excel les données utilisées pour produire le graphique 4.3.1 à la page 25 du document cité.

Réponse:

Voir la réponse à l'annexe 5.

Les coûts futurs d'approvisionnements thermiques

RÉFÉRENCE : | [HQD-1](#) | [Doc. 1](#) | [page 49-50](#)

Préambule : En R-3515-03, le Distributeur a rendu public ses prévisions à long terme (2007 à 2027) du prix du gaz naturel.

10.1 Veuillez déposer le document HQD-2, doc. 3, Annexe 1 du R-3515-03.

Réponse:

Le Distributeur rappelle que l'analyse des soumissions de l'appel d'offres de 2002, a été réalisée à partir de prévisions de gaz naturel indépendantes.

Voir l'annexe 6.

10.1.1 Veuillez fournir une mise à jour de ce tableau, si vos prévisions se sont modifiées.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de mise à jour de ces prévisions.

10.2 Est-ce que les prix de gaz naturel augmentent nécessairement au même rythme que l'inflation ? Veuillez préciser votre réponse.

Réponse:

Non. Par contre, la valeur actualisée des contrats utilisée pour établir l'annuité reflète la prévision des prix de gaz naturel fournie dans le dossier R-3515-2003

10.3 En faisant référence à ces prévisions, veuillez fournir votre meilleure estimation du coût complet de l'électricité produite par une centrale à cycle combiné alimenté par le gaz naturel, pour chaque année entre 2006 et 2016.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de telles estimations.

Les coûts futurs d'approvisionnements sur les marchés avoisinants

11.1 Veuillez fournir les prévisions les plus récentes dont dispose le Distributeur pour les prix de l'électricité sur le marché de New York pour la période 2006-2016.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de telles prévisions.

11.2 Veuillez fournir les prévisions les plus récentes dont dispose le Distributeur pour les prix de l'électricité sur le marché de la Nouvelle Angleterre pour la période 2006-2016.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas de telles prévisions.

**Les coûts futurs des approvisionnements
hydroélectriques**

RÉFÉRENCE : | [Plan stratégique 2004-2008](#) page 48

Préambule : Hydro-Québec a indiqué à maintes reprises qu'elle entend répondre à la demande future québécoise, en partie, par le biais de futurs projets hydroélectriques d'Hydro-Québec Production.

12.1 Veuillez fournir les coûts (investissement de base ainsi que les coûts totaux actualisés) prévus pour chacun des grands projets hydroélectriques actuellement en construction, dont notamment SM-3, EM-1 et Touloustouc, ainsi que la puissance installée et la production annuelle prévue pour chacun.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas d'une telle information.

12.1.1 Pour chacun de ces projets, veuillez fournir les coûts unitaires en énergie et en puissance, en précisant toutes les hypothèses et méthodes utilisées dans leur calcul.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas d'une telle information.

12.2 Veuillez fournir les coûts unitaires (investissement de base ainsi que les coûts totaux actualisés) prévus pour chacun des grands projets hydroélectriques actuellement sous étude, dont notamment les projets EM-1A, Romaine, Peribonka et Petit Mécatina, ainsi que la puissance installée et la production annuelle prévue pour chacun.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas d'une telle information.

12.2.1 Pour chacun de ces projets, veuillez fournir les coûts unitaires en énergie et en puissance, en précisant toutes les hypothèses et méthodes utilisées dans leur calcul.

Réponse:

Hydro-Québec Distribution ne dispose pas d'une telle information.

Le coût des contrats interruptibles

RÉFÉRENCE : | D-2003-224 | R-3518-03

Préambule : Le Distributeur vient de faire approuver par la Régie sa demande de puissance interruptible auprès des grands industriels. Il a annoncé également l'intention de remplacer le tarif BT avec un tarif interruptible.

13.1 Veuillez fournir vos estimations des coûts annuels d'utilisation des options interruptibles par le Distributeur, pour les quinze (15) prochaines années.

Réponse:

Voir la réponse à la question 2 de HQD-02, document 2 révisé.

13.2 Veuillez indiquer les capacités additionnelles de puissance interruptible que le Distributeur croît pouvoir obtenir ainsi que les coûts d'utilisation.

Réponse:

Voir la réponse à la question 13.1.

Le coût des blocs d'énergie particulière

Préambule : Le Distributeur mène actuellement des appels d'offres pour l'énergie éolienne et de biomasse, en vertu du Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse.

14.1 Veuillez fournir votre meilleure estimation des coûts d'approvisionnement en vertu de l'appel d'offres A/O 2003-01 / BIOMASSE.

Réponse:

Le fait de réaliser plus ou moins d'économies d'énergie n'impliquera pas de modification des quantités achetées découlant des blocs d'énergie déterminés par règlement du Gouvernement. Par conséquent, le coût des achats découlant de ces blocs d'énergie ne peut pas être considéré pour établir les coûts évités.

14.1.1 Veuillez indiquer le coût estimé pour obtenir des capacités additionnelles d'énergie de biomasse.

Réponse:

Voir la réponse à la question 14.1

14.2 Veuillez fournir votre meilleure estimation des coûts d'approvisionnement en vertu de l'appel d'offres A/O 2003-02 / ÉOLIENNE.

Réponse:

Voir la réponse à la question 14.1

14.2.1 Veuillez indiquer le coût estimé pour obtenir des capacités additionnelles d'énergie éolienne.

Réponse:

Voir la réponse à la question 14.1