

**DÉMONSTRATION QUE LE CONTRAT RETENU
COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA
QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS
DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE
TRANSPORT APPLICABLE**

1 INTRODUCTION

1 Le processus d'évaluation des soumissions vise à retenir la combinaison de
2 contrats la moins coûteuse et ce, dans le respect de l'ensemble des critères
3 définis au document d'appel d'offres. Ce processus est expliqué dans le présent
4 document.

5

6 L'application du processus a été supervisée par les firmes Raymond Chabot
7 Grant Thornton et Merrimack Energy, comme en font foi les rapports présentés à
8 la pièce HQD-2, Document 6.

9

10 Le processus d'évaluation des offres comporte trois étapes. La première étape
11 consiste à vérifier que les soumissions respectent les exigences minimales
12 énoncées au document d'appel d'offres. Lors de l'étape 2, les soumissions sont
13 classées en fonction du pointage obtenu pour l'ensemble des critères monétaire
14 et non-monétaires. À l'étape 3, des combinaisons sont formées avec les
15 soumissions ayant cumulé un nombre suffisant de points à l'étape 2. La
16 combinaison retenue est celle dont le coût d'électricité s'avère le plus bas, en
17 tenant compte du coût associé au transport.

18

2. ÉTAPE 1 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

19

20 Les dix (10) soumissions reçues ont été retenues pour analyse. Ces soumissions
21 comportaient quinze (15) offres différentes (une variante étant comptée comme
22 une offre).

23

24
25 À l'étape 1, chaque soumission a été vérifiée pour s'assurer que les sept
26 exigences minimales suivantes étaient respectées :

27

- 1 • Le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait acquis ou qu'il était en
2 mesure d'acquérir le site du projet ou les droits d'usage sur ce site; au
3 minimum, il devait présenter des lettres d'intention à cet effet.
4
5 • Le soumissionnaire devait avoir identifié un acheteur de chaleur utile
6 pour une quantité suffisante, pour satisfaire les exigences minimales
7 d'efficacité énergétique ; au minimum, il devait présenter des lettres
8 d'intention à cet effet.
9
10 • Le soumissionnaire devait identifier la nature et le montant des garanties
11 à déposer advenant la signature d'un contrat et accepter que ces
12 garanties respectent les exigences énoncées dans le document d'appel
13 d'offres.
14
15 • Le soumissionnaire, ou ses sociétés affiliées, devait avoir une
16 expérience dans le développement et dans l'exploitation d'au moins un
17 projet de nature similaire à celui proposé, ce qui incluait l'expérience
18 dans l'exploitation d'une chaudière produisant de la chaleur utile.
19
20 • Le procédé de production d'électricité proposé par le soumissionnaire
21 devait avoir atteint une maturité technologique éprouvée, et les
22 équipements stratégiques utilisés pour produire de l'électricité devaient
23 être disponibles sur une base commerciale.
24
25 • Les travaux de raccordement au réseau de transport devaient pouvoir
26 être terminés à temps pour un début des livraisons au plus tard le 1^{er}
27 décembre 2009, ce qui devait être confirmé par TransÉnergie.
28
29 • L'indice d'efficacité énergétique de la centrale de cogénération devait
30 être égal ou supérieur à 70 % et le contenu énergétique de la production
31 annuelle de chaleur utile devait être égal ou supérieur à 10 %.

32
33 Aucune soumission n'a été rejetée à cette étape.

Conformité générale

34
35
36
37 En cours d'analyse, une (1) soumission a été rejetée pour non-conformité. La
38 centrale proposée ne produisait pas simultanément de l'électricité et de la
39 chaleur utile pour des besoins industriels ou de chauffe tel qu'indiqué au Décret
40 354-2003 *concernant les préoccupations économiques, sociales et*
41 *environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard de la cogénération.*

1

2 L'offre principale ainsi qu'une variante d'une soumission ont également été
3 jugées non conformes car l'énergie additionnelle offerte ne répondait pas aux
4 exigences énoncées dans le document d'appel d'offres. Cependant, une autre
5 variante de cette soumission était conforme.

6

7 Trois (3) autres soumissions comportaient chacune une variante non conforme.
8 La non-conformité était reliée, soit à l'absence d'un prix ferme, soit à l'imposition
9 de conditions de validité, ce qui va à l'encontre des exigences de l'appel d'offres.

10

11 Ainsi, des quinze (15) offres reçues, neuf (9) ont été retenues pour la suite des
12 évaluations.

13

14 **3. ÉTAPE 2 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS**

15

16 À l'étape 2, les soumissions ont été évaluées en fonction de six (6) critères, dont
17 le coût de l'électricité qui comptait pour 60% du total des points. Les autres
18 critères étaient la solidité financière du soumissionnaire, son expérience
19 pertinente, la faisabilité du projet, la flexibilité quant à la date de début des
20 livraisons et les critères associés au Règlement et au Décret (minimisation des
21 émissions de gaz à effet de serre, implantation dans un parc industriel, diversité
22 régionale).

23

24 **3.1 Procédure d'évaluation**

25

26 • Chaque soumission a été analysée indépendamment des autres
27 soumissions pour chacun des six (6) critères identifiés au document
28 d'appel d'offres.

29

30 • Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes
31 a été évaluée au même titre que l'offre principale.

32

- 1 • Pour un critère donné, la même personne a évalué toutes les
2 soumissions, de façon à assurer une uniformité de traitement.
3
4 • Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été
5 élaborée à l'avance et revue par les firmes Raymond Chabot Grand
6 Thornton et Merrimack Energy.
7
8 • Les évaluations ont été revues pour chacun des critères par le
9 consultant Merrimack Energy afin d'assurer un contrôle indépendant du
10 processus d'évaluation.
11

12 **3.2 Critère monétaire**

13 **3.2.1 Méthodologie de base**

- 14
15
16 • La comparaison des offres reçues a été effectuée sur une base
17 commune, soit celle du coût unitaire actualisé. Cette méthodologie
18 consiste à actualiser l'ensemble des flux monétaires associés à la
19 formule de prix de la soumission et à convertir le résultat obtenu en une
20 annuité débutant en 2007 et indexée à l'IPC à chaque année.
21
22 • Les éléments pris en compte dans les analyses économiques sont les
23 suivants :
- 24 - Les composantes de la formule de prix proposée dans la soumission;
 - 25 - Les coûts de transport applicables fournis par TransÉnergie, lesquels
26 incluent le coût du poste de départ de la centrale, les coûts de
27 raccordement, les frais de renforcement du réseau, le taux des
28 pertes électriques et le coût évité d'investissements futurs en
29 transport, s'il y a lieu. Les résultats d'estimation par TransÉnergie
30 des coûts de transport associés à chaque soumission sont exprimés
31 comme un coût total en \$ de 2007. Ces coûts ont été transformés en
32 annuité croissante de 2007 pour les fins de l'analyse du critère
33 monétaire;
 - 34 - Le prix et la quantité d'énergie additionnelle, le cas échéant.
- 35
36 • Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de
37 coûts énumérés ci-dessus.
38
39 • Un maximum de 60 points a été accordé au critère monétaire. La
40 soumission offrant le coût le plus faible a reçu le maximum de points. Le
41 pointage accordé aux autres soumissions a été déterminé comme suit :
42

1 $60 \text{ points} \times \frac{\text{Coût unitaire actualisé de la meilleure soumission}}{\text{Coût unitaire actualisé de la soumission visée}}$

2
3 **3.2.2 Hypothèses utilisées pour l'analyse économique**

- 4
- 5 • Lors du lancement de l'appel d'offres, le Distributeur avait publié une
6 liste d'indices admissibles pour les formules de prix. Pour chacun de
7 ces indices, le Distributeur disposait de prévisions effectuées par des
8 organismes externes à Hydro-Québec. Les sources de prévision
9 choisies sont demeurées confidentielles pour tous les soumissionnaires
10 potentiels.
 - 11
 - 12 • La liste des prévisions utilisées est fournie à l'appendice 3.

13
14 **3.3 Critères non monétaires**

15
16 Les critères suivants et leur pondération sont conformes à la décision D-2004-
17 180 de la Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour
18 l'évaluation des soumissions. Ces cinq critères non-monétaires ont été évalués
19 en appliquant la méthodologie suivante.

20
21 **3.3.1 Solidité financière**

- 22
- 23 • Onze (11) points ont été accordés à la solidité financière. L'évaluation
24 était basée sur la grille présentée au tableau A-8.2 de l'annexe 8 du
25 document d'appel d'offres. Le Distributeur a ainsi tenu compte de la
26 cote de crédit du soumissionnaire ou de celle de sa société-mère ou, le
27 cas échéant, de celle d'une société affiliée qui se portait garante des
28 engagements du soumissionnaire.
 - 29
 - 30 • Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit pouvaient demander
31 au Distributeur de faire réaliser une évaluation de crédit par une agence
32 spécialisée, ce qui a été fait dans certains cas. Les résultats de cette
33 évaluation étaient pris en compte dans l'évaluation au même titre qu'une
34 cote de crédit.
 - 35
 - 36 • Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit et dont la société-
37 mère n'avait pas de cote de crédit n'ont pas reçu de points pour la
38 solidité financière s'ils n'ont pas fait réaliser d'évaluation de crédit.
- 39

1 **3.3.2Expérience pertinente**

- 2
- 3 • Cinq (5) points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante : un
- 4 maximum de trois (3) points ont été accordés pour l'expérience
- 5 antérieure du soumissionnaire, de ses sociétés affiliées, de ses
- 6 partenaires, de ses consultants à développer avec succès des projets
- 7 similaires à celui proposé, et un maximum de deux (2) points pour
- 8 l'expérience du personnel-clé du soumissionnaire.
- 9
- 10 • Pour l'expérience antérieure du soumissionnaire et de ses sociétés
- 11 affiliées, un maximum de deux (2) points ont été accordés pour
- 12 l'expérience de développement de projets et d'un (1) point pour
- 13 l'expérience d'exploitation de projets. L'évaluation était basée sur le
- 14 nombre de projets complétés ou exploités, et la puissance des
- 15 équipements de production afférents.
- 16
- 17 • Pour l'expérience du personnel-clé du soumissionnaire et de ses
- 18 sociétés affiliées, un demi point (0,5) était accordé pour l'expérience en
- 19 gestion de projet, un demi point (0,5) pour l'expérience en ingénierie,
- 20 approvisionnement, construction et mise en route, et un demi (0,5) point
- 21 pour l'expérience en exploitation à partir de la cogénération. Pour
- 22 l'expérience du personnel-clé des consultants et fournisseurs, un
- 23 maximum d'un demi point (0,5) a été accordé.
- 24
- 25 • Pour les fins de l'évaluation, l'exploitation d'une chaudière produisant de
- 26 la chaleur utile était considérée comme étant une expérience dans
- 27 l'exploitation d'un projet de production d'électricité.
- 28

29 **3.3.3Faisabilité du projet**

- 30
- 31 • La faisabilité du projet a été évaluée selon les trois sous-éléments qui
- 32 suivent, pour un total de onze (11) points.
- 33
- 34 • Un (1) point a été accordé selon la complexité des travaux de
- 35 raccordement au réseau. L'évaluation dépendait du délai estimé entre la
- 36 date de fin prévue des travaux de raccordement et le 1^{er} décembre
- 37 2008, et était basée sur une analyse préparée par TransÉnergie pour
- 38 chacun des projets.
- 39
- 40 • Deux (2) points ont été accordés pour la qualité du plan directeur
- 41 présenté par chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le
- 42 réalisme, la cohérence et la complétude de l'échéancier directeur, du

1 cheminement critique du projet et du plan d'ingénierie,
2 d'approvisionnement, de construction et de mise en route.

- 3
- 4 • Cinq (5) points ont été accordés pour la qualité du plan
5 d'approvisionnement en combustibles, répartis comme suit : deux (2)
6 points pour le réalisme et la complétude de la stratégie
7 d'approvisionnement; un (1) point pour l'adéquation des conditions
8 prévues de transport du combustible; un (1) point pour l'appariement
9 entre la stratégie d'approvisionnement et la formule de prix de la
10 soumission; et un (1) point pour l'expérience passée en
11 approvisionnement de combustibles.
 - 12
 - 13 • Deux (2) points ont été accordés pour le plan d'obtention des
14 autorisations environnementales. Les points ont été accordés en
15 fonction du type de permis requis (Canada et Québec, Québec
16 seulement, étude de répercussions seulement) et du réalisme du délai
17 prévu par le soumissionnaire pour obtenir les permis requis. Dans tous
18 les cas, un demi (0,5) point était accordé pour les soumissionnaires
19 ayant entrepris ou ayant prévu entreprendre des démarches auprès des
20 milieux hôtes.
 - 21
 - 22 • Un (1) point a été accordé pour l'appui du milieu manifesté par les élus
23 locaux.

24 **3.3.4 Flexibilité**

- 25
- 26
- 27 • Un maximum de deux (2) points pouvait être obtenu selon la date de
28 début des livraisons offerte par le soumissionnaire. Un projet proposant
29 une date de début des livraisons plus hâtive que le 1^{er} décembre 2009
30 obtenait plus de points, tandis qu'il n'obtenait aucun point si la date
31 proposée était le 1^{er} décembre 2009.

32 **2.3.5 Critères associées au Règlement et au décret**

- 33
- 34
- 35 • Au total onze (11) points ont été accordés aux critères associés au
36 Règlement et au Décret. Sept (7) points ont été accordés à la
37 minimisation des gaz à effet de serre (GES) selon la méthodologie
38 décrite au document d'appel d'offres, un (1) point pour l'implantation
39 dans un parc industriel et trois (3) points pour la diversité régionale.

40 **3.4 Classement des soumissions**

41 **3.4.1 Consignation des résultats**

1
2 Le pointage accordé aux critères monétaires et non-monétaires a été compilé
3 pour chaque soumission. Le pointage accordé au critère du prix est basé sur les
4 prévisions initiales de prix de combustibles obtenues avant le dépôt des
5 soumissions. Les soumissions ont été classées par ordre décroissant en fonction
6 du total des points de chaque soumission. Les résultats sont présentés à
7 l'appendice 1.

8
9 **3.4.2 Établissement du coût de l'électricité et volatilité des prix**

10
11 Il est ressorti de l'analyse des prix de l'électricité des soumissions qu'il existe une
12 grande volatilité pour les projets dont le prix est indexé à un combustible fossile
13 par opposition à une indexation basée principalement sur l'indice des prix à la
14 consommation. Pour les raisons énoncées ci-dessous, le Distributeur en est
15 arrivé à la conclusion que les soumissions dont le prix est indexé à un
16 combustible fossile présentaient des coûts non concurrentiels.

17
18 Or, le gouvernement n'ayant pas spécifié de coût maximal dans le Règlement, le
19 Distributeur avait par conséquent stipulé au document d'appel d'offres une clause
20 lui permettant de ne pas accepter les offres dont les prix seraient jugés non
21 concurrentiels (document d'appel d'offres, article 4.18 du document d'appel
22 d'offres).

23
24 **i) Coût associé aux soumissions**

25
26 Tel qu'énoncé à l'article 3.2 ci-dessus, le critère retenu pour l'analyse du coût
27 d'électricité des soumissions consiste à déterminer un coût équivalent en 2007
28 d'une annuité croissante indexée à l'IPC. Le coût des projets incluant transport et
29 pertes varie d'une soumission à l'autre entre 74,25 \$/MWh et 96,47 \$/MWh.
30 Tous les projets comportent une forte proportion de leur prix qui est indexée au
31 prix du gaz naturel sauf un projet qui comporte une indexation au mazout #6, et

1 le projet de 8,082 MW de Tembec qui est alimenté à la biomasse pour l'essentiel
2 et dont le prix est principalement indexé à l'IPC.

3

4 **ii) Prix du gaz naturel**

5

6 Depuis que le gouvernement du Québec a fait connaître ses intentions
7 d'identifier un bloc d'énergie pour la cogénération, en mars 2003 (publication d'un
8 projet de règlement), les prix des combustibles fossiles ont augmenté de façon
9 importante. Ainsi, le prix à Henry Hub est passé d'une moyenne annuelle de
10 3,33 \$US/MMBtu pour l'année 2002 à 8,69 \$US/MMBtu pour l'année 2005 (voir
11 Figure 1 de l'appendice 2). Pour l'année 2006, les prix à terme à la date
12 d'analyse des soumissions, soit le 14 juin, avaient une valeur de 7,77
13 \$US/MMBtu. En date du 1^{er} décembre, ces prix à terme pour l'année 2006 sont
14 de 11,34 \$US/MMBtu, en conséquence notamment des conditions climatiques
15 de l'automne 2005 dans le sud des États-Unis. D'une année à l'autre, ces prix
16 sont donc sujets à une grande volatilité.

17

18 La prévision des prix du gaz naturel utilisée par le Distributeur lors de l'analyse
19 des offres (ci-après «prévision de référence») a été obtenue en faisant la
20 moyenne de trois prévisions préparées par des organismes externes à
21 l'entreprise dans les semaines précédant le dépôt des soumissions en mai 2005.
22 La prévision qui en a résulté est représentée graphiquement à la Figure 2 de
23 l'appendice 2. Cette prévision montre un prix de 6,36 \$US/MMBtu pour l'année
24 2005 avec une décroissance jusqu'en 2010, puis une augmentation par la suite.
25 Or, pour l'année 2005, le prix effectivement observé de janvier à juin a été de
26 6,65 \$US/MMBtu et le prix des contrats à terme de juillet à décembre, en date du
27 14 juin, était de 7,56 \$US/MMBtu, ce qui donnait un prix moyen attendu de
28 7,10 \$US/MMBtu pour 2005, soit 12 % de plus que la prévision de référence. Le
29 prix moyen de 2005 mis à jour au 1^{er} décembre s'est révélé quant à lui 37% plus
30 élevé que la prévision de référence.

1

2 Par ailleurs, des prévisions révisées obtenues par le Distributeur en juin 2005
3 pour la période 2005 à 2008 faisaient état de prix nettement supérieurs à ceux de
4 la prévision de référence pour le présent appel d'offres (voir Figure 2 de
5 l'appendice 2). De même, les prix des contrats à terme pour les années 2006 à
6 2010 obtenus au même moment étaient significativement plus élevés que cette
7 prévision (voir Figure 2 de l'appendice 2).

8

9 Dans un tel contexte, Hydro-Québec a jugé qu'il était possible, voire probable
10 que les prix du gaz naturel demeurent à un niveau élevé pour plusieurs années
11 encore. Il était même jugé possible que la décroissance des prix que laissait
12 entrevoir la prévision utilisée par le Distributeur pour l'analyse des soumissions
13 ne se matérialise jamais, compte tenu:

14

- 15 • de la dépendance grandissante des États du Nord-Est face au gaz
16 naturel, dont NEPOOL notamment,
- 17 • de l'intention du gouvernement ontarien de fermer ses centrales au
18 charbon dans les prochaines années, ce qui occasionnera une
19 demande accrue pour le gaz naturel,
- 20 • des difficultés de développer les projets de gaz naturel liquéfié sur la
21 côte Est.

22

23 Une situation où les prix du gaz naturel demeureraient élevés aurait un impact
24 majeur sur le coût de la plupart des projets du présent appel d'offres. À titre
25 d'illustration, le coût des différents projets a été comparé en utilisant le prix du
26 gaz de l'année 2006 de la prévision de référence, soit 5,88 \$US/MMBtu, et le prix
27 du gaz de la prévision révisée de court terme présentée à la Figure 2, soit 6,97
28 \$US/MMBtu. Le prix du projet de Tembec pour l'année 2006 passe de 75,04
29 \$/MWh à 77,09 \$/MWh, soit une augmentation de 2,7%. Par contre, pour les
30 autres projets comportant une indexation au gaz naturel, cette augmentation
31 varie entre 8,7% et 13,5% selon le projet.

32

1 Pour illustrer l'impact à long terme des variations de prix du gaz naturel,
2 différents scénarios d'évolution des prix ont été considérés. Six scénarios
3 différents sont présentés à la Figure 3 de l'appendice 2 :

- 4
- 5 • Dans le scénario 1, les prix sont alignés sur les prix à terme
6 disponibles jusqu'en 2010 ; à partir de 2011, l'écart entre les prix à
7 terme de 2010 et le prix de la prévision de référence est maintenu
8 constant.
- 9 • Dans le scénario 2, les prix sont ceux de la prévision de court terme
10 révisée obtenue par le Distributeur pour les années jusqu'en 2008 ;
11 pour les années 2009 et suivantes, l'écart observé en 2008 par rapport
12 au prix de la prévision de référence est maintenu constant.
- 13 • Dans le scénario 3, le prix de 2005 est égal au prix de la prévision de
14 référence et ce prix est maintenu constant jusqu'en 2017 alors qu'il
15 rejoint le prix de la prévision de référence.
- 16 • Dans le scénario 4, le prix de 2005 est égal au prix de départ de la
17 prévision de court terme révisée et ce prix est maintenu constant
18 jusqu'en 2018 alors qu'il rejoint le prix de la prévision de référence.
- 19 • Dans le scénario 5, le prix de départ est fixé au prix des prix à terme
20 de 2005 présenté à la Figure 1 de l'appendice 1, soit 7,56 \$US/MMBtu
21 et ce prix est augmenté de 2% par an, soit un taux égal à l'inflation
22 prévue.
- 23 • Le scénario 6 est semblable au scénario 5 en utilisant un taux
24 d'augmentation de 1%.
- 25

26 Pour le projet de Tembec, le coût unitaire actualisé total incluant transport et
27 pertes varie entre 74,58 \$/MWh et 78,19 \$/MWh selon les différents scénarios,
28 ce qui représente une variation relativement faible (4,8%) (voir le Tableau 2 de
29 l'appendice 3). Par contre, pour les autres projet comportant une indexation au
30 gaz naturel, cette variation de prix entre les divers scénarios est de 18,8% à
31 28,9% selon le projet. Dans le cas du projet indexé au prix du mazout, une telle
32 analyse conduirait vraisemblablement à des conclusions similaires, compte tenu
33 de la volatilité des prix du mazout.

34
35 **iii) Décision du Distributeur**
36

1 Dans les circonstances, le Distributeur a jugé que les projets alimentés à partir
2 de combustibles fossiles représentaient une trop grande volatilité et un risque
3 significatif de coûts d'approvisionnement élevés. Il ne juge pas opportun de faire
4 supporter par sa clientèle le risque d'importantes variations à la hausse des
5 coûts d'approvisionnement qui découleraient de ces contrats, advenant un
6 scénario de prix élevé de gaz naturel ou de mazout et ce, dans un contexte où il
7 existe d'autres sources d'approvisionnement dont le prix ne dépend pas du coût
8 des combustibles.

9
10 Ainsi, seul le projet de Tembec de 8,082 MW est retenu pour conclure un contrat,
11 pour les raisons suivantes :

- 12
- 13 • Il s'agit du projet qui a le plus grand nombre de points au classement
- 14 de l'étape 2 (voir le Tableau 1 de l'annexe 1);
- 15 • C'est également le projet qui présente le coût le plus bas de tous les
- 16 projets soumis selon le scénario de référence pour les prix du gaz
- 17 naturel;
- 18 • Ce prix n'est pas sujet à la volatilité des prix des combustibles
- 19 contrairement à tous les autres projets.
- 20

21 Pour tous les autres projets, le prix est sujet à la volatilité des prix des
22 combustibles. Dans le contexte actuel des prix des combustibles, les prix
23 d'électricité de ces projets sont jugés non concurrentiels. En conséquence, ils ne
24 sont pas retenus pour conclure un contrat, conformément à ce qui est prévu au
25 document d'appel d'offres (article 4.18 du document d'appel d'offres).

26 **4. ÉTAPE 3 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS**

27
28
29 Tel que mentionné à l'article précédent, le Distributeur a choisi de réduire les
30 quantités recherchées dans l'appel d'offres, sur la base que les soumissions dont
31 le prix est indexé principalement au prix d'un combustible fossile ont été jugées
32 non concurrentielles à cause de la grande volatilité des prix. Une seule offre pour
33 8,082 MW est demeurée admissible à la fin de l'étape 2 de la Procédure d'appel

1 d'offres. En conséquence, il n'a pas été requis de réaliser l'étape 3 de la
2 Procédure.

3

4 Compte tenu de ce qui précède, la seule soumission retenue est celle de
5 Tembec Inc. comportant une puissance contractuelle de 8,082 MW.

6

7 Aucune soumission n'a été retenue pour constituer une liste de relève puisque
8 toutes les autres soumissions avaient un coût non concurrentiel.

9

10 **Formule de prix :**

11

12 ➤ Puissance : prix de départ fixé à 84 980 \$/MW-an au 1^{er} janvier 2005 et
13 indexé à l'IPC à chaque année par la suite

14

15 ➤ Énergie : prix de départ fixé à 76,98 \$/MWh au 1^{er} janvier 2005 et
16 indexé comme suit:

17

18 • 66,98 \$/MWh indexé à l'IPC à chaque année ;

19 • 10,00 \$/MWh indexé selon l'indice de gaz naturel
20 AECO tel que publié par la revue Canadian Gas Price
21 Report (CGPR).

22

23 ➤ Prix de revient sur 15 ans incluant les coûts associés au transport et les pertes
24 électriques exprimé en annuité croissante 2007: 7,4 ¢/kWh

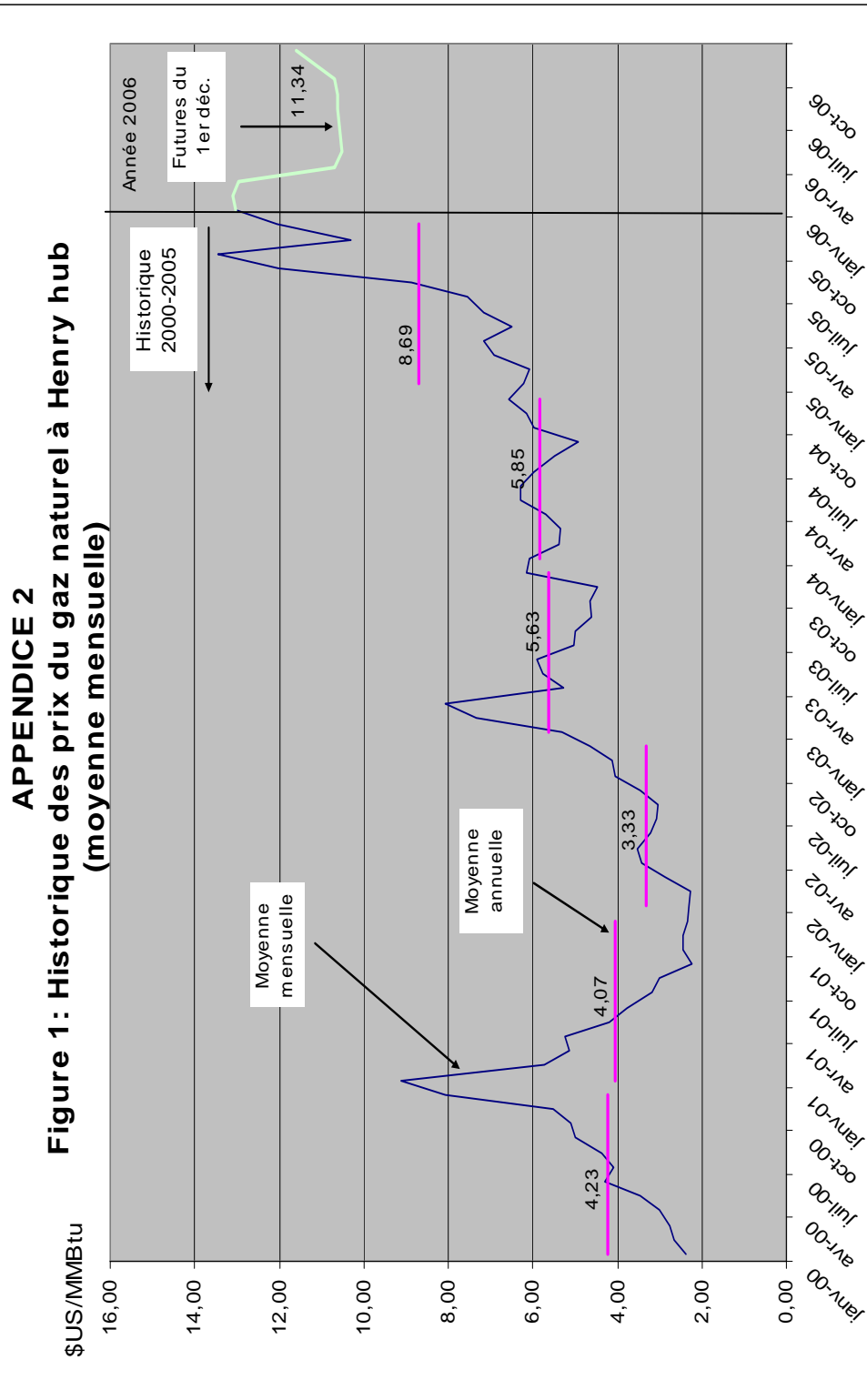
25

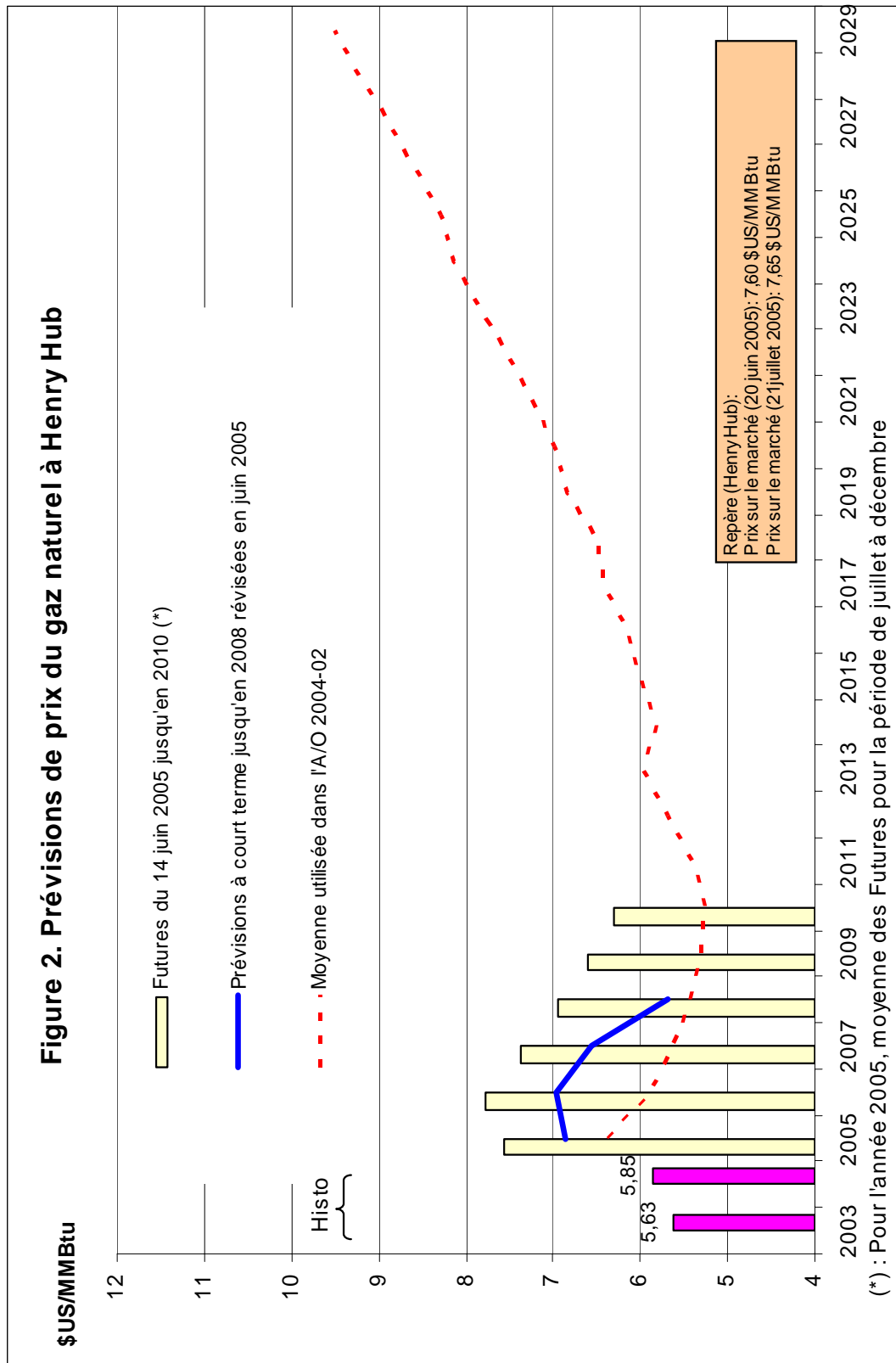
APPENDICE 1
TABLEAU 1

RÉSULTATS DE L'ÉTAPE 2 DE L'ANALYSE DES SOUMISSIONS

Nom du soumissionnaire	Coût global \$ 2007/MWh	Coût de l'électricité (60 pts)	Pontrage											Total (100 pts)			
			Expérience pertinente			Faisabilité du projet				Flexibilité			Critères associés au Décret				
			Expérience (3 pts)	Personnel (2 pts)	Total (5 pts)	Raccord Réseau (1 pt)	Plan directeur (2 pts)	Plan d'appro. (5 pts)	Plan autorisations env. (2 pts)	Appui du milieu (1 pt)	Total (11 pts)	2 pts	7 pts		1 pt	3 pts	11 pts
Tembec	74,25	60	3	2	5	0	2	3,5	2	1	8,5	0,75	6	1	3	10	89,3
			3	2	5	0	2	4	1	0	7	0,5	4	0	3	7	
			3	1,75	4,75	0	1	4,5	0,25	0	5,75	0,75	6	0	3	9	
			2	1,75	3,75	1	1	5	1,5	1	9,5	0,1	4	1	3	8	
			1,5	1,25	2,75	1	2	5	1,5	0	9,5	0	4	0	3	7	
			3	1,75	4,75	0	1	3	0,25	0	4,25	0,75	5	0	3	8	
			3	1,75	4,75	0	1	4	0,25	0	5,25	0,75	2	0	3	5	
			3	2	5	1	1	5	1	1	9	0	4	1	3	8	
			0	1,75	1,75	0,5	2	2,5	1,5	0	6,5	0	5	0	3	8	

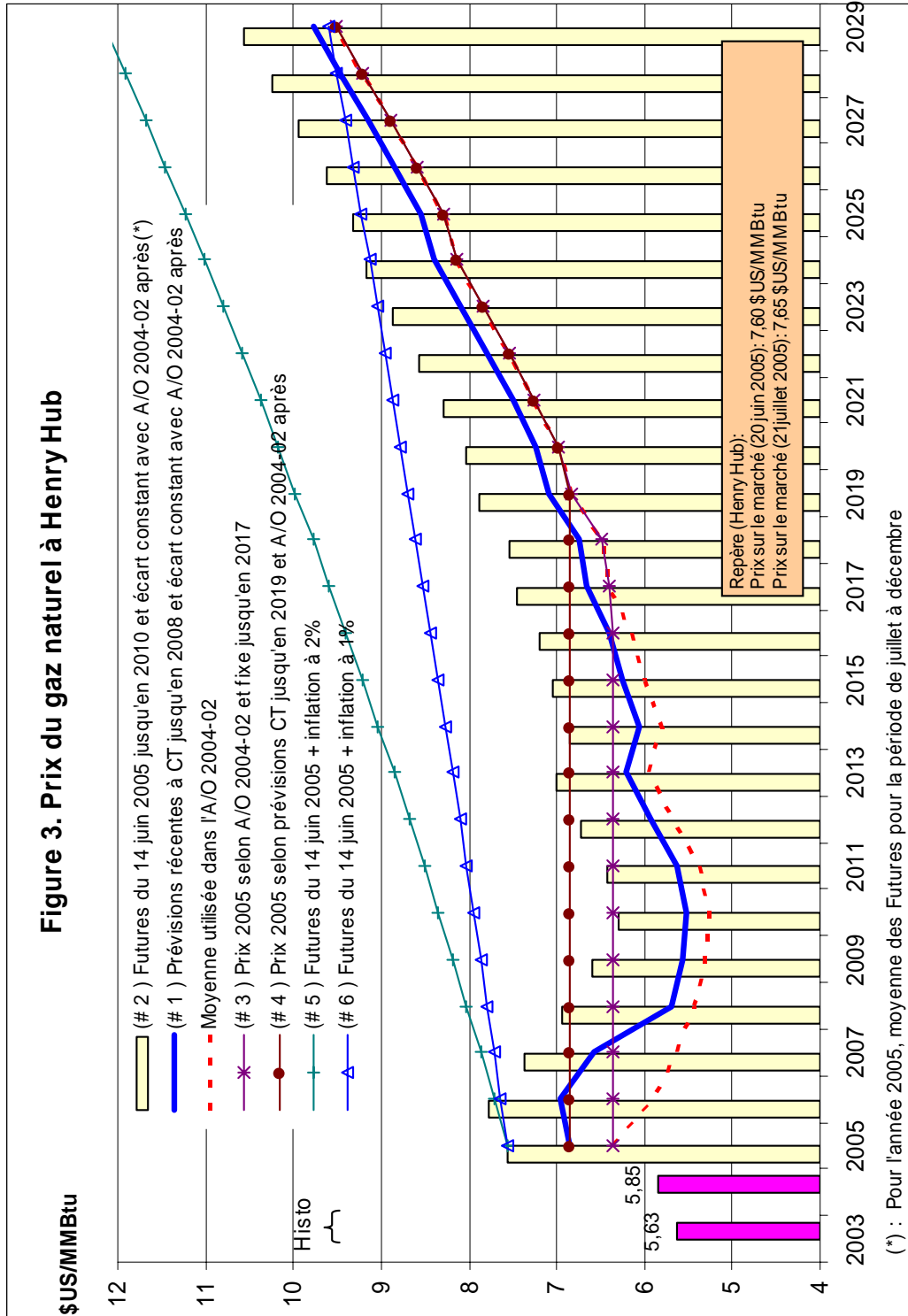
1
2
3





1

1



2

APPENDICE 3

Appel d'offres A/O 2004-02 (350 MW de cogénération)

Paramètres économiques et énergétiques
Tableau des indices et des prix

Année	IPC (2004 = 1)		Déflateur du PIB (2004 = 1)		Taux de change \$/CA / \$US	Taux de change \$/CA / Euro	AECO	Henry Hub	Transco	Dawn	Mazout #6 NY Harbor 1% soufre	Taux d'actualisation
	Canada	US	Canada	US	\$CA / \$US	\$CA / Euro	\$ CAN par million de Btu	\$ CAN par million de Btu	\$ CAN par million de Btu	\$CA / Bbl	%	
janv-05	1,006											
2004	1,000	1,000	1,000	1,000	1,3013	1,6158	-	-	-	-	36,98	Nominal
2005	1,015	1,020	1,011	1,018	1,2211	1,7171	6,80	7,77	8,93	8,12	32,44	6,97%
2006	1,030	1,036	1,031	1,035	1,178	1,741	6,10	6,93	7,93	7,30	30,26	Réel
2007	1,046	1,056	1,050	1,055	1,158	1,754	5,70	6,52	7,32	6,90	30,37	4,87%
2008	1,064	1,079	1,068	1,077	1,164	1,783	5,54	6,33	7,13	6,65	34,87	
2009	1,084	1,103	1,087	1,099	1,166	1,790	5,37	6,19	6,96	6,54	34,80	
2010	1,106	1,130	1,105	1,124	1,164	1,794	5,32	6,12	6,87	6,49	35,63	
2011	1,128	1,159	1,123	1,151	1,159	1,793	5,47	6,23	6,99	6,57	36,41	Taux d'inflation de long terme
2012	1,151	1,190	1,144	1,179	1,155	1,792	5,81	6,56	7,32	6,91	36,95	2,00%
2013	1,174	1,222	1,164	1,207	1,153	1,794	6,12	6,87	7,63	7,21	37,48	
2014	1,197	1,255	1,186	1,236	1,151	1,793	5,92	6,68	7,39	7,03	37,96	
2015	1,221	1,288	1,208	1,265	1,146	1,790	6,10	6,88	7,58	7,25	38,59	
2016	1,245	1,323	1,231	1,295	1,139	1,784	6,23	7,01	7,72	7,39	39,19	
2017	1,270	1,359	1,255	1,327	1,130	1,776	6,47	7,24	7,95	7,63	40,33	
2018	1,296	1,397	1,279	1,360	1,119	1,765	6,45	7,27	7,97	7,62	39,76	
2019	1,322	1,435	1,303	1,394	1,108	1,753	6,77	7,57	8,27	7,92	40,91	
2020	1,348	1,475	1,328	1,428	1,097	1,738	6,86	7,67	8,37	8,02	42,17	
2021	1,375	1,515	1,353	1,464	1,086	1,724	7,08	7,87	8,57	8,21	43,35	
2022	1,402	1,557	1,378	1,500	1,079	1,718	7,33	8,13	8,83	8,47	45,00	
2023	1,430	1,600	1,404	1,537	1,079	1,724	7,66	8,46	9,16	8,79	46,67	
2024	1,459	1,644	1,431	1,575	1,082	1,734	8,02	8,81	9,52	9,13	48,42	
2025	1,488	1,689	1,458	1,614	1,086	1,744	8,20	8,99	9,70	9,31	50,24	
2026	1,518	1,735	1,485	1,654	1,089	1,749	8,55	9,35	10,08	9,68	52,14	
2027	1,548	1,782	1,513	1,695	1,093	1,756	8,90	9,72	10,43	10,05	54,06	
2028	1,579	1,831	1,542	1,737	1,096	1,765	9,26	10,10	10,84	10,43	56,06	
2029	1,611	1,881	1,572	1,781	1,093	1,773	9,55	10,39	11,14	10,73		

1