

**DEMANDE D'APPROBATION DES CONTRATS  
D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ  
DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2009-01 POUR  
DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR COGÉNÉRATION À LA  
BIOMASSE (125 MW)**



**Table des matières**

<b>1</b>	<b>CONTEXTE .....</b>	<b>5</b>
<b>2</b>	<b>CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT .....</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>CONTRIBUTION DES CONTRATS AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017 .....</b>	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS.....</b>	<b>7</b>
4.1	PÉNALTÉS LIÉES À LA DATE GARANTIE DE DÉBUT DES LIVRAISONS.....	7
4.2	PÉNALTÉS LIÉES AU MAINTIEN DE LA CONTRIBUTION EN ÉNERGIE .....	7
<b>5</b>	<b>GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS .....</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>RISQUES RÉSIDUELS .....</b>	<b>9</b>
<b>7</b>	<b>DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE.....</b>	<b>9</b>
7.1	ÉTAPE 1 : ÉVALUATION DES SOUMISSIONS EN FONCTION DES EXIGENCES MINIMALES .....	10
7.2	ÉTAPE 2 : CLASSEMENT DES SOUMISSIONS.....	10
7.2.1	<i>Methodologie d'évaluation .....</i>	<i>13</i>
7.2.1.1	Coût de l'électricité.....	13
7.2.1.2	Développement durable.....	14
7.2.1.3	Capacité financière .....	17
7.2.1.4	Faisabilité du projet.....	19
7.2.1.5	Expérience pertinente.....	21
7.2.2	<i>Résultats de l'étape 2 .....</i>	<i>21</i>
7.3	ÉTAPE 3 : COMBINAISON.....	21
<b>8</b>	<b>RETRAIT D'UN SOUMISSIONNAIRE .....</b>	<b>22</b>
<b>9</b>	<b>COMBINAISON FINALE RETENUE.....</b>	<b>22</b>
<b>10</b>	<b>ANALYSE DE SENSIBILITÉ .....</b>	<b>22</b>
<b>11</b>	<b>DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS APPROUVÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES.....</b>	<b>23</b>
<b>12</b>	<b>SUITES DONNÉES PAR LE DISTRIBUTEUR AU RAPPORT DE CONSTATATIONS DE LA RÉGIE .....</b>	<b>23</b>

**Annexes**

Annexe 1 : Rapport du représentant officiel Deloitte Inc.

Annexe 2 : Rapport du consultant Merrimack Energy Group Inc. (*Assessment of Hydro-Quebec Distribution's Call for Tenders Process for Energy Produced by Biomass* : Février 2010)

Annexe 3 : Résultats de l'étape 2

Annexe 4 : Combinaison finale retenue

Annexe 5 : Rapport du consultant Merrimack Energy Group Inc. (*The Competitive Cost of Biomass Generated Electricity* : Février 2010)

## **1 CONTEXTE**

1 Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) a lancé, le 14 avril 2009, un appel d'offres  
2 pour un approvisionnement de 125 MW d'énergie produite par cogénération à la  
3 biomasse conformément au *Règlement sur l'énergie produite par cogénération à la*  
4 *biomasse* (décrets D.916-2008 et D.9-2009, ci-après le Règlement) et au décret  
5 *Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées*  
6 *à la Régie de l'énergie à l'égard de l'énergie produite par cogénération à la biomasse*  
7 (D.917-2008).

8 Le Distributeur demande l'approbation des six contrats découlant de cet appel d'offres,  
9 conformément aux exigences du *Règlement sur les conditions et les cas où la*  
10 *conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert*  
11 *l'approbation de la Régie de l'énergie.*

## **2 CONTRIBUTION DE CHAQUE CONTRAT À L'APPEL D'OFFRES ET AU BLOC D'ÉNERGIE FIXÉ PAR RÈGLEMENT DU GOUVERNEMENT**

12 Le Règlement prévoit que la durée des contrats n'est pas inférieure à 15 ans et ne doit  
13 pas dépasser 25 ans à partir du début des livraisons. La date de début des livraisons est  
14 fixée au plus tard le 1<sup>er</sup> décembre 2012.

15 Au total, dix soumissions ont été reçues et elles totalisent 65,6 MW de puissance  
16 contractuelle. Aucune soumission n'a été rejetée à l'ouverture. Après analyse et pour  
17 fins de préparation des contrats, le Distributeur a sélectionné huit projets de centrale de  
18 cogénération à la biomasse provenant de sept soumissionnaires.

19 Toutefois, deux projets d'un même soumissionnaire ont fait l'objet d'un préavis de sept  
20 jours conformément à l'article 3.23 du document d'appel d'offres (voir section 8 ci-après).  
21 Dans les deux cas, ce soumissionnaire n'a pas répondu au Distributeur de quelque  
22 manière que ce soit et le Distributeur n'est donc plus lié à ce soumissionnaire.

23 De plus, pour un des soumissionnaires retenus, le contrat devait être signé au plus tard  
24 le 15 mai 2010 compte tenu des procédures en cours liées à la restructuration de cette  
25 entreprise, laquelle s'est placée sous la protection de la *Loi sur les arrangements avec*

1 les créanciers des compagnies au cours de l'année 2009. Ce contrat a été signé le  
2 5 mai 2010 entre le Distributeur et Fortress Specialty Cellulose Inc. Cette dernière a  
3 acquis le 30 avril 2010 le droit de se porter acquéreur de certains des actifs du  
4 soumissionnaire FPS Canada Inc. dont tous les droits pour signer un contrat avec le  
5 Distributeur.

6 Le tableau 2.1 suivant présente les six soumissions retenues desquelles ont découlé six  
7 contrats d'approvisionnement signés. Ces six contrats sont soumis pour approbation.

8 **TABLEAU 2.1 : SOUMISSIONS RETENUES**

<b>Soumissionnaire</b>	<b>Nom du projet</b>	<b>Énergie annuelle contractuelle (MWh)</b>	<b>Puissance contractuelle en MW</b>
EBI Énergie Inc.	Centrale de cogénération au Biogaz de Saint-Thomas	73 731	9,4
FPS Canada Inc. <sup>1</sup>	Centrale de cogénération de Thurso	155 732	18,8
Innoventé Inc.	Centrale de Saint-Patrice-de-Beaurivage	36 266	4,6
SFK Pâte S.E.N.C.	Québec-Énergie 2012	72 401	9,5
Terreau Biogaz Inc.	Centrale de cogénération de la Haute-Yamaska – Roland Thibault	21 294	3,0
WM Québec Inc.	Cogénération biogaz Saint-Nicéphore	61 250	7,6
<b>Total :</b>		<b>420 674</b>	<b>52,9</b>

9 <sup>1</sup> Le contrat a été signé le 5 mai 2010 entre le Distributeur et Fortress Specialty Cellulose Inc.

### **3 CONTRIBUTION DES CONTRATS AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2008-2017**

10 Le *Plan d'approvisionnement 2008-2017* (le Plan) fait mention d'un appel d'offres de  
11 100 MW à venir. Toutefois, conformément au Règlement adopté suite à la publication du  
12 Plan, l'appel d'offres A/O 2009-01 requérait plutôt 125 MW.

13 L'*État d'avancement 2009 du Plan d'approvisionnement 2008-2017* fait état également  
14 du présent appel d'offres de 125 MW.

1 Les contrats d'énergie produite par cogénération à la biomasse contribueront à la  
2 satisfaction des besoins du Distributeur pour près de 53 MW tel que détaillé au  
3 tableau 2.1.

#### **4 GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES RELIÉS À LA SUFFISANCE DES APPROVISIONNEMENTS**

##### **4.1 Pénalités liées à la date garantie de début des livraisons**

4 Les fournisseurs doivent assumer les risques associés à la réalisation de leur projet. Il  
5 leur appartient, entre autres, de satisfaire aux exigences environnementales et d'obtenir  
6 tous les permis requis à cet égard.

7 Les six contrats impliquent chacun la construction d'une nouvelle centrale de  
8 cogénération à la biomasse et prévoient des dates butoirs reliées à des étapes critiques  
9 de la réalisation des centrales. Le non-respect de ces dates butoirs entraîne un droit de  
10 résiliation par le Distributeur.

11 Si le contrat est résilié avant l'expiration d'un délai de douze mois suivant la date de sa  
12 signature, des dommages liquidés de 25 000 \$/MW doivent être payés au Distributeur  
13 par le fournisseur en défaut. Si la résiliation se produit douze mois ou plus après la date  
14 de signature du contrat, les dommages liquidés s'élèvent à 60 000 \$/MW.

15 Les contrats prévoient également que si la date de début des livraisons survient après la  
16 date garantie de début des livraisons, une pénalité quotidienne de 165 \$/MW multipliée  
17 par la puissance contractuelle est applicable, jusqu'à l'atteinte d'un montant maximum  
18 de 60 000 \$/MW multiplié par la puissance contractuelle.

##### **4.2 Pénalités liées au maintien de la contribution en énergie**

19 Après la date de mise en service, les fournisseurs doivent également garantir leur  
20 contribution effective en énergie annuelle.

21 Lorsque les fournisseurs sont en défaut de livrer la quantité d'énergie annuelle pour  
22 laquelle ils se sont engagés, ils doivent payer des dommages annuels correspondant au  
23 produit de la quantité manquante multipliée par un montant par MWh égal à la différence  
24 entre, d'une part, la moyenne du coût de remplacement pour toutes les heures de la

1 période et d'autre part, le prix que le Distributeur aurait payé pour l'énergie et la  
2 puissance durant cette période.

3 Si les fournisseurs sont incapables de respecter l'énergie contractuelle, les quantités au  
4 contrat peuvent être révisées à la baisse. Des dommages liquidés de 35 000 \$/MW sont  
5 alors payés par le fournisseur sur la base de la différence entre les quantités  
6 contractuelles originales et les quantités révisées si la révision intervient avant le  
7 dixième anniversaire de la date de début des livraisons. Si cet événement survient à  
8 partir du dixième anniversaire de la date de début des livraisons, le montant des  
9 dommages liquidés à payer est alors de 60 000 \$/MW.

## **5 GARANTIES PRÉVUES AUX CONTRATS POUR COUVRIR LES RISQUES FINANCIERS**

10 Pour garantir le paiement des dommages liquidés et des pénalités en cas de défaut de  
11 respecter leurs obligations contractuelles préalablement à la date de début des  
12 livraisons, les fournisseurs doivent déposer les garanties suivantes pour chacun des  
13 contrats :

- 14 - un montant de 25 000 \$/MW de puissance contractuelle, dès la signature du  
15 contrat ;
- 16 - un montant additionnel de 35 000 \$/MW, douze mois après la date de  
17 signature du contrat.

18 Ces garanties sont remises aux fournisseurs en tout ou en partie lors du début des  
19 livraisons, selon que les pénalités de retard applicables aient été payées ou non.

20 Afin de garantir l'exécution de leurs obligations contractuelles, depuis la date de début  
21 des livraisons et jusqu'à la fin du contrat, les fournisseurs doivent déposer les garanties  
22 d'exploitation suivantes pour chacun des contrats:

- 23 - un montant de 35 000 \$/MW, à la date de début des livraisons ;
- 24 - un montant additionnel de 25 000 \$/MW, au dixième anniversaire de la date  
25 de début des livraisons.

1 Les fournisseurs ont également l'obligation de renflouer les garanties lorsque le  
2 Distributeur les exerce en totalité ou en partie. Les garanties à être fournies par les  
3 fournisseurs peuvent notamment prendre la forme d'une lettre de crédit irrévocable et  
4 inconditionnelle, d'un chèque certifié ou d'une convention de cautionnement.

## **6 RISQUES RÉSIDUELS**

5 Les dommages liquidés et pénalités, de même que les droits de résiliation du contrat  
6 protègent le Distributeur contre les principaux préjudices prévisibles découlant d'un  
7 défaut d'un fournisseur. L'ensemble des protections qui sont prévues aux contrats en  
8 faveur du Distributeur constituent, pour les fournisseurs, des incitatifs à respecter leurs  
9 engagements.

10 Le Distributeur fait présentement face à des surplus d'énergie. Ainsi, le fait que les  
11 quantités offertes par les soumissionnaires n'aient pas atteint le niveau recherché ne  
12 compromet en rien l'équilibre du bilan en énergie du Distributeur et il n'entend pas  
13 procéder au comblement des quantités non acquises suite aux résultats de l'appel  
14 d'offres.

## **7 DÉMONSTRATION QUE LA COMBINAISON DES CONTRATS COMPORTE LE PRIX LE PLUS BAS POUR LA QUANTITÉ D'ÉLECTRICITÉ ET LES CONDITIONS DEMANDÉES, EN TENANT COMPTE DU COÛT DE TRANSPORT APPLICABLE**

15 La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de  
16 contrats la moins coûteuse pour les conditions demandées, et ce, dans le respect des  
17 critères définis au document d'appel d'offres. Cette méthodologie est expliquée dans le  
18 présent document.

19 L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Deloitte inc. et  
20 Merrimack Energy Group Inc., tel qu'il appert de leurs rapports présentés  
21 respectivement à l'annexe 1 et à l'annexe 2 du présent document.

22 La procédure d'évaluation des offres implique trois étapes :

- 1       • La première est constituée d'une série d'exigences minimales qu'une offre se  
2       doit de respecter afin de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes  
3       ultérieures ;
- 4       • La deuxième constitue une évaluation individuelle des offres ayant satisfait aux  
5       exigences de l'étape 1 en fonction d'un ensemble de critères ;
- 6       • La troisième consiste en une évaluation de combinaisons des meilleures  
7       soumissions identifiées à l'étape 2.

8       Une soumission pouvait comporter une offre principale et pouvait inclure, en plus de  
9       l'offre principale, jusqu'à deux variantes. Le terme « offre » est utilisé de façon générique  
10      et il peut s'agir d'une offre principale ou d'une variante, sans distinction. Les dix  
11      soumissions reçues ne comportaient pas de variantes.

#### **7.1 Étape 1 : évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales**

12      À l'étape 1, chaque offre était vérifiée pour s'assurer que les cinq exigences minimales  
13      suivantes étaient respectées, le tout conformément au document d'appel d'offres :

- 14               • le contrôle du site ;
- 15               • l'identification d'un client-vapeur ;
- 16               • l'expérience du soumissionnaire ;
- 17               • la maturité technologique ;
- 18               • les délais de raccordement et d'intégration des équipements de  
19               production.

20      Les offres ont toutes satisfait l'ensemble des exigences minimales sauf pour une  
21      soumission où le soumissionnaire n'a pas démontré qu'il avait le contrôle du site, ce qui  
22      constituait une exigence minimale à satisfaire.

#### **7.2 Étape 2 : classement des soumissions**

23      Bien que les offres reçues étaient insuffisantes pour atteindre la quantité recherchée de  
24      125 MW, le Distributeur a néanmoins choisi de réaliser l'étape 2. À cette étape, chacune

1 des neuf offres ayant franchi l'étape 1 était évaluée en fonction des cinq critères  
2 suivants, le tout conformément au document d'appel d'offres :

- 3           • le coût de l'électricité ;
- 4           • le développement durable ;
- 5           • la capacité financière ;
- 6           • la faisabilité du projet ;
- 7           • l'expérience pertinente.

8 Les cinq critères étaient évalués en fonction des sous-critères de la grille de pondération  
9 du tableau 7.1 ci-après. Ces critères et leur pondération sont conformes à la décision  
10 D-2009-084 du 3 juillet 2009 de la Régie de l'énergie et au document d'appel d'offres.

1

**TABLEAU 7.1 : GRILLE DE PONDÉRATION DES CRITÈRES D'ÉVALUATION**

<b>Critères d'évaluation des offres</b>	<b>Pondération</b>
<b>Coût de l'électricité</b>	<b>40 points</b>
<b>Développement durable</b>	<b>32 points</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Minimisation des émissions de GES</li> </ul>	0 à 15
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maximisation de la production de vapeur de procédé par rapport à la production énergétique totale</li> </ul>	0 à 10
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Appui des élus locaux</li> </ul>	0 à 4
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Existence d'un système de gestion environnementale accrédité</li> </ul>	0 à 3
<b>Capacité financière</b>	<b>10 points</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Solidité financière (voir tableau A-8.2)</li> </ul>	0 à 5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan de financement</li> </ul>	0 à 5
<b>Faisabilité du projet</b>	<b>11 points</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires</li> </ul>	0 à 6
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan d'obtention des autorisations environnementales</li> </ul>	0 à 2
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Plan directeur de réalisation du projet</li> </ul>	0 à 2
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Raccordement au réseau</li> </ul>	0 à 1
<b>Expérience pertinente</b>	<b>7 points</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expérience antérieure du soumissionnaire, des sociétés affiliées, des partenaires, des consultants et fournisseurs à développer avec succès des projets similaires</li> </ul>	0 à 5
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Expérience du personnel clé</li> </ul>	0 à 2

2

### **7.2.1 Méthodologie d'évaluation**

- 1                   • Chaque soumission a été analysée individuellement pour chacun des  
2                   cinq critères identifiés au document d'appel d'offres.
- 3                   • Pour un critère donné ou pour un sous-critère donné, une même  
4                   personne a évalué toutes les offres, de façon à assurer une uniformité  
5                   de traitement.
- 6                   • Pour chaque critère ou sous-critère, une méthode d'évaluation a été  
7                   élaborée à l'avance.
- 8                   • Les évaluations ont été revues par la firme Merrimack Energy Group  
9                   Inc. afin d'assurer l'impartialité du processus.

#### **7.2.1.1 Coût de l'électricité**

##### Méthodologie de base

- 11                   • La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût  
12                   unitaire actualisé (annuité croissante, \$ 2009).
- 13                   • Les éléments pris en compte dans les analyses économiques sont :
- 14                   ▪ le prix de l'énergie offert par le soumissionnaire, incluant les  
15                   formules d'indexation proposées ;
- 16                   ▪ les coûts de transport fournis par Hydro-Québec TransÉnergie.
- 17                   • Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de  
18                   coûts énumérés ci-dessus.

##### Coût de l'électricité

20 Un maximum de quarante points a été accordé au critère monétaire. L'offre comportant  
21 le coût le plus bas a reçu le maximum de points, soit quarante points. L'offre comportant  
22 le coût le plus élevé a reçu huit points. Le pointage accordé aux autres offres a été  
23 déterminé comme suit, conformément à la méthodologie décrite au document d'appel  
24 d'offres :

1  
2

$$= 8 + \left\{ 32 \times \left( \frac{\text{Coût de la soumission la plus élevée moins Coût de la soumission évaluée}}{\text{Coût de la soumission la plus élevée moins Coût de la soumission la moins élevée}} \right) \right\}$$

### 7.2.1.2 Développement durable

#### 3 Minimisation des émissions de gaz à effet de serre

4 Le facteur d'émissions nettes de gaz à effet de serre (GES), exprimé en kilogramme de  
5 dioxyde de carbone équivalent par unité d'énergie utile (kg CO<sub>2</sub> éq. / GJ) était pris en  
6 compte dans l'évaluation de ce critère. Le facteur d'émissions nettes de GES (« FE<sub>net</sub> »)  
7 est calculé selon la formule suivante :

8

$$FE_{net} = (GES_{CHP} - GES_{CLIENT}) / (A + B)$$

9 où

10 GES<sub>CHP</sub> : Les émissions annuelles brutes de CO<sub>2</sub> du procédé de cogénération, à  
11 l'exception des émissions provenant de la combustion de la biomasse. Le  
12 calcul doit être effectué à partir des quantités annuelles de combustibles  
13 prévues au bilan énergétique du projet, exprimées en GJ, et des facteurs  
14 d'émissions suivants :

15 **TABLEAU 7.2 : FACTEURS D'ÉMISSIONS ATMOSPHÉRIQUES**

Combustibles fossiles	Facteur d'émissions kg CO <sub>2</sub> / GJ de combustible utilisé (pouvoir calorifique inférieur)
Gaz naturel	56,06
Huiles légères (mazout no. 1, no. 2, no. 4 et diesel)	74,01
Huiles lourdes (no. 5 et no. 6)	77,30

16

17 GES<sub>CLIENT</sub> : Les émissions annuelles de CO<sub>2</sub> qui seront directement évitées par la  
18 fourniture de vapeur de procédé au(x) client(s) de la centrale de  
19 cogénération à la biomasse. Les quantités de combustibles fossiles  
20 utilisées pour calculer les émissions évitées (GES<sub>Client</sub>) chez le client-

1           vapeur ne peuvent en aucun cas être supérieures à la moyenne des  
2           quantités consommées pour les années 2006, 2007 et 2008 par les  
3           centrales de production de vapeur de ce même acheteur. Ces valeurs  
4           doivent correspondre aux quantités transmises par le client-vapeur au  
5           Ministère du développement durable, de l'Environnement et des Parcs  
6           aux fins de la compilation de son inventaire des sources fixes d'émissions  
7           atmosphériques du secteur industriel, conformément à ce qui est  
8           demandé à la section 2.1.3 de la Formule de soumission. Seules les  
9           émissions de GES provenant de la combustion de combustibles fossiles  
10          doivent être comptabilisées.

11    A :           La quantité totale d'énergie électrique produite sur une base annuelle et  
12           disponible après l'alimentation des services auxiliaires de la centrale  
13           (mesurée au point de livraison), exprimée en GJ (1 GJ = 277,8 kWh) ;

14    B :           Le contenu énergétique de la vapeur de procédé livrée sur une base  
15           annuelle, nette du retour du condensat, exprimée en GJ.

16    Lorsqu'un projet de centrale de cogénération utilise des biogaz provenant de sites  
17    d'enfouissement, la formule de calcul de  $FE_{net}$  ci-dessus a été ajustée afin de tenir  
18    compte, s'il y a lieu, des réductions d'émission de GES directement attribuables au  
19    projet de centrale de cogénération.

20    Le nombre de points accordés à une soumission a été établi en comparant le facteur  
21    d'émissions nettes de GES du projet de la centrale de cogénération avec la grille  
22    suivante :

1  
2

**TABLEAU 7.3 : GRILLE  
POINTAGE ACCORDÉ AUX SOUMISSIONNAIRES**

<b><u>Grille de pondération</u></b>	
$FE_{net} = 100$	<b>0 point</b>
$75 = FE_{net} < 100$	<b>1 point</b>
$50 = FE_{net} < 75$	<b>2 points</b>
$25 = FE_{net} < 50$	<b>3 points</b>
$0 = FE_{net} < 25$	<b>4 points</b>
$-25 = FE_{net} < 0$	<b>5 points</b>
$-50 = FE_{net} < -25$	<b>7 points</b>
$-75 = FE_{net} < -50$	<b>9 points</b>
$-100 = FE_{net} < -75$	<b>11 points</b>
$-125 = FE_{net} < -100$	<b>13 points</b>
$FE_{net} < -125$	<b>15 points</b>

3

4 Le Distributeur estime que les six contrats faisant l'objet de la présente demande  
5 d'approbation permettront d'éviter annuellement environ 36,5 kt de CO<sub>2</sub> équivalents.

6 Maximisation de la production de vapeur de procédé par rapport à la production  
7 énergétique totale

8 Le fait d'approvisionner une partie des besoins de vapeur de procédé auprès de la  
9 centrale de cogénération est présumé procurer des économies au client-vapeur par  
10 rapport à l'exploitation de ses chaudières actuelles. Ainsi, afin de quantifier l'ampleur des  
11 économies que procure au client-vapeur la centrale de cogénération, le présent sous-  
12 critère, qui se voit attribuer dix points, favorisait les projets dont la production  
13 énergétique était fortement constituée de vapeur de procédé par rapport à l'électricité  
14 produite.

1 Le nombre de points accordés à une soumission était déterminé en fonction du contenu  
2 énergétique de la production annuelle de vapeur de procédé par rapport à la production  
3 énergétique totale de la centrale (production annuelle d'électricité et de vapeur de la  
4 centrale de cogénération), le tout exprimé en pourcentage.

5 L'offre qui comportait le ratio de production de vapeur de procédé sur la production  
6 énergétique totale de la centrale de cogénération le plus élevé obtenait le maximum des  
7 points. Une offre qui comporterait un ratio de 10% n'obtenait aucun point. Toute autre  
8 offre a obtenu un pointage établi selon une fonction linéaire entre ces deux extrêmes.

9 Existence d'un système de gestion environnementale accrédité

10 L'accréditation d'un soumissionnaire ou de sa société-mère à un système de gestion  
11 environnementale (SGE) de type ISO 14 001 milite en faveur d'une conscientisation de  
12 l'entreprise aux impacts environnementaux associés à ses activités. Pour cet indicateur,  
13 trois points étaient attribués au soumissionnaire en mesure de présenter un document  
14 attestant de son accréditation ou de celle de sa société-mère à un SGE. À défaut de  
15 présenter un tel document, des points étaient accordés en fonction du degré  
16 d'avancement de ses démarches d'accréditation de son SGE.

17 Appui des élus locaux

18 Le soumissionnaire qui pouvait démontrer l'appui des autorités locales pour le projet de  
19 centrale de cogénération obtenait jusqu'à quatre points pour ces appuis. À cette fin, le  
20 soumissionnaire devait fournir une copie certifiée conforme des résolutions du conseil  
21 de la municipalité locale et de la MRC sur le territoire desquelles se situait la centrale  
22 appuyant inconditionnellement le projet de centrale.

**7.2.1.3 Capacité financière**

23 Solidité financière

24 La solidité financière du soumissionnaire était établie sur la base de la notation de crédit  
25 qu'il obtient auprès des agences de notation identifiées au document d'appel d'offres. S'il  
26 y a lieu, le Distributeur tenait également compte des notations de crédit des sociétés  
27 affiliées au soumissionnaire si celles-ci acceptaient de garantir les obligations du

1 soumissionnaire dans le cadre du contrat à intervenir. Dans ce cas, le soumissionnaire  
2 devait identifier l'identité de cette société affiliée et fournir un engagement officiel de sa  
3 part à garantir les obligations du soumissionnaire. L'analyse de la solidité financière était  
4 faite sur la base :

- 5 • de la notation de crédit du soumissionnaire ; ou
- 6 • de la notation de crédit de la société affiliée garante.

7 La répartition des points en fonction de la notation de crédit du soumissionnaire est  
8 présentée au tableau 7.4 ci-dessous. Un soumissionnaire n'ayant pas de notation de  
9 crédit ne recevait pas de points pour ce critère s'il n'a pas fait réaliser une évaluation de  
10 crédit.

11 **TABLEAU 7.4 : RÉPARTITION DES POINTS EN FONCTION DE LA NOTATION DE CRÉDIT**  
12 **DES SOUMISSIONNAIRES ET DE LA TAILLE DES SOUMISSIONS**

<b>Taille totale des soumissions (MW)</b>					
<b>COTE (Moody's)</b>	<b>≤12 MW</b>	<b>≤25 MW</b>	<b>≤50 MW</b>	<b>≤75 MW</b>	<b>≤125 MW</b>
A3 et mieux	5	5	5	5	5
Baa1	5	5	5	5	5
Baa2	5	5	5	5	5
Baa3	5	5	5	5	5
Ba1 à Ba3	4	4	4	3	3
B1 à B3	2	2	2	1	1
Caa	1	1	0	0	0
Ca et moins	0	0	0	0	0
Sans cote	0	0	0	0	0

13

14 Plan de financement

15 Le soumissionnaire devait démontrer sa capacité à réaliser le projet sur le plan financier.  
16 Pour ce faire, il devait décrire la structure de contrôle de chaque partenaire et en  
17 parallèle la structure financière, les sources de fonds propres et le plan de financement

1 par dette, en y détaillant expressément la provenance de toutes les sources de  
2 financement prévues.

3 À la lecture de la soumission, le Distributeur devait être en mesure de visualiser et  
4 d'anticiper la composition de la structure de financement, l'état des démarches de  
5 financement et la capacité d'exécution du projet de financement dans les délais requis  
6 pour respecter la date garantie de début des livraisons, de même que toute autre  
7 démarche de financement du projet, incluant toute démarche gouvernementale, le cas  
8 échéant.

9 Pour appuyer son plan de financement, le soumissionnaire devait soumettre, pour  
10 chaque partenaire, les documents suivants, ainsi que tout document ou justificatif  
11 considéré pertinent par le soumissionnaire :

- 12 • Modélisation financière pro forma;
- 13 • Lettre d'intention d'une institution financière;
- 14 • Termes du financement;
- 15 • Lettre d'intention des partenaires investisseurs et autorisation des  
16 conseils d'administration, le cas échéant;
- 17 • Autorisation ou lettre d'intention des autorités gouvernementales, le cas  
18 échéant.

#### ***7.2.1.4 Faisabilité du projet***

19 Le raccordement au réseau (en fonction de la date de mise sous tension initiale  
20 proposée par le soumissionnaire)

21 Le Distributeur tenait compte de la complexité des travaux de raccordement au réseau  
22 d'Hydro-Québec TransÉnergie et des travaux de renforcement du réseau associés au  
23 projet proposé par le soumissionnaire. Notamment, les projets dont la réalisation  
24 nécessite la construction de nouvelles infrastructures importantes de transport peuvent  
25 présenter plus de risques quant au respect de la mise sous tension initiale demandée.

26 L'enjeu portait sur la faisabilité de raccorder la centrale proposée par le soumissionnaire  
27 au réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie de façon fiable et sécuritaire dans les délais

1 visés. Le Distributeur fondait son évaluation sur la base des analyses d'Hydro-Québec  
2 TransÉnergie.

3 Le plan directeur de réalisation du projet

4 La qualité et le réalisme du plan directeur du soumissionnaire indiquant les principales  
5 activités liées au projet, les délais, le cheminement critique, les dates clés et le degré  
6 d'avancement du projet à la date de dépôt des soumissions étaient pris en compte. En  
7 particulier, la complexité et l'avancement des démarches relatives à l'acquisition des  
8 droits sur le site, des droits de passage, des servitudes et autres exigences étaient  
9 considérés. La disponibilité des infrastructures nécessaires au fonctionnement de la  
10 centrale (approvisionnement en eau, en combustible, etc.) ainsi que le degré  
11 d'avancement des démarches visant la conclusion d'un ou de plusieurs contrat(s) de  
12 vente de vapeur de procédé étaient aussi pris en compte.

13 Le plan d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires

14 La qualité du plan d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires  
15 était prise en compte.

16 Le plan d'approvisionnement devait comprendre les informations demandées au  
17 document d'appel d'offres et devait démontrer une adéquation entre les exigences du  
18 contrat d'approvisionnement en électricité à intervenir avec le Distributeur et la stratégie  
19 d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires.

20 Le soumissionnaire qui pouvait démontrer sa capacité à gérer de façon efficace  
21 l'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires obtenait un pointage  
22 supérieur. L'expérience de l'équipe de gestion des approvisionnements en biomasse et  
23 en combustibles secondaires était également considérée dans l'évaluation.

24 Le plan d'obtention des autorisations environnementales et son avancement

25 Le plan d'obtention des autorisations environnementales illustrant les démarches en  
26 cours ou complétées ainsi que les étapes à venir était évalué. Les démarches visant  
27 l'identification et la prise en compte des préoccupations des milieux hôtes, lorsque  
28 pertinent, étaient également considérées, tout comme les mesures d'atténuation des

1 impacts négatifs qui sont proposées. Le plan devait permettre de respecter la date  
2 garantie de début des livraisons. Dans cette évaluation, le Distributeur ne visait pas à  
3 poser un jugement sur l'acceptabilité environnementale du projet. Le Distributeur  
4 cherchait plutôt à évaluer la capacité du soumissionnaire de mener à bien, dans des  
5 délais normaux, l'exercice devant conduire à l'obtention des permis requis pour la  
6 réalisation de la centrale.

#### ***7.2.1.5 Expérience pertinente***

7 L'expérience du soumissionnaire et celle de ses sociétés affiliées dans la réalisation de  
8 projets de nature et d'envergure similaires à celui proposé au Distributeur, incluant  
9 l'exploitation d'une chaudière produisant de la vapeur de procédé lorsqu'une telle  
10 chaudière fait partie du système de cogénération proposé, étaient prises en  
11 considération dans l'évaluation de ce critère.

12 L'expérience des partenaires et des consultants du soumissionnaire, ainsi que de ses  
13 principaux fournisseurs lorsqu'ils ont participé à la soumission a également été  
14 considérée. La structure organisationnelle de la direction de projet, la liste du personnel-  
15 clé affecté au projet ainsi que leurs qualifications étaient aussi prises en considération.

#### ***7.2.2 Résultats de l'étape 2***

16 Les résultats de l'étape 2 sont présentés à l'annexe 3 du présent document.

### **7.3 Étape 3 : combinaison**

17 Une soumission présentait un coût total qui a été jugé non compétitif par rapport aux  
18 autres coûts totaux des projets soumis et par rapport aux coûts disponibles de projets  
19 comparables.

20 Le Distributeur a donc retenu huit soumissions dont la combinaison totalise 60,7 MW de  
21 puissance contractuelle. Elle comportait un coût moyen de l'électricité, incluant les coûts  
22 de transport et les pertes, de 111,68 \$/MWh en dollars canadiens.

## **8 RETRAIT D'UN SOUMISSIONNAIRE**

1 Deux soumissions d'un même soumissionnaire ont notamment été retenues par le  
2 Distributeur. Les ébauches de contrats ont été transmises à ce soumissionnaire le  
3 15 janvier 2010 pour les deux soumissions et les ajustements requis au contrat-type  
4 pour refléter les particularités de ses deux soumissions ont été expliqués au  
5 soumissionnaire.

6 Face au refus du soumissionnaire de conclure les contrats, le Distributeur a fait parvenir  
7 le 15 février 2010 des préavis de sept jours à ce soumissionnaire conformément à  
8 l'article 3.23 du document d'appel d'offres et ce, dans les deux cas.

9 Ce soumissionnaire n'a pas répondu de quelque manière que ce soit à ces deux  
10 préavis.

11 Ainsi, depuis le 22 février 2010, le Distributeur n'est donc plus lié d'aucune façon envers  
12 ce soumissionnaire et ce, pour les deux soumissions ci-haut mentionnées.

13 Aucun contrat n'a donc été signé entre le Distributeur et ce soumissionnaire.

## **9 COMBINAISON FINALE RETENUE**

14 Compte tenu de ce qui précède, le Distributeur présente donc une nouvelle combinaison  
15 de soumissions incluant six soumissions correspondant aux six contrats signés. Cette  
16 combinaison finale totalise 52,9 MW de puissance contractuelle et elle comporte un coût  
17 moyen de l'électricité de 109,07 \$/MWh en dollars canadiens, incluant les coûts moyens  
18 de transport et de pertes qui représentent 3,19 \$/MWh. L'annexe 4 présente la  
19 combinaison finale retenue et l'annexe 5 constitue le rapport du consultant externe,  
20 Merrimack Energy Group Inc., concernant la compétitivité des prix offerts pour de  
21 l'énergie produite par cogénération à la biomasse.

## **10 ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

22 L'indice des prix à la consommation canadien (IPC Canada) et l'évolution du prix du  
23 mazout léger sont les deux seuls indices qui sont utilisés parmi les formules de prix des  
24 contrats conclus. L'analyse de sensibilité porte donc sur chacun de ces indices.

1 En modifiant la croissance de l'IPC d'un point de pourcentage par an pendant la durée  
2 des contrats (sans changer le taux d'actualisation), le coût de fourniture de la  
3 combinaison retenue varie à la hausse ou à la baisse de 7,6 % ou de 6,7 %,  
4 respectivement. Une modification du prix du mazout léger de  $\pm 50$  % génère une  
5 variation du coût de la combinaison retenue de  $\pm 0,8$  %.

6 Les résultats de cette analyse sont présentés dans le tableau 10.1 :

7 **TABLEAU 10.1 : RÉSULTATS DE L'ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

Indices	Coût d'électricité (sans transport)	Variation du coût
<b>Référence</b>	<b>105,87 \$/MWh</b>	-
<b>IPC Can</b>		
Augmentation d'un point de pourcentage	113,94 \$/MWh	7,6%
Diminution d'un point de pourcentage	98,76 \$/MWh	-6,7%
<b>Mazout</b>		
Augmentation de 50%	106,68 \$/MWh	0,8%
Diminution de 50%	105,07 \$/MWh	-0,8%

8

## 11 DÉMONSTRATION QUE LES CARACTÉRISTIQUES DES CONTRATS APPROUVÉES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT SONT RESPECTÉES

9 Les présents contrats soumis à la Régie respectent les caractéristiques des contrats  
10 approuvées dans l'état d'avancement du Plan d'approvisionnement 2008-2017  
11 (31 octobre 2008). Ainsi, la date garantie de début des livraisons pour tous les contrats  
12 est le 1<sup>er</sup> décembre 2012.

## 12 SUITES DONNÉES PAR LE DISTRIBUTEUR AU RAPPORT DE CONSTATATIONS DE LA RÉGIE

13 Dans son rapport de constatations du 29 avril 2010, la Régie a constaté que l'appel  
14 d'offres A/O 2009-01 est conforme à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les*

- 1 *achats d'électricité* et que les dispositions du *Code d'éthique sur la gestion des appels*
- 2 *d'offres* ont été respectées durant le déroulement de l'appel d'offres.