

**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**

1. INTRODUCTION

La méthodologie d'évaluation retenue a mené à la sélection de la combinaison de contrats la moins coûteuse et ce, dans le respect des autres critères définis au document d'appel d'offres ainsi que dans le Plan d'approvisionnement. Cette méthodologie est expliquée dans le présent document.

L'application de la méthodologie a été supervisée par les firmes Samson Bélair/Deloitte & Touche et Merrimack Energy, comme en font foi les rapports ci-annexés (pièce HQD-2, document 6).

La procédure d'évaluation des offres implique trois étapes. La première était constituée d'une série d'exigences minimales qu'une soumission se doit de respecter afin de faire l'objet d'une évaluation dans les étapes ultérieures. La seconde et la troisième étapes impliquaient la sélection des offres les plus intéressantes et les moins coûteuses. À l'étape 2, les offres ont été évaluées individuellement et, à l'étape 3, elles ont été évaluées en combinaison les unes avec les autres.

2. ÉTAPE 1 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

À l'étape 1, chaque soumission était vérifiée pour s'assurer que les cinq exigences minimales suivantes étaient respectées :

- Le soumissionnaire devait démontrer qu'il avait acquis ou qu'il était en mesure d'acquérir le site du projet ou les droits d'usage sur ce site; au minimum, il devait présenter des lettres d'intention à cet effet.
- Le soumissionnaire devait identifier le montant des garanties à maintenir en vigueur pour son projet, et accepter de déposer des garanties respectant les exigences énoncées dans le document d'appel d'offres quant à leur nature et à leur valeur.
- Le soumissionnaire, ou ses sociétés affiliées, devait avoir une expérience dans le développement et dans l'exploitation d'au moins un projet de nature similaire à celui proposé, ce qui incluait l'expérience dans l'exploitation d'une chaudière produisant de la vapeur.
- Le procédé de production d'électricité proposé par le soumissionnaire devait avoir atteint une maturité technologique éprouvée, et les

équipements stratégiques utilisés pour produire de l'électricité devaient être disponibles sur une base commerciale.

- Les travaux de raccordement au réseau de transport pouvaient être complétés en temps pour débiter les livraisons au plus tard le 1^{er} mars 2008, ce qui devait être confirmé par TransÉnergie.

Aucune soumission n'a été rejetée à cette étape.

3. ÉTAPE 2 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

À l'étape 2, les soumissions étaient évaluées en fonction de cinq (5) critères, dont le coût de l'électricité qui comptait pour 60% du total des points. Les autres critères étaient la solidité financière du soumissionnaire, son expérience pertinente, la faisabilité du projet et la flexibilité de l'offre.

3.1 Procédure d'évaluation

- Chaque soumission a été analysée indépendamment des autres soumissions pour chacun des cinq (5) critères identifiés au document d'appel d'offres.
- Lorsqu'une soumission comportait des variantes, chacune des variantes a été évaluée au même titre que l'offre principale.
- Pour un critère donné, c'est la même personne qui a évalué toutes les soumissions, de façon à assurer une uniformité de traitement.
- Pour chaque critère (ou sous-critère), une méthode d'évaluation a été élaborée à l'avance et revue par les firmes Samson Bélair/Deloitte & Touche et Merrimack Energy.
- Six (6) soumissions ont été retenues pour analyse. Ces soumissions comportaient onze (11) offres différentes (une variante étant comptée comme une offre).
- Les évaluations ont été revues par le consultant Merrimack Energy afin d'assurer l'indépendance du processus.

3.2 Critère monétaire

3.2.1 Méthodologie de base

- La comparaison des offres reçues a été effectuée sur la base du coût unitaire actualisé (real levelized cost). Ce concept est équivalent à celui de l'annuité croissante, soit le coût (en dollars de 2008 dans le cas présent) qui, indexé à l'inflation prévue, conduit à la même valeur actualisée que l'ensemble des coûts attribuables à une soumission en appliquant les indices propres à cette dernière.
- Les éléments pris en compte dans les analyses économiques sont les suivants :
 - Les composantes de la formule de prix proposée dans la soumission ;
 - Les coûts de transport applicables fournis par TransÉnergie, lesquels incluent le coût du poste de départ de la centrale, les coûts de raccordement, les frais de renforcement du réseau, le taux de pertes électriques et le coût évité d'investissements futurs en transport, s'il y a lieu ;
 - La valeur des livraisons mensuelles par rapport aux livraisons annuelles.
- Le coût unitaire actualisé était constitué de la somme des éléments de coûts énumérés ci-dessus.
- Un maximum de 60 points a été accordé au critère monétaire. La soumission offrant le coût le plus faible a reçu le maximum de points. Le pointage accordé aux autres soumissions a été déterminé comme suit :

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

3.2.2 Hypothèses utilisées pour l'analyse économique

- Lors du lancement de l'appel d'offres, le Distributeur avait publié une liste d'indices admissibles dans les formules de prix. Pour chacun de ces indices, le Distributeur disposait de prévisions effectuées par des organismes externes à Hydro-Québec. Les sources de prévision choisies sont demeurées confidentielles pour tous les soumissionnaires potentiels.

- Au cours du processus d'évaluation, les prévisions de certains indices ont été révisées afin de tenir compte des données disponibles les plus récentes. Les données originales et les données révisées sont présentées à l'annexe technique #1.
- Conformément au document d'appel d'offres, un ajustement a été apporté au coût des livraisons en base mensuelles, pour refléter leur intérêt moindre par rapport aux livraisons en base annuelles.
- Le taux nominal d'actualisation utilisé pour les analyses était de 7,06 %. Il correspond à celui recalculé en fonction des décisions de la Régie de l'énergie, dans le cadre de la phase I du dossier tarifaire.

3.3 Critères non monétaires

Les critères suivants et leur pondération sont conformes à la décision D-2003-69 de la Régie relative aux ajustements à apporter à la grille de sélection pour l'évaluation des soumissions (notamment en ce qui a trait à l'absence d'une option de report dans le critère "Flexibilité").

3.3.1 Solidité financière

- Dix (10) points ont été accordés à la solidité financière. L'évaluation était basée sur la grille présentée à l'annexe 8 du document d'appel d'offres. Hydro-Québec Distribution a ainsi tenu compte de la cote de crédit du soumissionnaire ou de celle de sa société-mère ou, le cas échéant, de celle d'une société affiliée qui se portait garante des engagements du soumissionnaire.
- Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit pouvaient demander à Hydro-Québec Distribution de faire réaliser une évaluation de crédit par une agence spécialisée, ce qui a été fait dans certains cas. Les résultats de cette évaluation étaient pris en compte dans l'évaluation au même titre qu'une cote de crédit.
- Les soumissionnaires n'ayant pas de cote de crédit et dont les sociétés affiliées n'avaient pas de cote de crédit n'ont pas reçu de points pour la solidité financière s'ils n'ont pas fait réaliser d'évaluation de crédit.

3.3.2 Expérience pertinente

- Dix (10) points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante : six (6) points ont été accordés pour l'expérience antérieure du soumissionnaire, de ses sociétés affiliées, de ses partenaires, de ses consultants et fournisseurs à développer avec succès des projets similaires à celui proposé, et quatre (4) points pour l'expérience du personnel-clé du soumissionnaire.
- Pour l'expérience antérieure du soumissionnaire, de ses sociétés affiliées et de ses partenaires, trois (3) points ont été accordés pour l'expérience de développement de projets et deux (2) points pour l'expérience d'exploitation de projets. Un (1) point a été accordé pour l'expérience antérieure des consultants et fournisseurs du soumissionnaire. L'évaluation était basée sur le nombre de projets complétés ou exploités, et la puissance des équipements de production afférents.
- Pour l'expérience du personnel-clé, un point et demi (1,5) était accordé pour l'expérience en gestion de projet, un point (1) pour l'expérience en ingénierie, approvisionnement, construction et mise en route, et un point et demi (1,5) pour l'expérience en exploitation.
- Pour les fins de l'évaluation, l'exploitation d'une chaudière produisant de la vapeur était considérée comme étant une expérience dans l'exploitation d'un projet de production d'électricité.

3.3.3 Faisabilité du projet

- La faisabilité du projet a été évaluée selon les quatre sous-éléments qui suivent pour un total de quinze (15) points.
- Un (1) point a été accordé selon la complexité des travaux de raccordement au réseau. L'évaluation dépendait du délai estimé entre la date de fin prévue des travaux de raccordement et le 1^{er} octobre 2008, et était basée sur une analyse préparée par TransÉnergie pour chacun des projets.
- Deux (2) points ont été accordés pour la qualité du plan directeur présenté par chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le réalisme, la cohérence et la complétude de l'échéancier directeur, du

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

- Dix (10) points ont été accordés pour la qualité du plan d'approvisionnement en biomasse et en combustibles secondaires, répartis comme suit : trois (3) points pour le réalisme et la complétude de la stratégie d'approvisionnement, ainsi que pour la suffisance des quantités prévues de biomasse et autres combustibles; un (1) point pour l'adéquation des conditions prévues de transport de biomasse et autres combustibles; un (1) point pour la flexibilité en terme d'approvisionnement et de transport de biomasse et autres combustibles; trois (3) points pour l'appariement entre la stratégie d'approvisionnement et la formule de prix de la soumission; et deux (2) points pour l'expérience passée en approvisionnement de combustibles.
- Deux (2) points ont été accordés pour le plan d'obtention des autorisations environnementales. Les points ont été accordés en fonction du type de permis requis (Canada et Québec, Québec seulement, étude de répercussions seulement) et du réalisme du délai prévu par le soumissionnaire pour obtenir les permis requis. Dans tous les cas, un demi (0,5) point était accordé pour les soumissionnaires ayant entrepris ou prévu entreprendre des démarches auprès des milieux hôtes.

3.3.4 Flexibilité

- Au total, cinq (5) points ont été accordés à la flexibilité que pouvait apporter une soumission dans le portefeuille d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution. Deux (2) points ont été accordés aux options de devancement de la date de début des livraisons : plus la date de garantie de début des livraisons était hâtive et plus le nombre de points obtenus était élevé. Lorsque la date de garantie de début des livraisons se limitait au 1^{er} octobre 2008, sans que ne soit proposée d'option de devancement, le pointage accordé était de zéro (0). Trois (3) autres points étaient accordés au prix de l'électricité pour la période précédant le 1^{er} octobre 2008 : plus le prix était élevé par rapport à celui proposé pour la période postérieure à octobre 2008, moins le pointage accordé était élevé.

3.5 Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

Les résultats de l'étape 2 sont présentés dans l'annexe technique #2. Le total des offres acceptées à l'ouverture des soumissions (79 MW en excluant les variantes) n'atteint pas la quantité recherchée. Ainsi, toutes les offres devraient normalement être considérées à l'étape 3. Ce ne fut pas le cas dans le présent appel d'offres pour deux raisons tel que décrit ci-après.

3.5.1 Offres dominées

Compte tenu que certaines offres étaient mutuellement exclusives parce qu'elles faisaient partie de la même soumission (variantes), il a été possible d'éliminer certaines d'entre elles parce qu'elles étaient dominées en tout temps (leur coût étant supérieur à l'autre offre ou aux autres offres du soumissionnaire considéré): quatre (4) offres ont ainsi été éliminées.

3.5.2 Offres non concurrentielles

Par ailleurs, dans les offres restantes, des écarts de coûts substantiels ont été observés.

Ainsi, 75% des MW offerts l'étaient à un prix inférieur à 7,5 ¢/kWh, le reste étant offert à un prix supérieur à 8 ¢/kWh. De fait, le prix moyen de ce dernier groupe d'offres était égal à 8,7 ¢/kWh, ce qui représente un écart de plus de 25% par rapport au coût moyen des autres offres.

Dans les circonstances, Hydro-Québec Distribution a choisi de réduire les quantités recherchées dans l'appel d'offres comme le lui permet le document d'appel d'offres car les soumissions dont le coût total dépassait 8 ¢/kWh sont apparues non concurrentielles. Ceci laisse pour considération à l'étape 3 de la Procédure d'appel d'offres les soumissions suivantes :

- Kruger 16 MW
- Kruger 19 MW
- Bowater 20,4 MW
- Boralex 34,5 MW

4. ÉTAPE 3 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

Lors de l'étape 3 de l'analyse, le coût total des combinaisons incluant l'impact sur le coût de transport applicable a constitué l'unique critère de choix.

4.1 Formation des combinaisons

Pour l'étape 3 de la Procédure portant sur la formation de combinaisons de soumissions, il n'y avait donc que quatre (4) offres disponibles dont deux (2) étaient mutuellement exclusives:

- Kruger 16 MW
- Kruger 19 MW (dont 3 MW de livraisons en base mensuelles)
- Bowater 20,4 MW (dont 3,4 MW de livraisons en base mensuelles)
- Boralex 34,5 MW

Ainsi, seulement deux (2) combinaisons pouvaient être formées : ces deux (2) combinaisons différaient par la présence ou l'absence, dans l'offre de Kruger, de livraisons en base mensuelles. Les coûts d'intégration au réseau de transport ainsi que les taux de pertes ont été évalués par TransÉnergie pour les combinaisons retenues afin de tenir compte des interactions entre les différentes soumissions d'une même combinaison.

4.2 Analyse

Les livraisons mensuelles de Kruger ont la particularité qu'elles sont offertes en dehors des mois d'hiver. Or, une autre soumission, celle de Bowater, comporte des livraisons en base mensuelles, lesquelles sont disponibles uniquement pour les mois d'hiver. Toutefois, la soumission de Bowater porte sur une offre liée entre les livraisons annuelles et mensuelles.

Tel que mentionné précédemment, le coût des livraisons en base mensuelles devait être ajusté par des facteurs de correction mensuels afin de refléter le fait que de telles livraisons avaient une valeur moindre pour Hydro-Québec Distribution que les livraisons annuelles.

C'est la combinaison basée sur la variante de 16 MW de Kruger qui présentait le coût total le plus bas selon cette approche (la différence était toutefois minime, car elle était inférieure à 0,3%). En conséquence, la combinaison incluant cette variante aurait dû être retenue.

Cependant, les livraisons en base mensuelles de la soumission de Kruger étant disponibles seulement en dehors des mois d'hiver à hauteur d'une puissance qui atteint 3 MW, elles complètent les livraisons en base mensuelles de la soumission de Bowater lesquelles sont disponibles durant les mois d'hiver à hauteur d'une puissance qui atteint 3,4 MW. Ainsi, en acceptant les livraisons en base mensuelles de Kruger, on revalorise celles de Bowater puisque la combinaison des deux (2) offres a pour effet de transformer en livraisons annuelles (lesquelles ont plus de valeur pour Hydro-Québec Distribution), les livraisons en base mensuelles de Bowater :

Livraisons en base mensuelles (MW)												
	Jan	Fév	Mar	Avr	Mai	Jun	Jul	Aoû	Sep	Oct	Nov	Déc
Bowater	3,4	3,4	3,4	3,4	-	-	-	-	-	-	-	3,4
Kruger	-	-	-	1,0	2,0	3,0	3,0	3,0	2,0	1,0	-	-
Total	3,4	3,4	3,4	4,4	2,0	3,0	3,0	3,0	2,0	1,0	-	3,4

Un tel cas, soit deux soumissions dont les livraisons en base mensuelles se complèteraient pour former l'équivalent de livraisons en base annuelles, n'avait pas été prévu. Dans ces circonstances, la combinaison de soumissions formée avec la variante comportant des livraisons en base mensuelles pour la soumission de Kruger (19 MW) pouvait donc être évaluée sans appliquer aux livraisons en base mensuelles de Kruger et Bowater, les facteurs de correction mentionnés au deuxième paragraphe. La seule correction appliquée a consisté à ajuster les écarts de MW entre les mois par rapport à une valeur constante de 3 MW. Par conséquent, le coût de la combinaison comportant l'offre de Kruger de 19 MW est inférieur au coût de la combinaison incluant l'offre de Kruger de 16 MW par environ 0,9%. C'est donc la combinaison qui incluait la puissance la plus élevée offerte par Kruger qui a été retenue. Le résultat est présenté à l'annexe technique #3.

Les dates de devancement offertes par les soumissionnaires n'influençaient pas le choix de la combinaison puisque ces dates étaient les mêmes dans chaque combinaison.

4.3 Choix des soumissionnaires

La combinaison retenue présentant le coût total le plus bas est formée des soumissionnaires suivants:

- Kruger Inc 19 MW (16 MW en base annuelle et jusqu'à 3 MW en base mensuelle);

- Bowater 20,4 MW (17 MW en base annuelle et jusqu'à 3,4 MW en base mensuelle);
- Boralex 34,5 MW en base annuelle.

Aucune soumission n'a été retenue pour constituer une liste de relève puisque toutes les soumissions dont le coût était concurrentiel ont été retenues pour compléter un contrat.

Par la suite, Boralex et Hydro-Québec Distribution n'ayant pu en venir à une entente, deux contrats ont été signés pour un total de 39,4 MW. Le coût total de ces deux contrats est de 242 \$ millions (\$ actualisés 2008).

Le prix de revient sur 20 ans, incluant les coûts associés au transport et les pertes électriques, exprimé en annuité croissante 2008 est de 6,7 ¢/kWh.

4.3 Sensibilité

Une analyse de sensibilité réalisée sur un indice utilisé dans les formules de prix incluses dans les contrats, soit l'indice des prix à la consommation, indique qu'une modification de la croissance dudit indice d'un point de pourcentage à chacune des années pendant 20 ans affecte le prix de revient à la baisse ou à la hausse par environ 5%.

ANNEXE TECHNIQUE #1

Paramètres économiques de l'A/O 2003-01

Tableau des indices
avant révision

	Taux de change	IPC (2002 = 1)		Déflateur du PIB (2002 = 1)		Taux d'actualisation nominal
	\$CA / \$US	Canada	US	Canada	US	
						7,06%
déc-02		1,012				Taux d'inflation à long terme
janv-03		1,020				
2001	1,548					2,00%
2002	1,570	1,000	1,000	1,000	1,000	Taux d'actualisation réel
2003	1,423	1,030	1,022	1,032	1,015	
2004	1,399	1,043	1,034	1,039	1,030	4,96%
2005	1,415	1,060	1,054	1,055	1,051	
2006	1,394	1,080	1,074	1,070	1,073	
2007	1,381	1,102	1,097	1,088	1,096	
2008	1,367	1,124	1,121	1,107	1,121	
2009	1,365	1,146	1,147	1,128	1,148	
2010	1,352	1,169	1,176	1,150	1,177	
2011	1,339	1,193	1,209	1,172	1,210	
2012	1,326	1,217	1,243	1,194	1,244	
2013	1,313	1,241	1,279	1,217	1,280	
2014	1,300	1,266	1,319	1,240	1,320	
2015	1,287	1,291	1,361	1,263	1,361	
2016	1,275	1,317	1,403	1,287	1,402	
2017	1,262	1,343	1,448	1,312	1,446	
2018	1,250	1,370	1,496	1,337	1,494	
2019	1,238	1,397	1,547	1,362	1,544	
2020	1,226	1,425	1,601	1,388	1,596	
2021	1,193	1,454	1,657	1,414	1,650	
2022	1,193	1,483	1,715	1,441	1,706	
2023	1,193	1,513	1,776	1,469	1,763	
2024	1,193	1,543	1,840	1,496	1,822	
2025	1,193	1,574	1,906	1,525	1,884	
2026	1,193	1,605	1,975	1,554	1,948	
2027	1,193	1,637	2,047	1,583	2,014	
2028	1,193	1,670	2,121	1,613	2,081	

Paramètres économiques de l'A/O 2003-01

Tableau des indices (version révisée en cours de processus d'analyse des soumissions)

	Taux de change	IPC (2002 = 1)		Déflateur du PIB (2002 = 1)		Taux d'actualisation nominal
	\$CA / \$US	Canada	US	Canada	US	
						7,06%
déc-02		1,012				Taux d'inflation à long terme 2,00%
janv-03		1,020				
2001	1,548					Taux d'actualisation réel 4,96%
2002	1,570	1,000	1,000	1,000	1,000	
2003	1,410	1,027	1,022	1,032	1,015	
2004	1,332	1,037	1,034	1,039	1,030	
2005	1,303	1,054	1,054	1,055	1,051	
2006	1,277	1,074	1,074	1,070	1,073	
2007	1,256	1,095	1,097	1,088	1,096	
2008	1,237	1,117	1,121	1,107	1,121	
2009	1,221	1,140	1,147	1,127	1,148	
2010	1,208	1,162	1,176	1,149	1,177	
2011	1,196	1,186	1,209	1,171	1,210	
2012	1,185	1,209	1,243	1,193	1,244	
2013	1,176	1,234	1,279	1,215	1,280	
2014	1,168	1,258	1,319	1,239	1,320	
2015	1,162	1,283	1,361	1,262	1,361	
2016	1,156	1,309	1,403	1,286	1,402	
2017	1,150	1,335	1,448	1,310	1,446	
2018	1,146	1,362	1,496	1,335	1,494	
2019	1,142	1,389	1,547	1,361	1,544	
2020	1,138	1,417	1,601	1,387	1,596	
2021	1,128	1,445	1,657	1,413	1,650	
2022	1,128	1,474	1,715	1,440	1,706	
2023	1,128	1,504	1,776	1,467	1,763	
2024	1,128	1,534	1,840	1,495	1,822	
2025	1,128	1,564	1,906	1,523	1,884	
2026	1,128	1,596	1,975	1,552	1,948	
2027	1,128	1,628	2,047	1,582	2,014	
2028	1,128	1,660	2,121	1,612	2,081	

La prévision de taux de change a été révisée sur tout l'horizon.

Le déflateur du PIB du Canada a été révisé pour l'année 2009.

L'IPC Canada a été révisé pour les années 2003

ANNEXE TECHNIQUE #2

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

Projet (MW)	Coût de l'électricité		Solidité financière / 10	Expérience pertinente / 10	Faisabilité du projet					Flexibilité / 5	TOTAL / 100
	Coût Global \$2008 / MWh *	Score / 60			Raccordement au réseau / 1	Plan directeur de réalisation / 2	Plan approv. en biomasse / 10	Autorisations environnement / 2	sous-total / 15		
Kruger - Sherbrooke (19 MW)				5,75	1,00	2,00	7,50	0,75	11,25	4,50	
Bowater - Gatineau (20,4 MW)				3,50	1,00	1,00	7,50	2,00	11,50	5,00	
				0,40	1,00	0,00	0,50	1,50	3,00	5,00	
				10,00	1,00	1,00	7,50	1,50	11,00	4,50	
				6,95	1,00	1,00	5,50	1,60	9,10	5,00	
				7,80	1,00	2,00	4,00	0,75	7,75	3,75	
				0,40	1,00	0,00	0,50	1,50	3,00	5,00	
				7,80	1,00	2,00	4,00	0,75	7,75	3,75	
				5,75	1,00	2,00	7,50	0,75	11,25	4,50	
				6,95	1,00	1,00	5,00	0,35	7,35	5,00	
				0,40	1,00	0,00	0,50	1,50	3,00	5,00	

* Le coût moyen des deux projets ayant mené à un contrat est de 6,7 ¢/kWh; celui des offres non concurrentielles est de 8,7 ¢/kWh

ANNEXE TECHNIQUE #3

COMBINAISONS ANALYSÉES À L'ÉTAPE 3

Combinaison 1

Kruger 16 MW
Bowater 20,4 MW
Boralex 34,5 MW

INDICE DE COÛT : 100

Combinaison 2

Kruger 19 MW
Bowater 20,4 MW
Boralex 34,5 MW

INDICE DE COÛT : 99,1