

329

DB26

Projet de stockage de gaz naturel liquéfié
et de regazéification à Bécancour

6211-19-025

**DEMANDE D'APPROBATION DU PROTOCOLE
D'ENTENTE VISANT LA SUSPENSION TEMPORAIRE
DES ACTIVITÉS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA
CENTRALE DE BÉCANCOUR ET DE L'ENTENTE FINALE
ENTRE HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION ET
TRANSCANADA ENERGY**

Table des matières

1	CONTEXTE	5
2	DESCRIPTION DE L'ENTENTE	7
2.1	LES COÛTS.....	7
2.1.1	<i>Coûts associés à TCE</i>	<i>8</i>
2.1.2	<i>Coûts associés au transport et à la distribution de gaz.....</i>	<i>8</i>
2.1.3	<i>Coût de remplacement de la puissance</i>	<i>8</i>
2.2	RISQUES RÉSIDUELS.....	9
2.2.1	<i>Évolution du tarif Gaz Métro</i>	<i>9</i>
2.2.2	<i>Coûts de production de la vapeur.....</i>	<i>10</i>
3	JUSTIFICATION DU SCÉNARIO DE SUSPENSION.....	11
3.1	RÉSULTATS DES DERNIERS APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR	12
3.2	HAUSSE DES QUANTITÉS D'ÉNERGIE EN SURPLUS	13
3.3	COÛT DU SCÉNARIO DE REVENTE.....	14
3.4	COMPARAISON DES DEUX SCÉNARIOS.....	16
3.5	LES RISQUES DE MARCHÉ.....	17
3.6	LES RISQUES LIÉS À LA DEMANDE	18
3.7	AUTRES ÉLÉMENTS DE JUSTIFICATION DE L'ENTENTE	18

1 CONTEXTE

1 Depuis le dépôt à la Régie de l'énergie (la «Régie») du dernier état
2 d'avancement du Plan d'approvisionnement 2005-2014, en octobre 2006,
3 l'équilibre énergétique a évolué considérablement. Le Distributeur prévoyait alors
4 faire face à des surplus énergétiques de 1,2 TWh en 2008. Cette estimation des
5 surplus était basée sur une prévision des besoins de 188,1 TWh.

6 Au dossier tarifaire 2008-2009¹, la prévision de la demande indique que les
7 besoins en énergie du Distributeur devaient atteindre 185,4 TWh en 2008, soit
8 une baisse de 2,7 TWh par rapport à ceux présentés dans l'état d'avancement
9 2006. Cette baisse était surtout attribuable aux secteurs industriels,
10 principalement le secteur des pâtes et papiers et à la fermeture de l'usine de
11 Norsk Hydro. Les surplus énergétiques étaient alors prévus à 3,9 TWh.

12 La récente prévision de la demande présentée dans le Plan d'approvisionnement
13 2008-2017 du Distributeur, établit maintenant les besoins en énergie à
14 183,8 TWh en 2008. Il s'agit d'une baisse additionnelle de 1,6 TWh par rapport à
15 la prévision des besoins présentée dans le dossier tarifaire 2008-2009. La
16 faiblesse persistante du secteur des pâtes et papiers explique essentiellement
17 cette autre révision à la baisse. Les surplus énergétiques sont maintenant
18 estimés à 5,6 TWh pour l'année 2008. Il s'agit d'une hausse considérable par
19 rapport à la situation qu'entrevoit le Distributeur à l'automne 2006.

20 Pour rétablir son équilibre énergétique pour l'année 2008, le Distributeur a
21 entrepris de contacter ses deux plus importants fournisseurs, soit Hydro-Québec
22 Production et TransCanada Energy (TCE) afin de résoudre cette problématique à
23 des conditions commerciales mutuellement acceptables. À eux seuls, ces deux

¹ Dossier R-3644-2007.

1 fournisseurs procurent plus de 90 % de la contribution énergétique attendue de
2 l'ensemble des contrats d'approvisionnement du Distributeur au-delà de
3 l'électricité patrimoniale.

4 Cette démarche est identique à celle entreprise pour l'année 2007 lorsque le
5 Distributeur avait exploré avec ces mêmes contreparties l'opportunité de
6 suspendre leur production. Les négociations avaient alors échouées avec TCE,
7 mais avaient permis de conclure une entente visant la suspension temporaire
8 des contrats signés avec Hydro-Québec Production. Cette entente n'avait
9 toutefois pas été acceptée par la Régie.

10 Pour 2008, Hydro-Québec Production a refusé d'entreprendre de nouvelles
11 négociations. Par contre, le Distributeur est parvenu à conclure une entente de
12 principe («l'entente») d'un an renouvelable avec TransCanada Energy visant la
13 suspension des livraisons d'énergie pour l'année 2008. Les parties ont convenu
14 de signer une entente finale conforme à l'entente de principe au plus tard le 1^{er}
15 décembre 2007.

16 L'intérêt de cette entente a pu être mesuré à la lumière de l'expérience de
17 l'année 2007, où le Distributeur a revendu d'importantes quantités d'énergie
18 (près de 4 TWh) sur les marchés de court terme. En effet, depuis le début de
19 mars 2007 le Distributeur a procédé à huit (8) appels d'offres couvrant les mois
20 de mars à octobre 2007.

21 Le Distributeur est donc maintenant plus en mesure d'apprécier l'impact que peut
22 avoir la revente de quantités importantes d'énergie sur les marchés.

2 DESCRIPTION DE L'ENTENTE

1 L'entente vise l'arrêt temporaire de la production d'électricité à la centrale de
2 Bécancour pour l'année 2008. Elle prévoit que le Distributeur peut se prévaloir
3 d'une option de prolongation d'un an applicable à l'année 2009. Cette option doit
4 cependant être exercée au plus tard le 1^{er} juillet 2008.

5 L'entente conclue entre le Distributeur et TCE constitue une entente accessoire
6 axée sur des dispositions temporaires afin de faire face à une situation
7 exceptionnelle. Elle ne modifie pas le contrat d'approvisionnement («le contrat»)
8 conclu entre les deux parties le 10 juin 2003. La composante fixe de la formule
9 de prix (prime de puissance) continuera d'être versée mensuellement, les
10 mécanismes d'indexation prévus au contrat continueront de s'appliquer et la
11 durée du contrat demeure inchangée.

12 Compte tenu que la contribution énergétique attendue de la centrale de TCE est
13 estimée à 4,3 TWh en 2008, l'entente permettra au Distributeur de disposer de
14 près de 80 % des surplus énergétiques anticipés. La composante variable de la
15 formule de prix associée à la livraison d'énergie sera pour sa part, remplacée par
16 deux des composantes de coûts présentées plus bas, soit les coûts associés à
17 TCE ainsi que les coûts associés aux composantes fixes de transport et de
18 distribution de gaz naturel.

2.1 Les coûts

19 Les coûts liés à la suspension des livraisons d'énergie de TCE sont constitués
20 de trois éléments : les coûts associés à TCE, les coûts associés aux
21 composantes fixes de transport et de distribution de gaz naturel et les coûts de

1 remplacement de la puissance. Ces coûts s'ajoutent au montant que le
2 Distributeur continuera de payer à TCE correspondant à la prime de puissance.

2.1.1 Coûts associés à TCE

3 Ces coûts représentent les pertes économiques que TCE assumera en
4 procédant à l'arrêt de la production d'électricité à la centrale de Bécancour. En
5 effet, en considérant que le contrat de TCE est du type « take or pay », l'entente
6 vise à compenser TCE pour tout manque à gagner entraîné par l'arrêt de la
7 centrale ou encore de tout surcoût relié à l'arrêt, comme l'alimentation du client
8 vapeur, approvisionné normalement par la centrale. Ces coûts sont
9 présentement estimés à 40,8 M\$ et représentent le coût de remplacement de la
10 production de vapeur, la perte de revenus de TCE et les coûts additionnels
11 engendrés par la remise en exploitation de la centrale.

2.1.2 Coûts associés au transport et à la distribution de gaz

12 Pour alimenter la centrale en gaz naturel, TCE a pris des engagements fermes
13 de transport et de distribution de gaz. Les coûts nets relatifs à ces engagements
14 seront assumés par le Distributeur et sont estimés à 10,9 M\$. Ces coûts
15 intègrent donc la valeur de revente des capacités de transport.

2.1.3 Coût de remplacement de la puissance

16 Pour respecter le critère de fiabilité en puissance du Distributeur, l'arrêt de la
17 centrale de TCE nécessitera des achats de puissance de 500 MW pour les mois
18 de janvier et février 2008. Le Distributeur évalue ce coût à 2,5 M\$. L'estimation
19 du coût de la puissance additionnelle est basée sur le signal de coût évité utilisé
20 par le Distributeur pour la puissance, soit de 10 \$/kW-an (ou 2,5 \$kW-mois). Ce
21 signal de coût évité demeure valide et est même conservateur par rapport aux

1 résultats des récents encans du NYISO pour la période de 6 mois s'échelonnant
2 du 1^{er} novembre 2007 au 30 avril 2008.²

3 Le tableau 1 présente les coûts de l'option de suspension.

4 **Tableau 1**
5 **Coûts de l'option de suspension**

	En M\$
Pertes économiques de TCE	40,8
Engagements relatifs au transport et distribution de gaz naturel	10,9
Coûts de remplacement de la puissance	2,5
Total	54,2

2.2 Risques résiduels

6 Certains risques résiduels associés à l'entente demeureront sous la
7 responsabilité du Distributeur.

2.2.1 Évolution du tarif Gaz Métro

8 Dans l'éventualité où le tarif de distribution de Gaz Métro serait affecté par la
9 baisse du volume de gaz naturel transporté sur le réseau de distribution de Gaz
10 Métro par suite de l'arrêt de la centrale de Bécancour, le Distributeur indemniser
11 TCE de cette majoration du tarif de distribution de Gaz Métro. Ce risque est fort
12 limité dans la mesure où le Distributeur l'estime à 55 000 \$ pour une année
13 complète et seulement 14 000 \$ pour 2008, correspondant à la période du 1^{er}
14 octobre au 31 décembre. L'annexe 1 présente les résultats détaillés ayant menés

² Voir <http://www.nyiso.com/public/products/icap/auctions.jsp?auction=Winter-2007-2008>.

1 à cette estimation. La mesure précise de cet impact sera établie à partir des
2 données produites par Gaz Métro sur l'impact de l'arrêt de la centrale de
3 Bécancour sur ses tarifs.

2.2.2 Coûts de production de la vapeur

4 TCE devra alimenter un client vapeur, et ce, malgré l'arrêt de la production
5 d'électricité. La compensation versée à TCE tient compte que cette dernière doit
6 engager des dépenses additionnelles pour s'acquitter de cette obligation
7 contractuelle. L'entente prévoit que le Distributeur assumera également les
8 risques associés à ces coûts, soit les fluctuations du prix du gaz naturel et des
9 variations du volume de vapeur livré au client. Au moment de la signature de
10 l'entente, les deux parties ont convenu d'un montant reflétant les conditions de
11 marché du gaz naturel et une estimation des besoins de vapeur du client de
12 TCE. Ce coût peut donc fluctuer à la hausse ou à la baisse.

13 Pour ce qui est du risque relié au prix du gaz, le Distributeur a l'option de fixer ce
14 risque au moment de la signature de l'entente finale.

15 Selon les informations disponibles à la signature de l'entente, il n'y a pas
16 d'indications à l'effet que les volumes de vapeur seront significativement
17 différents du volume prévu. Une variation de 1 % du volume de vapeur, à la
18 hausse ou à la baisse, entraînerait une variation du coût de production de la
19 vapeur d'environ 240 K\$.

3 JUSTIFICATION DU SCÉNARIO DE SUSPENSION

1 Pour évaluer l'intérêt économique de l'entente, le Distributeur a procédé à
2 l'analyse du scénario alternatif consistant à revendre sur les marchés de court
3 terme l'électricité produite par la centrale de TCE.

4 Pour ce faire, le coût de l'énergie du contrat de TCE a été évalué à partir de la
5 formule de prix prévu au contrat et des prix à terme du gaz naturel pour l'année
6 2008 («Calendar 2008»).

7 Afin d'évaluer les revenus anticipés de la revente d'énergie sur les marchés de
8 court terme, le Distributeur a utilisé les prix à terme de l'électricité sur son
9 principal marché de référence, soit celui de New York. Le marché de New York
10 est le plus accessible pour le Distributeur compte tenu des contraintes de
11 transport pour accéder aux réseaux voisins. De plus, l'interconnexion avec l'État
12 de New York (MASS) est celle qui offre le maximum de disponibilité sur une base
13 annuelle. Par ailleurs, à la lumière de l'expérience de 2007, le marché de la
14 Nouvelle-Angleterre ne s'avère pas être un marché accessible pour la plupart de
15 nos contreparties.

16 Le prix de « base » pour la revente d'énergie est celui du marché de New York à
17 la zone M. Ce prix est établi à partir des prix à terme sur le marché de New York
18 à la zone A, plus un différentiel («basis») entre la zone A et M. Ce différentiel est
19 obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés. À ce prix,
20 sont ensuite soustraits les frais de courtage, les frais de transit sur le réseau de
21 New York et les pertes sur le réseau de TransÉnergie.

22 Dans le dossier tarifaire 2008-2009, le Distributeur avait retenu un écart de prix
23 de 3 \$/MWh par rapport aux prix à terme affichés pour évaluer ses revenus de
24 revente. Cette évaluation avait été faite au début de l'été 2007, soit avant que le

1 Distributeur n'ait complété tous ses appels d'offres pour l'année 2007. À ce
2 moment-là, le Distributeur constatait que pour les appels d'offres tenus du mois
3 d'avril au mois d'août, les contreparties offraient des prix qui étaient en moyenne
4 inférieurs de 3,4 \$/MWh aux prix à terme affichés, et ce, en tenant compte des
5 offres permettant d'octroyer tous les blocs offerts.³

6 Le Distributeur retient maintenant un écart de 5 \$/MWh par rapport au prix à
7 terme affichés. Les résultats des derniers appels d'offres effectués à l'automne
8 2007 et la hausse des quantités d'énergie en surplus justifient un écart de prix de
9 5 \$/MWh.

3.1 Résultats des derniers appels d'offres du Distributeur

10 Les deux derniers appels d'offres du Distributeur ont été réalisés à l'automne et
11 portaient sur la revente d'énergie pour une portion du mois de septembre et du
12 mois d'octobre. Dans l'ensemble, ces appels d'offres ont donné des résultats
13 intéressants. Cependant, ces résultats reposent sur une seule contrepartie, soit
14 Hydro-Québec Production, tous les blocs offerts lors de ces deux appels d'offres
15 lui ayant été octroyés. En fait, sans cette contrepartie, il n'aurait pas été possible
16 d'octroyer tous les blocs offerts compte tenu du faible nombre d'offres déposées
17 par les autres contreparties. Le Distributeur aurait été dans une situation où il
18 aurait dû réduire l'utilisation de son produit cyclable, dont le coût variable est de
19 41 \$/MWh.

20 Lors des appels d'offres réalisés au cours des mois d'avril à août 2007, la
21 participation d'Hydro-Québec Production a aussi contribué fortement à soutenir
22 les prix. En effet, si Hydro-Québec Production n'avait pas participé à ces appels

³ Une justification complète a été produite en réponse à la question 18.1 de la demande de renseignements no. 1 de la Régie, dossier R-3644-2007, HQD-15, document 1.

1 d'offres, le prix moyen des offres retenues aurait été inférieur de 8 \$US/MWh aux
2 prix à terme affichés.

3 Compte tenu de l'importance d'Hydro-Québec Production dans les résultats des
4 appels d'offres du Distributeur au cours de 2007, le Distributeur a contacté cette
5 dernière afin de connaître ses intentions relatives aux appels d'offres du
6 Distributeur en 2008. À cet égard, Hydro-Québec Production a annoncé au
7 Distributeur qu'elle ne prévoyait pas pour l'année 2008, participer à ses éventuels
8 appels d'offres pour la revente de surplus. La lettre est présentée à l'annexe 2.

3.2 Hausse des quantités d'énergie en surplus

9 Le deuxième facteur qui supporte la prise en compte d'un écart de 5 \$/MWh par
10 rapport au prix de marché est la capacité limitée des marchés limitrophes à
11 absorber des quantités importantes d'énergie provenant du Québec.
12 L'expérience de 2007 a démontré que des volumes importants d'énergie
13 provenant du Québec peuvent avoir un impact significatif sur les prix de marché
14 du NYISO, notamment dans la zone M.

15 Dans le dossier tarifaire 2008-2009, les surplus étaient estimés à près de 4 TWh,
16 ce qui représente en moyenne 450 MW sur une base annuelle. Les surplus sont
17 maintenant estimés à 5,6 TWh, soit l'équivalent de près de 650 MW sur une base
18 annuelle.

19 De plus, le Distributeur n'est pas le seul utilisateur des interconnexions. Les
20 documents déposés par TransÉnergie dans le dossier R-3640-2007 permettent
21 de constater que les besoins de transport pour le service point à point de court
22 terme sont en hausse d'environ 3 TWh en 2008, pour se situer à près 19 TWh.
23 Compte tenu que les besoins du Distributeur présentés dans le dossier tarifaire
24 2008-2009 atteignaient près de 4 TWh, le Distributeur peut présumer qu'une

1 utilisation importante des interconnexions serait faite par des tiers, pour
2 l'équivalent de près de 15 TWh.

3 Ces besoins importants de transit attendus sur les interconnexions en 2008
4 laissent présager une concurrence accrue sur les marchés limitrophes qui n'est
5 pas à l'avantage du Distributeur compte tenu de l'ampleur de ses surplus
6 énergétiques. Depuis le dépôt du dossier tarifaire de TransÉnergie, les surplus
7 du Distributeur ont été revus à la hausse de 1,7 TWh. C'est donc près de
8 21 TWh qui devraient être transités sur les interconnexions en 2008 ou
9 l'équivalent de 2 400 MW sur une base annuelle si la centrale de TCE demeurerait
10 en opération. Ces quantités représenteraient une augmentation de plus de 75 %
11 (ou environ 10 TWh) par rapport aux volumes transités en 2005 et 2006⁴.

12 Ces éléments additionnels renforcent l'utilisation d'un signal de prix de marché
13 qui intègre un écart de 5 \$/MWh par rapport aux prix à terme affichés pour la
14 revente d'énergie sur les marchés de court terme pour l'année 2008.

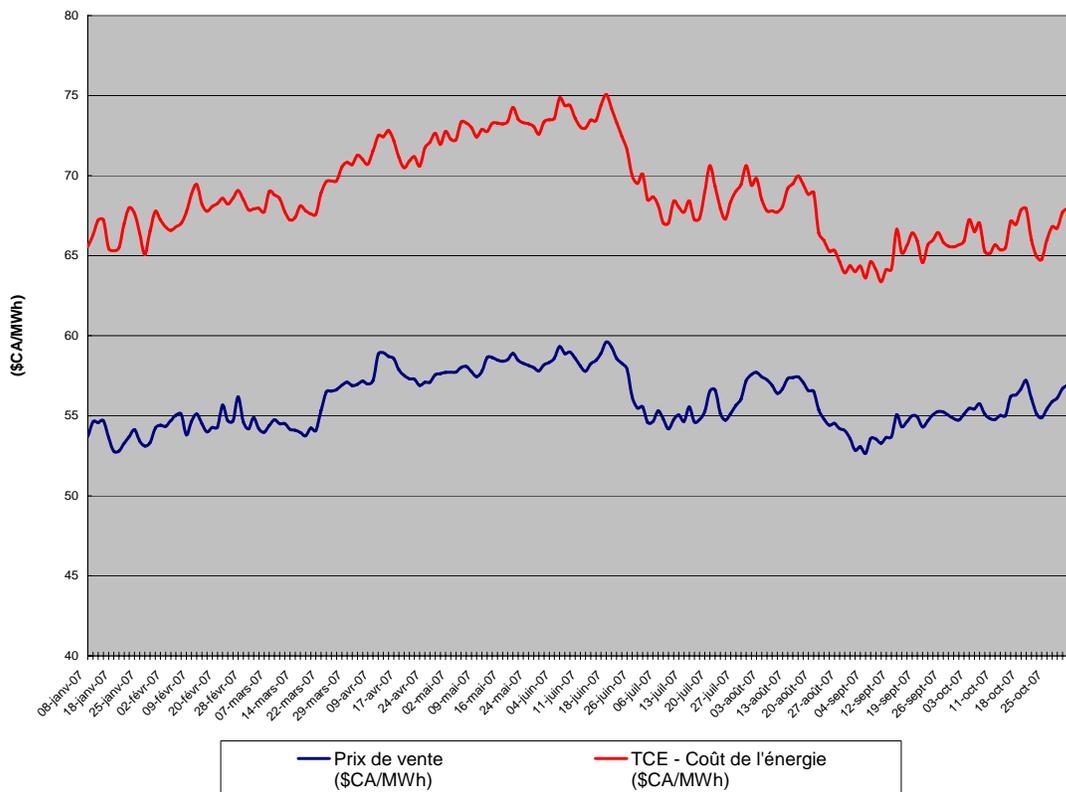
3.3 Coût du scénario de revente

15 Le coût du scénario de revente a donc été établi par la différence entre les
16 revenus espérés de la revente sur les marchés de court terme et le coût de
17 l'énergie de TCE. Cette évaluation s'applique à un volume d'énergie de 4,3 TWh,
18 soit la contribution énergétique attendue de TCE en 2008. Cette évaluation
19 intègre les écarts de prix par rapport aux prix de marché affichés.

⁴ Source : dossier R-3640-2007, HQT-10, document 1, p. 18.

1 Par ailleurs, afin de réduire l'impact des fluctuations des prix à terme sur
 2 l'évaluation et d'éviter de s'appuyer sur des évaluations ponctuelles, le
 3 Distributeur a utilisé un écart de prix à terme de l'électricité et du gaz naturel
 4 reflétant la moyenne historique couvrant la période du 8 janvier 2007 au 31
 5 octobre 2007. Le graphique 1 présente l'évolution des prix de revente estimés et
 6 du prix de l'énergie du contrat de TCE en fonction de ces prix à terme. En aucun
 7 cas, l'option de revente d'énergie sur les marchés de court terme n'aurait été
 8 avantageuse lorsqu'elle est comparée au coût de l'énergie de TCE.

9 **Graphique 1**
 10 **Évolution des prix de revente et du prix de l'énergie de TCE**



11

1 Les résultats de l'évaluation sont présentés au tableau 2. Ces résultats indiquent
2 que le Distributeur subirait une perte de l'ordre de 56 M\$ s'il prenait possession
3 des livraisons d'énergie provenant de la centrale de TCE et qu'il revendait cette
4 énergie sur les marchés de court terme⁵. Cette évaluation prend en considération
5 les achats additionnels d'énergie en raison de l'absence de la production
6 d'électricité de la centrale de TCE, spécifiquement pendant les mois d'hiver.
7 L'annexe 3 présente le profil des approvisionnements additionnels requis en
8 fonction des deux scénarios étudiés, soit le scénario de revente (avec TCE) et le
9 scénario de suspension (sans TCE).

10
11

Tableau 2
Coût du scénario de revente

Scénario de revente	En M\$
Revenus de la revente sur les marchés	240
Coûts de l'énergie de TCE	296
Coûts du scénario de revente	56

3.4 Comparaison des deux scénarios

12 La comparaison des deux scénarios présentée au tableau 3 indique un gain de
13 2 M\$ favorable au scénario de suspension par rapport au scénario de revente.

⁵ Le détail des hypothèses utilisées est présenté à l'annexe 4.

1
2

Tableau 3
Comparaison des scénarios

	En M\$
Coût du scénario de suspension	54
Coût du scénario de revente	56
Écart	+ 2

3

4 Ce gain de 2 M\$ doit de plus être apprécié à la lumière du conservatisme des
5 hypothèses retenues par le Distributeur et des importants risques qui subsistent.

3.5 Les risques de marché

6 Les conditions du marché de l'énergie sont susceptibles à elles seules,
7 d'accroître ce gain de 2 M\$. Premièrement, le Distributeur estime que le coût de
8 l'option de revente pourrait dépasser le coût estimé de 56 M\$ compte tenu du
9 **faible nombre de participants** lors de ses derniers appels d'offres. Selon les
10 résultats présentés à la section 3.1, l'écart de prix par rapport aux prix à terme
11 affichés pourrait facilement atteindre 8 \$/MWh, ce qui se traduirait par un coût
12 additionnel de près de **13 M\$**. Aussi, les évaluations des prix de marché pour
13 2008 sont basées sur un différentiel historique entre la zone A et M du NYISO.
14 Or, les conditions du marché en 2007 ont réduit ce **différentiel** de plus de
15 2 \$/MWh, alors qu'il se situe en moyenne à 5,5 \$/MWh sur une base historique.
16 Si les mêmes conditions devaient se produire en 2008, la revente sur les
17 marchés générerait **10 M\$** de moins que le scénario évalué.

3.6 Les risques liés à la demande

1 Conformément à ses pratiques, le Distributeur a basé ses évaluations sur un
2 scénario moyen de la demande. Toutefois, dans un contexte de surplus, le
3 Distributeur est plus sensible à un aléa à la baisse. Si cela devait être le cas, il
4 est clair que l'arrêt de la production de TCE serait encore plus avantageux,
5 puisque l'impact marginal sur les prix de tout surplus additionnel serait nettement
6 plus important que les scénarios évalués pour l'instant.

7 De la même façon, des conditions climatiques au-dessus des normales
8 saisonnières exposerait le Distributeur à un risque accru en augmentant les
9 surplus. À titre illustratif, les températures froides des mois de février à avril 2007
10 ont permis au Distributeur d'éviter des surplus au cours des mois d'octobre et de
11 novembre 2007, dont il aurait pu difficilement disposer compte tenu des
12 conditions de marché.

3.7 Autres éléments de justification de l'entente

13 À la lumière de ce qui précède, l'entente permet de réduire les risques liés aux
14 surplus. Elle permet de fixer le prix de revente pour près de 80 % des surplus
15 énergétiques prévus en 2008.

16 Elle permet aussi de neutraliser les risques reliés à l'évolution des prix à terme
17 de l'électricité dans le contexte où le Distributeur aurait à procéder à la revente
18 de surplus sur les marchés en étalant les périodes de revente compte tenu de
19 l'importance des surplus prévus en 2008. Par ailleurs, il serait illusoire de croire
20 que la disposition de quantités importantes d'énergie dans un seul appel d'offres
21 n'aurait pas d'impact sur le prix des offres reçues dans ce contexte.

22 Avec cette entente, le Distributeur devra néanmoins procéder à la revente
23 d'énergie d'environ 1,3 TWh pour rééquilibrer son bilan énergétique, soit

1 l'équivalent de 150 MW sur une base annuelle. Toutefois, le Distributeur estime
2 qu'un surplus énergétique plus modeste offre beaucoup plus de flexibilité, tant
3 sur les moyens employés pour écouler les surplus, que sur la période appropriée
4 pour procéder à la revente. Cette flexibilité est quasi inexistante lorsque des
5 surplus de près de 6 TWh doivent être revendus sur les marchés, soit
6 l'équivalent de 650 MW sur une base annuelle.

7 Par ailleurs, le Distributeur estime que l'option de renouvellement constitue un
8 atout additionnel pour sa gestion des surplus énergiques anticipés en 2009.

9 Finalement, la justification économique de la suspension des livraisons ne tient
10 pas compte de bénéfices environnementaux pouvant être associés à la réduction
11 des GES en l'absence de production d'électricité à la centrale.