

**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**

La méthodologie d'évaluation retenue ne pouvait que mener à la sélection de la soumission la moins coûteuse, pour le type de produit recherché et 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 cette méthodologie a été supervisée par Samson Bélair Deloitte et Touche, comme en fait foi le rapport produit à la pièce HQD-2, doc. 6.

La procédure d'évaluation des offres implique trois étapes. La première est constituée d'une série de critères minimums 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 impliquent la sélection des offres les plus intéressantes et les moins coûteuses. À l'étape 2, les offres sont évaluées individuellement et, à l'étape 3, elles sont évaluées en combinaisons les unes avec les autres.

À l'étape 1, chaque soumission était vérifiée pour s'assurer que les critères minimaux suivants étaient respectés :

- 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 forme 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.
- 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 1er mars 2007, ce qui devait être confirmé par TransÉnergie.

À l'étape 2, le critère monétaire comptait pour 60%. Les autres critères étaient l'expérience du soumissionnaire, sa solidité financière, la faisabilité du projet et la flexibilité de l'offre.

Lors de l'étape 3 de l'analyse, le coût espéré des combinaisons dans un ensemble de scénarios a constitué l'unique critère de choix.

1. ÉTAPE 2 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

1.1 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 de base.
- Pour un critère donné, la même personne évaluait toutes les soumissions de façon à assurer une uniformité de traitement.
- Les méthodes d'évaluation de chacun des critères ont été élaborées et présentées à Samson Bélair Deloitte et Touche, avant le dépôt des soumissions.
- Les évaluations ont été revues par le consultant.

1.2 Critère monétaire

1.2.1 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 2007 dans le présent cas) 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 :
 - Composantes de la formule de prix proposée ;

- L'impact sur les pertes électriques fourni par TransÉnergie ;
 - L'impact des coûts de transport fourni par TransÉnergie ;
 - Ajustements pour tenir compte de certains impacts monétaires spécifiques à certains soumissionnaires (voir la section 1.2.3 ci-dessous).
- Le coût unitaire actualisé est constitué de la somme des éléments de coûts ci-dessus énumérés.
 - Une pondération de 60 points a été accordée au critère monétaire¹. De plus, la soumission offrant le coût le plus faible, pour chaque type de livraisons (base et cyclable), a reçu le maximum de points et le pointage accordé aux autres soumissions a été déterminé comme suit² :

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

1.2.2 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. Les prévisions utilisées pour analyser les offres sont contenues dans l'annexe technique #1.

Une attention particulière a été apportée aux prévisions de prix du gaz naturel, puisqu'elles peuvent jouer un rôle clé dans le choix des fournisseurs. Selon la procédure adoptée avant l'ouverture des soumissions, la prévision des prix de gaz s'est établie selon la moyenne des trois prévisions indépendantes différentes. L'hypothèse de croissance des prix du gaz ainsi obtenue, au point de transaction Henry Hub, soit le point le plus liquide en Amérique du Nord, est de 9,9% en termes réels sur 30 ans, soit 0,3% par année en moyenne. Cette hypothèse de croissance s'applique sur la période 1997-2027.

- Puisque le Distributeur s'est réservé le droit de remplacer les indices de prix de gaz de manière à toujours représenter des coûts d'approvisionnement en gaz compétitifs sur l'ensemble de la durée d'un

¹ R-3470-2001, pièce HQD-2, document 4, page 14.

² R-3470-2001, pièce HQD-4, document 1, page 61.

contrat de long terme, les analyses ont toutes été menées sur la base du remplacement des indices, lorsque requis, par ceux de Dawn et du basis Dawn – GMI-Eastern Delivery Area dans le cas des contrats faisant partie de la zone sud de la concession de Gaz Métropolitain et du Basis Dawn – GMI-Northern Delivery Area dans le cas des contrats faisant partie de la zone nord de la concession de Gaz Métropolitain. Il s'agit d'une prévision du basis, c'est-à-dire du différentiel de prix de marché entre deux points de livraison. Par ailleurs, des analyses de sensibilité ont démontré que les résultats finaux n'étaient pas sensibles à l'utilisation d'un autre point de livraison soit celui de AECO et des prévisions de prix correspondantes provenant d'organismes externes.

- Le coût des offres du produit cyclable est calculé à un facteur d'utilisation de 50%, conformément à ce qui avait été annoncé dans le document d'appel d'offres.
- Le taux d'actualisation utilisé est celui qui avait été proposé dans la cause tarifaire du Distributeur. Il était alors établi à 7,9%.

1.2.3 Ajustements requis pour le crédit de taxe sur les revenus bruts

- Hydro-Québec, comme tout autre fournisseur d'électricité, paie, au Gouvernement du Québec, une taxe de 3% sur ses revenus bruts à titre d'en lieu de taxe foncière. Le taux de taxe est applicable sur tous les revenus de vente d'électricité au Québec réduits du montant des achats d'électricité au Québec auprès de tiers. L'électricité achetée auprès de producteurs autres qu'Hydro-Québec Production donne donc lieu à une réduction des montants versés à titre de taxe sur les revenus bruts. Pour tenir compte de cet impact, une réduction de 3% a été appliquée au coût des soumissions autres que celles d'Hydro-Québec Production.

1.2.4 Évaluation de l'impact sur le coût de transport

L'évaluation de l'impact sur le coût de transport a été réalisée par TransÉnergie sous mandat du Distributeur. Pour chaque soumission, les éléments suivants ont été évalués :

- les coûts relatifs au renforcement du réseau principal (ces coûts avaient été préalablement évalués par TransÉnergie de façon générique en fonction de dix (10) zones d'intégration de la production

et la valeur des coûts génériques pour chacune des zones avait été présentée à l'annexe 6 du document d'appel d'offres) ;

- les coûts relatifs à l'intégration de la centrale au réseau collecteur de transport (ou de distribution, le cas échéant) ;
- les coûts relatifs au poste de la centrale ;
- les coûts relatifs aux projets de transport qui pourraient être évités si la centrale était construite ;
- le taux de pertes électriques associé au projet de centrale.

La même procédure d'évaluation a été appliquée par TransÉnergie pour toute soumission associée à l'addition d'une nouvelle capacité de production. Pour les cas où la production associée à une soumission provenait d'une centrale existante, la règle suivante a été appliquée : le coût de raccorder au réseau de transport une capacité de production additionnelle à la capacité existante du soumissionnaire a été imputé à de telles soumissions dans la mesure où, éventuellement, de nouvelles unités de production du soumissionnaire devront être raccordées au réseau pour permettre à ce dernier de satisfaire l'ensemble de ses obligations. Les mêmes éléments de coût que ceux énumérés ci-dessus ont été considérés dans un tel cas.

1.3 Critères non-monétaires

1.3.1 Solidité financière

- Dix (10) points ont été accordés à la solidité financière. L'évaluation était basée sur la grille présentée à l'annexe 9 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.
- Si un soumissionnaire présentait plus d'une soumission, une évaluation portant sur la taille totale des soumissions présentées a été réalisée. Les résultats de cette évaluation ont été utilisés pour déterminer deux soumissions d'un même soumissionnaire pouvaient faire partie d'une même combinaison de soumissions pour les fins de l'étape 3 de la procédure d'analyse des soumissions.

1.3.2 Expérience pertinente

- Dix (10) points ont été accordés pour ce critère de la façon suivante : quatre (4) points ont été accordés pour l'expérience antérieure du soumissionnaire et de ses sociétés affiliées à développer avec succès des projets similaires à celui proposé, trois (3) points pour l'expérience du personnel clé du soumissionnaire et trois (3) points pour l'expérience de ses partenaires, consultants et fournisseurs.
- Pour l'expérience antérieure du soumissionnaire et de ses sociétés affiliées, trois (3) points ont été accordés pour l'expérience de développement et un point pour l'expérience d'exploitation. L'évaluation était basée sur le nombre de projets complétés ou exploités.
- Pour l'expérience du personnel clé, un point était accordé pour l'expérience en gestion de projet, un point pour l'expérience en ingénierie, approvisionnement, construction et mise en route et un point pour l'expérience en exploitation.
- Pour les partenaires, consultants et fournisseurs, les trois (3) points étaient répartis comme au paragraphe précédent.
- Dans tous les cas, l'évaluation tenait compte du fait que l'expérience portait sur des types de technologie similaires à ceux proposés dans la soumission et de la taille des projets déjà développés par rapport à celui proposé.

1.3.3 Faisabilité du projet

- La faisabilité du projet a été évaluée selon les quatre sous-éléments qui suivent pour un total de dix (10) points.

- Deux (2) points ont été accordés selon la complexité des travaux de raccordement au réseau. Le nombre de points accordés pour un projet dépendait du délai estimé entre la date de fin prévue des travaux de raccordement et le 1er mars 2007. L'estimation était basée sur une évaluation préparée par TransÉnergie pour chacun des projets.
- Trois (3) points ont été accordés pour la qualité et le réalisme du plan directeur présenté par chaque soumissionnaire. L'évaluation a porté sur le réalisme et la cohérence de l'échéancier directeur, du cheminement critique du projet et du plan d'ingénierie, d'approvisionnement, de construction et de mise en route, en fonction du degré d'avancement du projet.
- Deux (2) points ont été accordés de la façon suivante :
 - Pour les projets utilisant des combustibles (gaz naturel, biomasse), un point a été accordé pour la cohérence de la stratégie d'approvisionnement proposée avec la formule de prix et le type de produit offert, un demi point pour la fiabilité résultant de la stratégie proposée et un demi point pour l'expérience passée de l'équipe chargée de l'approvisionnement.
 - Pour les projets dont la production était contrainte en énergie (hydraulique, éolien), les deux (2) points admissibles étaient accordés en fonction de la capacité du soumissionnaire de satisfaire l'énergie contractuelle en conditions d'apports moyens ou faibles, compte tenu de la possibilité d'utiliser des sources alternatives d'énergie d'appoint pour 25% des volumes requis. L'expérience du personnel-clé dans la mise en place de stratégies d'approvisionnement et de transport d'électricité était également prise en compte.
- Trois (3) 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 point était accordé pour les soumissionnaires ayant entrepris ou prévu entreprendre des démarches auprès des milieux hôtes.

1.3.4 Flexibilité

- Au total, 10 points ont été accordés à la flexibilité que pouvait apporter une soumission dans le portefeuille d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution. Quatre (4) points ont été accordés aux options de report de la date de début des livraisons, quatre (4) aux options de devancement de la date de début des livraisons et deux (2) autres à la flexibilité des règles de programmation des livraisons.
- L'évaluation des options de report a été séparée en deux parties. Une première comptant pour deux points sur quatre est basée sur l'intérêt de l'option proposée en termes de délai d'exercice et de nombre d'options. Une seconde, comptant pour les deux autres points alloués à l'intérêt des options de report, fait intervenir le coût d'exercice de l'option.
- L'évaluation des options de devancement accorde 2 points à la date la plus tôt de garantie de début des livraisons. Lorsque la date de garantie de début des livraisons se limitait au 1^{er} mars 2007, sans que ne soit proposée d'option de devancement, le pointage accordé était de zéro. Dans le cas des soumissionnaires qui offraient une option de devancer la date garantie de début des livraisons, le pointage accordé était d'autant plus élevé que la date garantie était précoce.

Deux autres points étant accordés au prix de l'électricité pour la période précédant le 1^{er} mars 2007. Plus le prix était élevé par rapport à celui proposé pour la période postérieure à mars 2007, moins le pointage accordé était élevé.

- L'évaluation de la flexibilité associée aux règles de programmation des livraisons repose sur l'existence ou non de portion cyclable dans une offre.

1.4 Consignation des résultats

- Les soumissions ont été classées par ordre décroissant en fonction du total des points de chaque soumission.
- Un premier tableau a été préparé pour les offres comportant des livraisons en base. Un deuxième tableau contient les offres comportant des livraisons cyclables. Si une soumission comportait à la fois des livraisons en base et des livraisons cyclables, cette soumission apparaît

dans les deux tableaux. Les résultats sont présentés dans l'annexe technique #2.

1.5 Offres retenues pour former des combinaisons de soumissions

- Conformément à la Procédure d'appel d'offres, le choix doit se faire à partir des meilleures soumissions. Pour former des combinaisons de soumissions, il est nécessaire de limiter le nombre d'offres qui seront utilisées dans l'étape 3 de l'analyse des soumissions. Les règles suivantes ont été appliquées:
 - le nombre d'offres considérées doit être suffisamment grand pour permettre de confectionner un nombre significatif de combinaisons,
 - le nombre de soumissionnaires différents doit être suffisant pour permettre la confection d'une liste de relève.
- Pour les livraisons en base, le besoin à combler est de 750 MW. Les offres dont le pointage est de 80 ou plus ont été retenues pour considération dans l'étape 3. Le choix d'un pointage de 80 comme limite se justifie de la façon suivante:
 - en utilisant un pointage de 85, aucune combinaison ne peut être formée pour obtenir 750 MW;
 - en utilisant un pointage de 80, on retient des offres totalisant environ 5000 MW (dans cette quantité, certaines offres sont mutuellement exclusives) de livraisons en base.
- Pour les livraisons cyclables, toutes les offres présentées ont été considérées pour l'étape 3.

2. ÉTAPE 3 DE L'ÉVALUATION DES SOUMISSIONS

2.1 Formation des combinaisons

- Les combinaisons ont été formées de manière à obtenir environ 1050 MW sans dépasser 1200 MW (+15%) en respectant la répartition des produits.
- Dès que l'addition des offres atteint ou excède 1050 MW, d'autres offres ne peuvent être ajoutées. Par exemple, si une série d'offres totalise 1100 MW, l'addition d'une offre de 10 MW n'est pas considérée.

- Par contre, pour la formation de combinaisons totalisant moins de 1050 MW, toutes les offres disponibles qui n'ont pas pour effet de faire excéder 1050 MW sont nécessairement ajoutées.
- Cette démarche appliquée aux soumissions retenues au terme de l'étape 2 a permis de former plus d'une trentaine de combinaisons. L'information détaillée sur les combinaisons retenues est contenue dans l'annexe technique #3.
- Pour chacune des combinaisons de soumissions ainsi formées, TransÉnergie a revu les évaluations des différentes composantes du coût de transport identifiées à la section 1.2.4 du présent document afin de déterminer si certaines soumissions situées géographiquement près les unes des autres influençaient le scénario de raccordement retenu pour les soumissions composant la combinaison et pour évaluer le taux de pertes associé à l'ensemble de la soumission.

2.2 Première phase de l'analyse des combinaisons: analyse des combinaisons dans le scénario moyen de la demande

a) Utilisation de deux outils complémentaires

- Le premier outil est un prédicteur des coûts d'une combinaison
- Le second est un modèle de simulation horaire de la charge et des coûts d'exploitation du portefeuille de contrats du Distributeur.

Prédicteur des coûts

À partir des prix de l'électricité calculés pour chacune des offres à l'étape 2, le coût d'acquisition de l'électricité de chaque combinaison peut être estimé en pondérant le coût des offres d'une combinaison par leur taille. Le prédicteur calcule seulement le coût des acquisitions reliées aux offres. Le coût des offres du produit cyclable est calculé à un facteur d'utilisation de 50%, conformément à ce qui avait été annoncé dans le document d'appel d'offres.

Les calculs intègrent un certain nombre de différences par rapport à l'étape 2 :

- Les pertes électriques associées à chaque combinaison sont celles qu'a calculées TransÉnergie pour cette combinaison, plutôt que les pertes associées à chaque offre.
- Le coût d'une centrale témoin (voir la description en "b)" ci-après) est intégré comme débit ou crédit, selon que la combinaison comporte plus ou moins de puissance par rapport à la quantité recherchée.

Cet outil permet une évaluation rapide.

Modèle de simulation horaire

- Ce modèle intègre la courbe de charge des approvisionnements additionnels requis du Distributeur, déterminée selon les mêmes méthodes que celles utilisées dans la pièce HQD-2, document 3 du dossier R-3470-2001.
- Ce modèle simule la programmation horaire des contrats en tenant compte de leurs contraintes d'exploitation : contrainte de montée en puissance, démarrage, courbe de rendement thermique, prix de l'énergie.
- Ce modèle simule les pannes et les entretiens en fonction des paramètres de chaque contrat.
- Ce modèle évalue non pas le seul coût d'acquisition de l'électricité de chacune des combinaisons, mais le coût total d'exploitation pour le Distributeur incluant le coût des achats de court terme requis dans chaque combinaison ainsi que les revenus de revente des surplus.
- Ce modèle utilise également le coût d'une centrale témoin comme débit ou crédit, selon que la combinaison comporte plus ou moins de puissance par rapport à la quantité recherchée. En plus, il peut si nécessaire faire appel aux marchés de court terme, si les ressources disponibles ne suffisent pas à rencontrer les besoins ou revendre une portion des ressources de base si elles se retrouvent en excédent par rapport à la charge.
- Le modèle utilisé est celui de la compagnie Henwood.

b) Concept de centrale témoin :

Lorsque des combinaisons présentent des quantités différentes de 1050 MW (soit 750 MW en base et 300 MW de cyclable), une comparaison économique juste requiert de ramener les combinaisons à une base comparable.

Le fait d'avoir des quantités inférieures amène :

- des achats de court terme la première année
- et une augmentation des quantités à acheter dans un appel d'offres subséquent.

Le fait d'avoir des quantités supérieures amène :

- des ventes de court terme et des réductions d'achat de court terme
- et une réduction des quantités à acheter dans l'appel d'offres subséquent

Ainsi, le coût de la centrale témoin est ajouté aux combinaisons dont la capacité est inférieure à 1050 MW pour chaque MW en déficit.

Le coût de la centrale témoin est crédité aux combinaisons dont la capacité est supérieure à 1050 pour chaque MW en excédent.

Le coût de la centrale témoin est basé sur le coût des offres retenues pour l'évaluation en phase III.

c) Hypothèses intégrées au modèle de simulation horaire

- Le prix des achats de court terme est constitué du coût de la centrale témoin majoré pour tenir compte des coûts de transport nécessaires pour acheminer l'électricité jusqu'à la frontière du Québec.
- Le prix de vente des surplus est ciblé sur l'équivalent du coût variable de fonctionnement d'une centrale thermique efficace. Dans les simulations, les livraisons cyclables en excédent des besoins québécois ne sont jamais utilisées pour revendre sur les marchés de court terme.

d) Performance des deux outils d'évaluation

- Une comparaison des différentes évaluations démontre que le prédicteur et le modèle de simulation horaire présentent des résultats congruents et qu'ils peuvent être utilisés indifféremment pour effectuer un rangement des combinaisons dans le scénario moyen. Ces résultats sont présentés dans l'annexe technique #4.
 - L'utilisation du prédicteur est privilégiée car il requiert moins de temps pour faire l'évaluation d'une combinaison. En effet, le modèle de simulation requiert la simulation de 2 à 5 années-type selon les combinaisons pour simuler correctement les divers patrons d'entretien.
 - C'est ainsi que la moitié des combinaisons n'ont été évaluées que par le prédicteur. Par conséquent, c'est sur la seule base du prédicteur que toutes les combinaisons peuvent être comparées.
- e) Analyse des résultats de la première phase
- Les meilleures combinaisons sont celles composées des offres les moins chères.
 - Les meilleures combinaisons comportent généralement plus de 1050 MW.
 - Les offres les moins coûteuses sont également celles qui présentent la meilleure flexibilité, que ce soit en termes de délai d'exercice ou de prix des options de report. Les caractéristiques des options de flexibilité de chaque offre sont présentées dans l'annexe technique #4.

2.3 Deuxième phase de l'analyse des combinaisons

Cette phase porte sur l'évaluation des combinaisons dans des scénarios différents du scénario moyen.

a) Étendue de l'analyse

- Les combinaisons de plus de 1050 MW présenteraient un avantage pour satisfaire les besoins en électricité dans les scénarios plus forts de la demande. Cet avantage n'a pas été quantifié.

- D'autre part, l'analyse de la performance des différentes combinaisons dans un contexte de scénario faible peut apporter une nouvelle information que l'analyse d'un scénario moyen ne pouvait laisser entrevoir. On s'attend effectivement à ce que les combinaisons de plus petite taille soient moins coûteuses dans un scénario faible. De même, les combinaisons qui incluent des projets avec des options de report peu coûteuses ou comportant un préavis court seraient avantagées.
- En résumé, pour tenir compte de l'avantage potentiel que pourraient présenter certains types de combinaisons dans le contexte de scénarios plus faibles, des simulations supplémentaires ont été effectuées sur les combinaisons qui présentaient le plus d'intérêt, soit parce qu'elles présentaient une plus petite taille soit que les options de report incluses permettaient d'accroître la flexibilité du Distributeur. Les détails portant sur la sélection des combinaisons retenues pour une analyse multi-scénarios sont présentés dans l'annexe technique #5.

b) Méthodologie

- Seul le modèle de simulation horaire est utilisé dans cette seconde phase de l'analyse des combinaisons.
- Les scénarios de la demande et les probabilités associées sont les suivants :

<u>Scénarios</u>	<u>Probabilités</u>
moyen (et plus forts que le moyen)	56.5%
¼ faible	15.5%
½ faible	11.7%
¾ faible	9.1%
faible	7.2%

- La probabilité associée à chaque scénario est celle de l'horizon 2007, tel qu'estimé par le Distributeur, conformément à la méthodologie présentée dans le Plan d'approvisionnement³.
- Dans tous les scénarios, les crédits et débits associés à la centrale témoin ne sont appliqués aux combinaisons qu'une fois l'équilibre retrouvé entre les ressources disponibles et les besoins québécois.

³ R-3470-2001, pièce HQD-6, document 1, pages 9-13.

Il en résulte qu'aucun crédit ou débit n'est accordé dans le scénario faible.

- Les options de report du début des contrats associées à chaque combinaison sont déployées selon un certain nombre de règles appliquées de façon uniforme et en fonction d'une modélisation des anticipations telle que celle qui a été utilisée pour déterminer la capacité d'adaptation à un scénario fort⁴.
- Le coût d'exercice des options est ajouté au coût de chaque combinaison.
- Les coûts de chaque scénario sont pondérés par la probabilité associée à chaque scénario.

c) Résultats

- La combinaison présentant les coûts les plus faibles est celle constituée de 350 MW de base et 250 MW cyclables offerts par Hydro-Québec Production, ainsi que 550 MW en base et 50 MW cyclables offerts par le Groupe Axor Inc et Calpine Canada Power Corporation.
- L'analyse des combinaisons finalistes a permis d'établir que l'offre de 507 MW de TransCanada Energy Limited constituait l'alternative la plus intéressante si les négociations avec l'un des soumissionnaires retenus devaient échouer.
- Les résultats détaillés sont présentés dans l'annexe technique #6.

2.4 Robustesse des résultats

- Des analyses de sensibilité ont été menées pour connaître la robustesse des évaluations aux variations de prix de gaz et aux variations de la valeur du dollar canadien.
- Les conclusions n'ont pas été remises en question par les résultats des analyses de sensibilité.
- Les résultats détaillés sont présentés dans l'annexe technique #6.

⁴ R-3470-2001, pièce HQD-4, document 6, page 31.