

# Lawrence Berkeley National Laboratory

## Lawrence Berkeley National Laboratory

### Title

Centrales au gaz et Energies renouvelables: comparer des pommes avec des pommes

### Permalink

<https://escholarship.org/uc/item/8cm909pn>

### Authors

Bolinger, Mark  
Wiser, Ryan  
Golove, William

### Publication Date

2003-10-20

# LES CAHIERS DE L'ÉNERGIE

Série d'analyses publiée par le Centre Hélios

Volume 1 | Numéro 3  
Octobre 2003

## Centrales au gaz et énergies renouvelables : comparer des pommes avec des pommes

Le recours aux prix à terme du gaz naturel,  
pour une analyse de la juste valeur des énergies renouvelables

**Mark Bolinger, Ryan Wiser et William Golove**  
avec la participation de **Philippe Dunsky**



▶ Avant-propos : le défi de comparer  
deux options différentes

▶ La stabilité des prix : une valeur réelle mais négligée

▶ Ampleur et impact des mouvements du prix du gaz naturel

▶ Les outils conventionnels de couverture du risque du gaz naturel

▶ L'analyse empirique : les prévisions sous-estiment le coût de l'option thermique

▶ Conclusion et implications



Ce projet a été rendu possible grâce à  
une contribution du Fonds d'action  
québécois pour le développement durable  
et son partenaire financier le  
gouvernement du Québec.

FONDS D'ACTION  
QUÉBÉCOIS POUR LE  
DÉVELOPPEMENT DURABLE

Partenaire financier

Québec 



*Une expertise en énergie au service de l'avenir*

Les Cahiers de l'énergie sont publiés par le Centre Hélios,  
un organisme indépendant de recherches et expertise-conseil  
voué au développement durable du secteur de l'énergie.  
Les Cahiers peuvent être téléchargés gratuitement à partir  
du site web du Centre Hélios.

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)



Une expertise en énergie au service de l'avenir

### À propos des Cahiers de l'énergie

L'énergie conditionne la vie. Chacun en a besoin pour se chauffer, se transporter, faire fonctionner les moteurs qui font fonctionner, à leur tour, la vie industrielle des économies modernes. L'énergie est indispensable.

L'énergie est aussi la source des plus importants problèmes environnementaux auxquels fait face la planète : dérèglements climatiques, smog urbain, pluies acides, pertes de biodiversité. La conciliation des impératifs économiques et environnementaux dans ce secteur constitue l'un des plus grands défis des temps modernes.

Publiés occasionnellement, les **Cahiers de l'énergie** se veulent une contribution aux efforts du secteur de l'énergie pour se placer résolument sur la voie du développement durable, et ce, de façon économiquement efficace.

Chaque cahier traitera de manière pragmatique d'un thème présentant un défi particulièrement important auquel le secteur de l'énergie est confronté : améliorer la performance énergétique de l'économie, augmenter le recours aux énergies vertes, réduire les émissions atmosphériques et ainsi de suite.

À cette fin, les cahiers examineront, à travers une analyse objective et indépendante, tant les enjeux prioritaires que les stratégies possibles. Ils s'adresseront en priorité aux législateurs, aux régulateurs, aux entreprises et aux OBNL et citoyens concernés.

Nous espérons que la somme des numéros constituera une base de réflexion solide pour les stratégies énergétiques à venir.

## L'ÉNERGIE

**Coordination : Philippe DUNSKY**  
**Production : Sophie GEFROY**

### ADRESSE

Centre Hélios  
326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100  
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2  
Tél. : (514) 849 7900 / Téléc. : 849 6357  
sec@centrehelios.org | www.centrehelios.org

### ABONNEMENTS

La version électronique des Cahiers est gratuite. Visitez notre site web et cliquez sur « S'ABONNER ». Toute bibliothèque ou organisme intéressé à obtenir une version papier, peut contacter Sophie Geffroy au (514) 849 0801.

© 2003 CENTRE HÉLIOS INC.

Tous droits réservés  
Citations en mentionnant la source  
ISSN – 1704-8184

## À PROPOS DU CENTRE HÉLIOS

Le **Centre Hélios** est un organisme indépendant à but non lucratif voué à la recherche et l'expertise-conseil dans le domaine de l'énergie.

Il a pour mission de fournir l'information et l'analyse nécessaires pour faciliter le développement durable et équilibré du secteur de l'énergie. Le Centre est d'ailleurs reconnu comme œuvre de bienfaisance par les gouvernements du Canada et du Québec.

Son expertise – visant surtout la conciliation des impératifs économiques et environnementaux dans ce secteur – couvre d'une part, l'encadrement des marchés énergétiques (monopolistiques et concurrentiels) et, d'autre part, la panoplie

## À PROPOS DES AUTEURS

**Mark BOLINGER** est associé de recherche dans le *Electricity Markets and Policy Group* du *Lawrence Berkeley National Laboratory* en Californie. Ses travaux visent la conception et l'analyse de programmes, de marchés et d'approches aux énergies renouvelables. M. Bolinger détient un B.A. en Histoire et Économie du Collège de Dartmouth et une maîtrise en Énergie et Ressources de l'Université de la Californie à Berkeley. Avant de se joindre au groupe, Mark a passé huit ans comme chercheur/analyste en valeurs boursières auprès d'une firme de placements pour investisseurs institutionnels.

**Ryan WISER** est scientifique au *Electricity Markets and Policy Group* du *Lawrence Berkeley National Laboratory* en Californie. Ses recherches concernent la planification, la conception et l'évaluation de politiques touchant notamment les énergies renouvelables, les marchés d'énergie verte et la restructuration des marchés de l'énergie. Il agit régulièrement à titre

## AVANT-PROPOS, révision et contenu canadien

**Philippe DUNSKY** est co-fondateur et Directeur général du Centre Hélios. En plus de ses responsabilités administratives, M. Dunsky effectue de nombreux projets de recherche, d'analyse et d'assistance technique et stratégique au sujet notamment de l'efficacité énergétique, des énergies nouvelles, des marchés de l'énergie et des stratégies de réduction

d'options (conventionnelles et nouvelles) pouvant équilibrer l'offre et la demande.

Le Centre compte parmi ses clients gouvernements et agences paragonnementales, groupes environnementaux, distributeurs d'électricité et de gaz naturel, groupes de consommateurs, producteurs indépendants d'électricité et Premières nations, parmi d'autres. Il peut aussi réaliser des projets de sa propre initiative, avec l'appui financier de gouvernements, de fondations privées et d'individus.

Pour en apprendre plus, visitez notre site à <http://www.centrehelios.org> ou demandez notre pochette de présentation à [sec@centrehelios.org](mailto:sec@centrehelios.org).

de conseiller auprès d'organismes gouvernementaux, en plus d'agir à titre de conseiller technique auprès du programme de certification Green-e. Dr. Wisser possède un B. Sc. en génie civil de l'université de Stanford ainsi qu'une maîtrise et un doctorat en Énergie et Ressources de l'Université de la Californie à Berkeley. Avant de se joindre au groupe, Dr Wisser a travaillé pour diverses firmes du secteur privé.

**William GOLOVE** est associé de recherche dans le *Electricity Markets and Policy Group* du *Lawrence Berkeley National Laboratory* en Californie. Ses recherches concernent principalement la restructuration du secteur électrique. M. Golove agit également à titre de conseiller auprès de diverses agences gouvernementales dans le cadre de leurs politiques d'achat d'énergie verte. Il possède un A.B. en sciences politiques, un MBA ainsi qu'une M.A. en Énergie et ressources de l'Université de la Californie à Berkeley.

des gaz à effet de serre. M. Dunsky, qui compte douze ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, a siégé à de nombreux conseils et com-missions, et est présentement membre, entre autres, du Conseil de gouvernance des Fonds municipaux verts du Canada. Il a fait ses études en économie à l'Université de Londres (G.-B.).

**NOTES :** Ce cahier est basé sur un rapport publié en anglais par le *Lawrence Berkeley National Laboratory* en Californie (voir <http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/>). Le contenu canadien est de la responsabilité unique de Philippe Dunsky.

## Avant-propos : le défi de comparer deux options différentes

Depuis maintenant deux décennies, l'industrie de la production d'électricité connaît une croissance fulgurante, d'une part, des centrales alimentées au gaz naturel, et d'autre part, des projets d'énergie renouvelable. Dans certains cas et dans certaines régions, ces deux ressources peuvent contribuer positivement aux efforts pour minimiser les impacts environnementaux de notre consommation énergétique. Dans d'autres cas et dans d'autres régions, les centrales au gaz peuvent constituer un recul à cet égard.

Dans les deux cas, de plus en plus de décideurs, d'entreprises et de régulateurs sont appelés à comparer ces deux options entre elles. De telles comparaisons se font dans le cadre d'appels d'offres lancés par les distributeurs d'électricité, par exemple, ou encore aux fins de l'analyse et de la conception de politiques réglementaires, voire fiscales au sujet de l'énergie.

Or, de telles comparaisons sont difficiles, étant donné la nature forcément différente de ces deux options :

- ▶ Pour les centrales au gaz naturel, le prix du combustible joue un rôle majeur dans les coûts globaux – typiquement de l'ordre de 50 % ou plus du coût unitaire nivelé – et les contrats d'approvisionnement sont souvent structurés sur la base de prix d'achat variables selon des indices de prix du combustible ;

---

***La pratique actuelle néglige de tenir compte du risque associé aux prévisions des prix du gaz naturel. Il en résulte que l'option thermique est indûment favorisée par rapport aux énergies renouvelables.***

---

- ▶ Pour les projets d'énergie renouvelable, les coûts variables sont très limités – aucun achat de carburant n'étant requis – et les contrats d'approvisionnement ont plutôt tendance à se structurer sur la base d'un prix d'achat fixe.

C'est ainsi que les régulateurs, entreprises et décideurs sont appelés à comparer deux produits nettement différents au départ : un produit à prix fixe (énergie renouvelable) et un produit à prix variable (centrale au gaz).

Afin de ramener ces deux produits sur une base comparable, l'analyste est obligé d'adopter des hypothèses quant aux prix futurs du gaz naturel. Or, la moindre erreur dans le choix de ces hypothèses peut conduire à une comparaison injuste, soit envers l'option des centrales au gaz, soit envers l'option de l'énergie renouvelable.

Le présent *Cahier de l'énergie* examine cette question, et conclut à un biais créé par la méthode typique qui consiste à baser l'analyse de l'option centrale au gaz sur des prévisions à long terme des prix du gaz naturel. En effet, ces prévisions ne tiennent pas compte du risque inhérent aux fluctuations des prix.

Pourtant, il s'agit là d'un risque réel, dont la couverture constitue un coût non-négligeable.<sup>1</sup>

Il importe évidemment aux distributeurs comme aux régulateurs et législateurs, autant que possible, de corriger ce biais qui avantage indûment les centrales thermiques au gaz naturel par rapport à leurs concurrents des énergies renouvelables. J'espère que ce cahier contribuera à faire évoluer les pratiques en ce sens.

- Philippe Dunsky

---

<sup>1</sup> Ce cahier concerne uniquement la question de la prime de risque associée à la fluctuation des prix du gaz naturel. D'autres difficultés de comparaison, dont celles reliées aux externalités environnementales, à l'intermittence et à la sécurité des approvisionnements, pourraient également devoir être traitées afin de s'assurer d'une comparaison équitable des différentes options énergétiques.

## La stabilité des prix : une valeur réelle mais négligée

### L'importance de la couverture des prix

Alors que les prix du gaz naturel sont de plus en plus volatiles, les ressources énergétiques renouvelables, immunisées contre les risques associés au prix du gaz, offrent un bénéfice économique réel. Contrairement à un grand nombre de contrats pour la production électrique à base de turbines à gaz (TAG), l'énergie de source renouvelable est typiquement vendue dans le cadre de contrats à prix fixe. Présument que les consommateurs attribuent une valeur à la stabilité des prix à long terme, les services publics ou détaillants d'électricité qui cherchent à faire accroître leur portefeuille de production (ou un décideur politique intéressé à évaluer différentes options de production) doivent donc tenir compte de ce bénéfice dans la comparaison des options qui se présentent à lui.

Pour ce faire, il y aurait lieu de comparer les coûts d'un contrat à prix fixe (avec un producteur d'énergie renouvelable) au coût couvert, ou garanti, associé à une nouvelle centrale au gaz. Faire autrement – en définissant un coût projeté basé sur des prévisions incertaines des prix – reviendrait à comparer des pommes avec des oranges. En effet, par leur nature même, les ressources énergétiques renouvelables sont exemptées du risque associé aux mouvements des prix du gaz, risque ignoré par les prévisions des prix. Dans la mesure où le marché accorde une valeur à cette réduction des risques, le point de comparaison le plus approprié devient alors le coût couvert de la production d'une centrale au gaz.<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Dans la mesure où ils remplacent ou évitent le besoin pour de nouvelles centrales au gaz, les projets d'énergie renouvelable peuvent aussi réduire les prix du gaz naturel pour l'ensemble des secteurs économiques. De plus, les contrats à prix fixe de long terme en énergie renouvelable peuvent impliquer un risque moins important, au niveau de la cote de crédit du service

### La pratique actuelle : le recours aux prévisions

Néanmoins, les services publics d'électricité et autres entités (législateurs, régulateurs, etc.) comparent souvent le coût de l'énergie renouvelable à celui de la production de centrales thermiques au gaz naturel au moyen de prévisions des prix du gaz à long terme et ce, malgré la disponibilité de prix garantis sous forme de contrats à terme. Cette façon de faire soulève des questions essentielles quant à la comparabilité de ces deux flux de prix.

En effet, si les résultats se ressemblent, on pourrait alors conclure que les exercices à base de planification et de modélisation prévisionnelles offrent dans les faits une approximation raisonnable – une comparaison pommes à pommes – et qu'aucune considération supplémentaire ne serait requise. Mais si, à l'opposé, les prix à terme du gaz naturel sont systématiquement différents de ceux des prévisions, alors le recours à de telles prévisions au sein des exercices de planification et de modélisation produira des résultats biaisés soit en faveur des énergies renouvelables (dans la mesure où les prix à terme dépassent les prix prévus), soit en faveur des centrales au gaz (dans le cas inverse).

Pour répondre à cette question, nous avons procédé à une comparaison des

public, que celui associé à des contrats à prix fixe de long terme pour du gaz naturel (i.e. des couvertures conventionnelles, telles que les contrats à terme et les *swaps*) d'une durée semblable. Ainsi, les contrats à prix fixe de long terme avec des producteurs d'énergie renouvelable peuvent fournir une valeur supérieure aux contrats de type *swap* ou à terme pour du gaz naturel – en forme de réductions des prix du gaz et du coût de la dette – et ce, indépendamment de la valeur de la couverture qui est l'objet du présent rapport. Ces bénéfices potentiels – qui ne font pas partie de notre analyse – seraient de plus en plus importants dans le cas de contrats de durée plus longue, tels ceux de 15 à 25 ans.

coûts de la couverture du risque des prix du gaz naturel par le biais d'instruments conventionnels (tels que les contrats à terme, les *swaps* et les contrats d'approvisionnement physique à prix fixe) aux prévisions des prix *spot* du gaz naturel, et ce, afin d'évaluer si, et dans quelle mesure, des écarts systématiques se présentent. Malgré une base de données plutôt limitée, nous avons trouvé que depuis trois ans, les prix à terme du gaz naturel pour des périodes variant de deux à dix ans ont été considérablement plus élevés que la plupart des prévisions des mêmes prix *spot* du gaz naturel, y compris les prévisions de base réalisées par la *Energy Information Administration* (ci-après l'EIA) du Département d'Énergie américain.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Soulignons que des représentants de l'EIA, invités à commenter une version préliminaire de notre analyse, ont tenu à caractériser l'objet de leurs efforts de modélisation comme étant un exercice de *projection des coûts* du gaz naturel, et non de *prévision des prix*. En d'autres termes, la prévision de base de l'EIA prend pour acquis que des paramètres comme la température, l'inventaire des stocks et le contexte réglementaire – chacun pouvant influencer grandement sur les prix du marché – demeurent « normaux » (sur une base historique) tout au long de la période visée. En ce sens, la « prévision » de l'EIA ne représente pas nécessairement les prix futurs les plus attendus ou probables, et à la limite ne représente même pas un prix de marché tout court. Cette distinction subtile est abordée dans le rapport complet dont ce cahier n'est que le résumé ; ici nous soulignons simplement que nous utilisons les prévisions de base de l'EIA parce qu'elles sont disponibles publiquement, qu'elles ont fait l'objet d'un grand effort de vérification et d'analyse critique préliminaire et qu'elles sont couramment utilisées par l'EIA et par d'autres à titre de prévisions de base pour des exercices de modélisation et d'évaluations de politiques. Pour s'assurer de la validité de notre analyse, nous examinons aussi des prévisions autres que celles de l'EIA et qui ne souffrent peut-être pas de cette même ambiguïté.

## L'ampleur et l'impact des mouvements du prix du gaz naturel

### La place croissante du gaz naturel

Depuis quelques décennies, le gaz naturel est devenu le combustible privilégié pour les nouvelles centrales électriques en construction aux États-Unis comme ailleurs. Même au Québec, où les ressources hydroélectriques sont relativement abondantes, la croissance des besoins risque de plus en plus d'être comblée par de nouvelles centrales au gaz, et ce, en raison notamment de leurs délais de réalisation sensiblement plus courts.

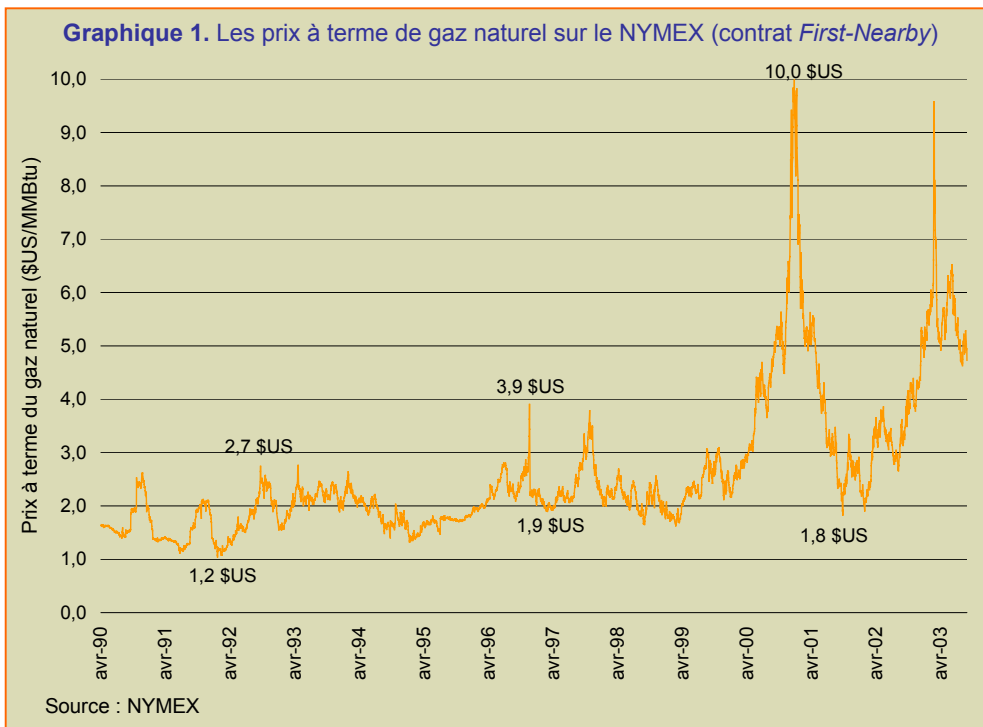
Selon l'EIA (2003), 96 % de la nouvelle puissance électrique installée aux États-Unis (138 sur 144 GW au total) entre 1999 et 2002 provenait de centrales au gaz naturel utilisant des turbines à gaz (TAG). Au Canada aussi, les TAG – en cycle simple ou combiné, avec ou sans cogénération – sont devenues depuis peu la technologie privilégiée des services publics et des producteurs privés. Au Québec, le premier appel d'offres depuis près de dix ans pour de la nouvelle production d'électricité a donné lieu à un contrat de long terme à prix fixe avec une nouvelle centrale au gaz à cycle combiné (situé à Bécancour et dont une petite quantité de vapeur sera vendue à deux industries à proximité), alors que le service public d'État – Hydro-Québec – planifie lui-même d'en construire une autre (dénommée *Le Suroît* et qui serait localisée à Melocheville).

À l'avenir, on prévoit que la technologie des turbines à gaz représentera quelque 80 % des 428 000 MW que l'on prévoit construire d'ici 2025 aux États-Unis, augmentant ainsi la part du gaz naturel dans la production d'électricité états-unienne de 17 % aujourd'hui à 29 % à l'horizon 2025 (EIA 2003). Aucune prévision de ce

genre n'a encore été réalisée pour le Québec.

### L'importante volatilité des prix du gaz naturel

Alors que la concurrence pour les approvisionnements en gaz naturel devient de plus en plus importante, il est probable que les prix du gaz seront aussi, sinon plus, volatiles qu'ils ne l'ont été par le passé. Le **graphique 1** illustre les prix quotidiens protégés de gaz naturel depuis le début des transactions à la bourse du *New York Mercantile Exchange (NYMEX)* en avril 1990. Alors que les « pointes jumelles » de décembre 2000 et février 2003 dominent le graphique, il importe de saisir l'ampleur des pointes moins importantes du début des années 1990, qui ont néanmoins fait doubler, sinon plus, les prix du gaz naturel. Ainsi, non seulement les prix du gaz naturel ont augmenté au cours des dernières années, mais la volatilité des prix aussi.



Le **graphique 2** présente l'écart-type 90 jours des changements quotidiens aux prix protégés du gaz naturel, ainsi que sa moyenne flottante d'une année (252 jours d'échanges) pour régulariser l'effet saisonnier. Malgré des fluctuations saisonnières importantes, l'augmentation générale de la volatilité, particulièrement depuis 1996, est évidente. En fait, le niveau presque record de volatilité, additionné à des prix qui sont plus du double de la moyenne historique, font en sorte qu'une somme d'argent sans précédent est présentement à risque.

### Implications pour les prix de l'électricité

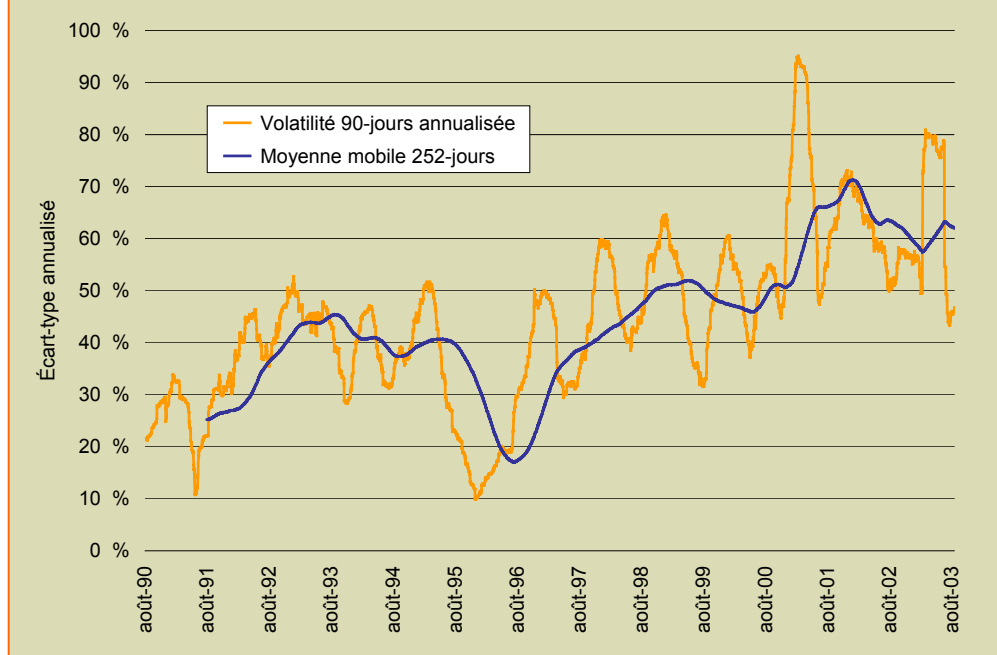
Ce constat est particulièrement important étant donné que la volatilité des prix du gaz, qui fait l'objet ces temps-ci de beaucoup de commentaires, contribue de manière significative à la volatilité des prix de gros de l'électricité. En effet, le coût du gaz naturel peut compter pour *plus de la moitié* du coût nivelé de l'électricité



d'une nouvelle centrale au gaz à cycle combiné, et pour *plus de 90 %* de ses coûts d'opération (EIA 2001). Par ailleurs, les centrales au gaz naturel sont souvent les unités à la marge dans le cadre des bourses d'électricité, et déterminent ainsi – lorsque les marchés du gros sont réellement compétitifs – les prix du marché pour l'ensemble des producteurs d'électricité qui y participent. C'est ainsi que la volatilité des prix du gaz se traduit directement en volatilité des prix de l'électricité du pays entier et ce, même si les centrales au gaz n'occupent à présent qu'une part relativement mineure (17%) de la production nationale états-unienne.

À moins que les prix du gaz ne soient protégés, toute augmentation peut donc avoir un impact direct sur le prix du marché de gros de l'électricité, surtout dans la mesure où les centrales au gaz opèrent à la marge. Qui plus est, l'augmentation prévue de la part du gaz naturel dans le bilan de production nationale états-unienne – de 17 % à 29 % d'ici 2025 – ne peut

**Graphique 2.** La volatilité historique des prix à terme du gaz naturel (*continuous 1<sup>st</sup> nearby*)



qu'augmenter encore plus l'impact de la volatilité des prix du gaz sur ceux de l'électricité. De toute évidence, la variabilité des prix du gaz représente un risque majeur tant pour les acheteurs que pour les vendeurs d'électricité produite à partir de gaz naturel. Soulignons qu'au Québec, le maintien, jusqu'ici, d'une structure monopsonique sans bourse d'électricité protège les

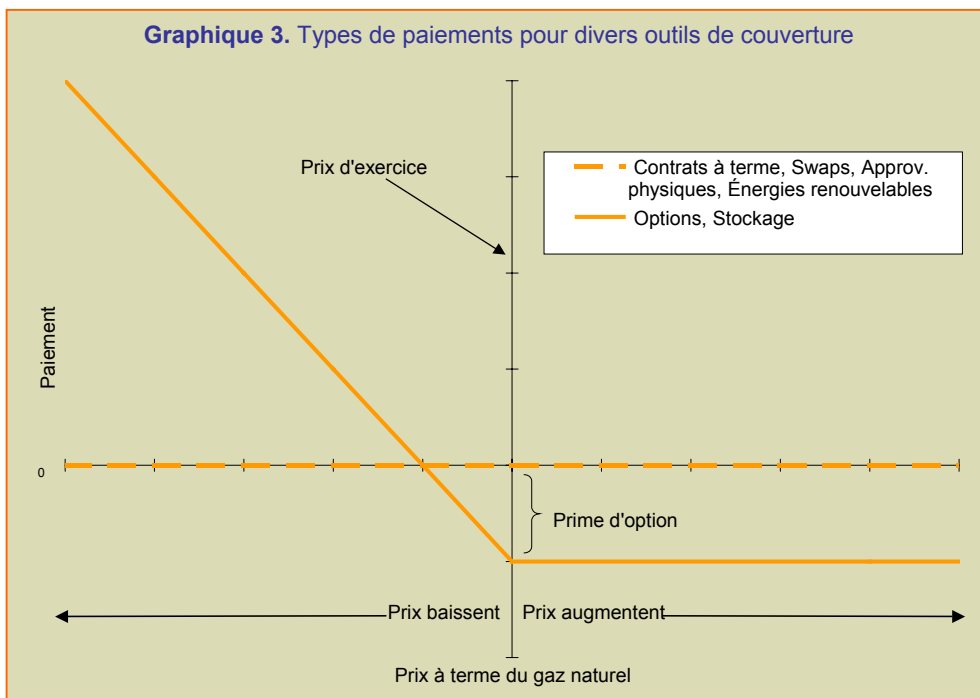
consommateurs de telles répercussions sur les prix de l'électricité. Toutefois, l'effet à la marge existe (i.e. l'effet sur le coût associé aux nouvelles centrales ou aux nouveaux contrats d'achat d'électricité), et à la longue, les prix chargés aux consommateurs n'auront d'autre choix que de refléter, du moins en partie, les prix du gaz.

## Les outils conventionnels de couverture du risque du gaz naturel

L'électricité en provenance de ressources énergétiques renouvelables telles que l'éolien, le géothermique, la biomasse, le solaire et l'hydroélectricité est souvent vendue sur une base de prix fixe, offrant ainsi une protection contre les prix volatiles du gaz naturel. Néanmoins, il est également vrai que le risque associé aux prix du gaz peut être couvert par le biais d'outils financiers conventionnels. Afin d'atteindre un profil de risque semblable à celui d'une ressource renouvelable vendue à prix fixe, soit l'acheteur (dans le cadre de contrats l'exposant au risque des prix du gaz, tels ceux basés sur les prix *spot*, les indices de prix du marché ou les tarifs), soit le vendeur (dans le cadre de contrats à prix fixe) d'électricité provenant d'une centrale TAG doit se prémunir contre le risque des prix du gaz.

C'est ainsi que pour se prémunir contre le risque des prix du gaz naturel, le service public (ou le fournisseur d'électricité) peut soit investir dans des projets d'énergie renouvelable, soit choisir parmi plusieurs outils conventionnels de protection financière ou physique, soit acheter son électricité dans le cadre d'un contrat à prix fixe (dans quel cas le *producteur* voudra probablement avoir recours à des outils de protection financière ou physique).<sup>4</sup> Les outils de protection financière comprennent notamment les contrats à terme, les *swaps*, les options ou une combinaison quelconque des trois (par exemple, les

<sup>4</sup> De même, les investissements en efficacité énergétique et en gestion de la demande, voire même dans l'électricité provenant du charbon ou du nucléaire (dont les prix sont en général plus stables que ceux du gaz naturel), pourraient fournir une protection équivalente. Sans pour autant faire l'objet comme tel du présent cahier, une partie importante de la présente discussion pourrait s'appliquer à ces autres ressources énergétiques.



colliers). Les outils de protection physique comprennent notamment les contrats de long terme à prix fixe pour le gaz naturel et le stockage du gaz naturel.

Tel qu'illustré au **graphique 3**, ces outils de protection peuvent être regroupés en deux catégories : ceux qui génèrent un paiement fixe exempté des mouvements de prix dans les deux sens, et ceux qui génèrent un paiement variable mais protégé contre des augmentations tout en permettant de profiter de réductions. Autrement dit, l'ensemble des outils de protection peut protéger les consommateurs de gaz naturel contre des augmentations de prix, mais seulement deux outils – les options et le stockage – permettent au consommateur de bénéficier d'une réduction.

Afin de comparer à leur juste valeur les contrats à prix fixe de producteurs d'énergie renouvelable aux contrats à prix variables de producteurs à base de gaz naturel (en présupmant que l'on accorde une valeur à la stabilité des prix à long terme), il nous faut étudier ces outils qui nous garantissent des paiements semblables à ceux des énergies renouvelables – c'est-à-dire des paiements fixes et symétriques, exemptés à la fois des hausses et des baisses de prix – que sont les contrats à terme, les *swaps* et les contrats physiques d'approvisionnement à prix fixe, et ce, à l'exclusion donc des options et du stockage.

Les prix pouvant ainsi être garantis représentent donc les prix devant servir d'intrants aux exercices de modélisation et de planification qui comparent – explicitement ou implicitement – les énergies renouvelables aux centrales à base de gaz naturel.



## Analyse empirique : les prévisions sous-estiment le coût de l'option thermique

### Méthodologie et données utilisées

Comme nous l'avons déjà souligné, les services publics et autres entités ayant réalisé de telles analyses comparatives ont tendance à se baser uniquement sur les prévisions à long terme des prix *spot* du gaz naturel, plutôt que sur les prix qui peuvent réellement être garantis par les divers instruments disponibles. Ce constat soulève une question essentielle : comment les prix projetés dans le cadre des prévisions de long terme se comparent-ils aux véritables prix à terme pouvant être garantis par le marché ? Si les prix à terme s'avèrent être nettement différents des prévisions de long terme, alors le recours à de telles prévisions dans le cadre d'exercices d'achat d'électricité (par exemple pour l'analyse des soumissions suivant un appel d'offres), de planification et de modélisation produira des résultats biaisés, soit en faveur des énergies renouvelables (si les prix garantis sont inférieurs aux prévisions), soit en faveur des centrales au gaz (dans le cas inverse).

Pour répondre à ces questions, il suffit d'obtenir des données historiques comprenant des prix à terme et des prévisions de prix du gaz naturel, idéalement produits au même moment. Alors que les prévisions de long terme sont relativement faciles à obtenir (par exemple, les prévisions de l'EIA sont disponibles publiquement et mises à jour annuellement), les prix à terme pour des durées suffisamment longues pour être pertinentes, étant donné la stabilité sur 15 à 25 ans offerte par la plupart des contrats avec des producteurs d'énergie renouvelable, présentent un défi particulier.

Malgré nos meilleurs efforts pour obtenir un échantillon plus vaste, notre analyse est limitée, dans un premier temps, à des comparaisons provenant des trois derniers mois de novembre (novembre 2000 à novembre 2002) et, qui plus est, s'applique à des termes n'excédant pas 10 ans. Plus particulièrement, notre échantillon des contrats à terme et des prévisions de prix comprend :

- ▶ Des swaps de 2, 5 et 10 ans offerts par la cie *Enron* en novembre 2000 et 2001, comparés aux prévisions de base réalisées par l'*Energy Information Administration* (Département d'Énergie des États-Unis) et présentées dans les *Annual Energy Outlook* de 2001 et 2002 ;

---

**Avec les prévisions de l'EIA, les centrales au gaz profiteraient d'un avantage indu d'environ 10 % par rapport aux options d'énergie renouvelable. D'autres prévisions ne font qu'augmenter l'écart.**

---

- ▶ La bande des prix de 6 ans du NY-MEX de novembre 2002, comparée à la prévision de l'EIA présentée dans son *Annual Energy Outlook* de 2003 ; et
- ▶ Un contrat physique d'approvisionnement de gaz naturel de 7 ans entre le fournisseur *Williams* et le *California Department of Water Resources*, signé en novembre 2002 et à son tour comparé à la prévision de l'EIA présentée dans son *Annual Energy Outlook* de 2003.

Dans un deuxième temps, nous avons comparé ces mêmes prix à terme à d'autres prévisions, cette fois du secteur privé.

### La prime relative aux prévisions de l'EIA

Chacune de ces comparaisons indique que les prix à terme du gaz naturel se sont échangés au-delà des prévisions de base de l'EIA durant cette période de trois ans, parfois de façon très importante. Au **graphique 4**, nous présentons les primes qui en résultent (en \$US/MMBtu et en ¢US/kWh), présupposant une consommation spécifique de chaleur de 7000 Btu/kWh.

Tel que présentée, l'ampleur des primes dérivées sur une base empirique (i.e. d'après les prévisions de base de l'EIA) varie d'année en année, de contrat en contrat et selon la durée des contrats. Ainsi, les primes observées peuvent varier de 0,4 à 0,8 \$US/MMBtu (la moyenne étant 0,63 \$US) ou, sur une base électrique, de 0,3 à 0,6 ¢US/kWh (la moyenne étant 0,44 ¢US).<sup>5</sup> En dollar canadien, cela revient à des primes de 0,7 à 1,3 \$CA/MMBtu (en moyenne 0,99 \$CA) ou, sur une base électrique, de 0,5 à 0,9

¢CA/kWh (en moyenne 0,7¢CA/kWh).<sup>6</sup> Il s'agit évidemment de primes importantes – de l'ordre de 10 % – par rapport au prix typique d'une soumission basée sur une centrale moderne au gaz naturel.

Il serait difficile d'extrapoler, à partir de ces résultats, pour conclure au-delà des trois dernières années, ou encore pour des durées de contrat plus longues que celles que nous avons étu-

<sup>5</sup> Notons que ces primes sont comparées aux prévisions de base de l'EIA et que l'ampleur, voire possiblement même la nature des primes pourraient changer dans la mesure où nous comparons notre échantillon de prix à terme aux prévisions de prix autres que celles de l'EIA. La prochaine section présente justement les résultats obtenus à cet égard.

<sup>6</sup> Les conversions sont faites aux taux de change moyens en vigueur pour chaque mois de novembre étudié (selon la Banque du Canada).

diées. Néanmoins, il nous semble évident que les services publics et autres entités ayant déjà réalisé des études de modélisation et de planification des ressources basées sur les prévisions de base de l'EIA au cours des trois dernières années sont arrivés à des résultats qui favorisent indûment les contrats à prix variables avec des centrales au gaz par rapport à leurs concurrents qui produisent à partir d'énergies renouvelables. Ce biais serait, sur une base de prix unitaire nivelé, de l'ordre de 0,3 à 0,6 ¢US (0,7 ¢CA en moyenne) par kWh.

### La prime relative à d'autres prévisions

Pour les fins de cette analyse, les prévisions de base de l'EIA forment un point de départ très pertinent, et ce, en raison de leur disponibilité publique, de la documentation approfondie qui les accompagne, de la révision très large qu'elles ont subies et de leur utilisation très répandue (même parmi les services publics) aux fins d'exercices de modélisation et de planification des ressources. Toutefois, les prévisions de l'EIA sont loin d'être les seules disponibles aux participants du marché. Le *PIRA Energy Group*, *DRI-WEFA* et *Energy and Environmental Analysis (EEA)*, entre autres, fournissent chacun, sur une base rémunérée, des prévisions à long terme des prix du gaz naturel à leurs clients.

À moins que ces autres prévisions ne ressemblent à celles de l'EIA, il va de soi que l'écart qui les sépare des prix à terme sera différent de celui mesuré sur la base des prévisions de base de l'EIA. Afin d'évaluer dans quelle mesure les primes présentées au graphique 4 changeraient, nous avons examiné un certain nombre d'autres prévisions de long terme. Certaines de ces prévisions sont présentées au sein même des rapports de l'EIA, alors que d'autres proviennent des plans de res-

sources de différents services publics d'électricité.

À quelques exceptions près, les prévisions de base de l'EIA ont généralement visé *plus haut* – souvent de façon importante – que la plupart des autres prévisions utilisées couramment par divers services publics aux fins de la prévision des prix du gaz au cours des trois dernières années.

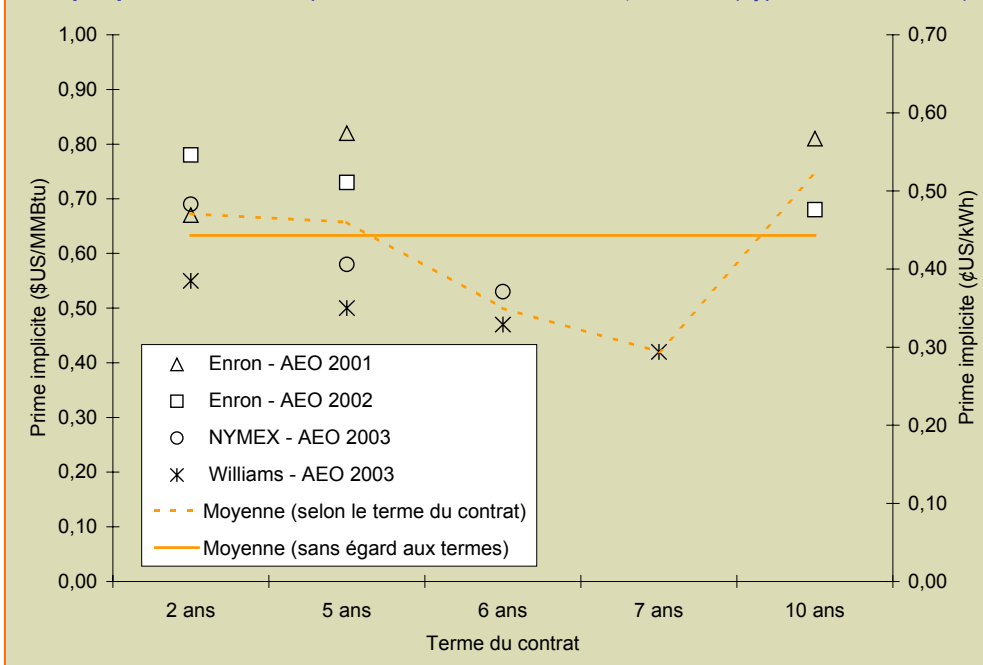
Ces résultats indiquent que les primes observées relativement aux prévisions de base de l'EIA seraient *encore plus importantes* lorsque l'on comparerait les prévisions du secteur privé aux prix à terme du marché. À titre d'exemple, une comparaison du *swap* de gaz naturel de 10 ans disponible en novembre 2001 avec la prévision utilisée par *Idaho Power* dans son propre plan des ressources ferait montre d'une prime de quelque 1,29 \$US/MMBtu – soit près de deux fois celle associée à la prévision de l'EIA. Une telle prime se traduit par un écart de 0,9 ¢US/kWh (~1,43 ¢CA/kWh, soit environ 20 % d'un prix typique), et ce, toujours en fonction d'une consommation de chaleur de 7 000 Btu/kWh. Autrement dit, si *Idaho Power* avait eu recours aux prix à terme disponibles sur le marché plutôt qu'à

des prévisions fictives, la comparaison des ressources renouvelables à l'achat d'électricité de centrales au gaz aurait pu donné lieu à une conclusion nettement différente.

La prime implicite dans la prévision d'*Idaho Power* est pire que celle des autres prévisions du secteur privé, mais celles-ci présentent néanmoins, en règle générale, un écart *plus grand* que celle de l'EIA. C'est ainsi que les services publics et autres entités ayant eu recours à ces autres prévisions pour comparer, d'une part, des contrats à prix fixe avec des producteurs d'énergie renouvelable et, d'autre part, des contrats à prix variable avec des promoteurs de centrales thermiques, ont obtenu des résultats encore plus « biaisés » en faveur des centrales au gaz naturel, du moins au cours des trois dernières années, que ceux émanant des comparaisons basées sur les prévisions de base de l'EIA.<sup>7</sup>

<sup>7</sup> Pour le lecteur du Québec, soulignons que la prévision des prix du gaz naturel utilisée par *Hydro-Québec* pour l'analyse des soumissions reçues pour son dernier appel d'offres (dans lequel des options thermiques et renouvelables devaient être comparées) constitue la moyenne de trois prévisions du secteur privé, soit celles de *Global Insight (Canada)*, de *Purvin & Gertz inc.*

Graphique 4. Primes composées en \$US/MMBtu et en ¢US/kWh (hyp. : 7 000 Btu/kWh)



## Explications possibles

Comment peut-on expliquer l'existence de primes de prix aussi élevées que 0,8 \$US/MMBtu sur seulement 10 ans relativement aux prévisions de base de l'EIA, voire des primes encore plus élevées par rapport aux autres prévisions des prix du gaz ?

La première explication réside dans la possibilité que la couverture des prix n'est pas sans coût. En effet, il serait normal de s'attendre à ce que les prix à terme du gaz naturel comprennent une prime par rapport aux prévisions des prix *spot*, cette prime devant en théorie équivaloir au coût incrémental de la couverture du risque. De tels coûts incrémentaux pourraient refléter la présence d'une prime de risque, due soit à une *pression négative contre la couverture* (les consommateurs de gaz cherchant à se prémunir contre le risque plus que les producteurs), soit à un *risque systématique dans les prix du gaz naturel*, tel que mesuré par le *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Dans l'alternative, le coût incrémental de la couverture du risque pourrait refléter des *coûts de transaction élevés*, qui se manifesteraient par des écarts sur l'offre particulièrement élevés qui permettraient à l'opérateur en couverture longue (courte) de payer (recevoir) toujours plus (moins) que le « véritable » prix (ex. le prix moyen du marché).

Dans la mesure où la couverture des prix a effectivement un coût, les primes présentées au graphique 4 peuvent ainsi être considérées comme étant la valeur de la couverture que l'on peut accorder aux énergies renouvelables. Autrement dit, les contrats à prix fixe avec les énergies renouvelables fournissent une stabilité des prix qui vaudrait ces montants s'il fallait l'acheter par le biais du coût incrémental de la couverture du risque.

---

**Les primes identifiées peuvent être considérées comme étant la valeur de la couverture du risque que l'on peut accorder aux énergies renouvelables.**

---

Une autre explication serait que les prévisions sont éloignées des attentes du marché. Selon cette version des faits, la très grande majorité des prévisions des prix du gaz, qu'elles viennent de l'EIA ou des firmes privées, seraient elles-mêmes problématiques et contiendraient un biais vers le bas relativement aux attentes du marché pour les prix du gaz, du moins pour les trois dernières années. Si cela s'avérait être vrai, nos observations empiriques des primes ne seraient pas nécessairement liées à une valeur de la couverture du risque comme tel. Autrement dit, le prix à terme pourrait en fait s'avérer un estimateur sans biais des prix futurs sur le marché *spot*, alors que les primes observées pourraient simplement être causées par des prévisions éloignées des attentes du marché des dernières années.

Enfin, une dernière explication viendrait de la possibilité que les prix à terme de notre échantillon seraient biaisés vers le haut (par exemple en raison de marchés étroits ou d'une manipulation des prix), ce qui pourrait augmenter, voire créer la prime par rapport aux prévisions des prix. D'autre part, il n'est pas impossible que la prime soit due à un changement significatif survenu, le cas échéant, entre d'une part, le moment où les prévisions analysées ont été réalisées et, d'autre part, le moment où les prix à terme de notre échantillon ont été fixés.

Chacune de ces trois explications possibles pour l'existence de primes empiriques serait théoriquement plausible, mais pas pleinement satisfaisante en soi. Il serait en effet plus logique, à notre avis, que deux ou trois de ces facteurs (et possiblement d'autres) aient oeuvré en combinaison.

---

et de Ziff Energy Group. Nous n'avons pas, dans le cadre de ce cahier, examiné la prime (ou l'absence de prime, le cas échéant) qu'aurait pu indiquer une comparaison des prix à terme avec les prévisions émanant de ces trois sources en particulier.

## Conclusion et implications

### La pratique habituelle sous-estime la valeur des énergies renouvelables

La conclusion fondamentale que nous tirons de cette analyse est qu'il ne faut pas se baser aveuglément sur des prévisions des prix du gaz naturel lorsqu'on compare des contrats à prix fixe avec des producteurs d'énergie renouvelable aux contrats à prix variables avec des promoteurs de centrales au gaz. En effet, les prévisions des prix du gaz ne réussissent pas à comptabiliser les coûts associés à la couverture du risque, qu'ils soient reliés à la pression négative contre la couverture, au CAPM, aux coûts de transaction ou à une quelconque combinaison des trois.

Ainsi, dans la mesure où la stabilité des prix à long terme est valorisée, la meilleure façon de comparer les deux choix serait d'avoir recours aux données sur les prix à terme du gaz naturel, et non aux prévisions des prix. Au cours des trois dernières années au moins, l'utilisation de ces prix à terme aurait d'ailleurs permis de corriger une erreur méthodologique qui, de toute évidence, semble avoir favorisé indûment, et de façon relativement importante, les centrales au gaz naturel par rapport à leurs concurrents des énergies renouvelables.<sup>8</sup>

### Recommandations pour les analystes et décideurs

Ces résultats ont d'importantes implications pour les responsables de la planification énergétique, les analystes et responsables des efforts de modéli-

sation, ainsi que pour les décideurs, qu'ils se situent au niveau des politiques ou de la réglementation des services publics.

En effet, notre examen des plans de ressources des services publics indique que nombre d'entreprises énergétiques incorporent dans leurs exercices prévisionnels des prix à terme. Toutefois, lorsque c'est le cas, ces services publics ont tendance à le faire uniquement pour les toutes premières années, et ce, pour des prévisions qui visent typiquement environ deux décennies. Or, la valeur de la stabilité des prix ne disparaît pas après quelques années, au contraire. Présumant que la stabilité des prix à

---

**Hormis le recours aux prix à terme, une autre façon d'éviter cette erreur serait de demander aux promoteurs de centrales thermiques des soumissions à prix fixe. C'est ce que fait Xcel Energy, au Minnesota.**

---

long terme est valorisée, il y a lieu de se demander quelles étapes un service public d'électricité – ou toute partie intéressée à comparer des contrats à prix fixe pour l'énergie renouvelable avec ceux à prix variable pour l'énergie de centrales au gaz – peut prendre pour s'assurer qu'il soit en train de comparer des pommes avec des pommes.

En raison des défis inhérents à l'extrapolation de nos résultats à d'autres prévisions, voire à d'autres durées de contrats à terme ou à d'autres périodes prévisionnelles, il serait tout aussi erroné de simplement bonifier les prévisions par les moyennes que nous avons identifiées (soit environ 1 \$/CA/MMBtu ou 0,7 ¢/CA/kWh). Nous soulignons d'ailleurs que ces primes ont été dérivées sur la base des prévisions de base de l'EIA sur une période relativement limitée de trois années et pour des termes de contrats allant de deux à dix ans. Toute bonifi-

cation simpliste des prévisions de prix par nos primes de risque, dans la mesure où elle se ferait en dehors de ces mêmes paramètres, serait douteuse, surtout si de meilleures données étaient disponibles.

Du fait de la difficulté d'extrapoler nos résultats à différents contextes et paramètres, nous proposons ci-dessous trois méthodes de rechange pour les responsables de la planification :

#### 1. Utiliser les prix à terme et prolonger leur courbe plus loin dans le temps.

Tel que nous l'avons déjà indiqué, plusieurs services publics ont déjà commencé à incorporer les prix à terme dans leurs propres prévisions des prix. Il s'agit là d'un début intéressant, mais nombre de ces mêmes entreprises n'utilisent ces prix à terme que pour une ou deux années sur la prévision d'ensemble. Dans la mesure où les données sont disponibles, les services publics et autres intéressés pourraient

prolonger la période pour laquelle leurs prévisions se basent sur les prix à terme du gaz naturel au lieu de prévisions incertaines. Vu la disponibilité des données à terme du NYMEX, prolonger le recours à ces prix sur au moins six ans constituerait une première étape raisonnable. Au-delà de six ans, les prix à terme risquent d'être moins disponibles publiquement ; toutefois, il n'est pas exclu que les services publics puissent accéder (ou solliciter) d'autres outils de couverture dont les prix ne sont pas publiquement disponibles. De même, des courtiers pourraient offrir des soumissions qui pourraient aider à prolonger les prix à terme à 10, voire 20 ans.

<sup>8</sup> Rappelons qu'il s'agit d'un avantage indu (sous forme d'une sous-estimation du coût complet de l'option thermique) de l'ordre de 10 % lorsque les prévisions de l'EIA étaient utilisées, et plus lorsque les évaluations se basaient sur d'autres prévisions.

**2. Mettre le fardeau sur le producteur.** Les producteurs d'électricité à partir de gaz naturel pourraient accepter d'internaliser les coûts de la couverture du risque (ou, dans l'alternative, assumer le risque du prix du gaz) et offrir des contrats à long terme à prix fixe, donc comparables à ce qu'offrent les producteurs d'énergie renouvelable. Même si les contrats avec les producteurs d'énergie renouvelable pourraient toujours offrir une valeur résiduelle de couverture du risque (grâce à la pression à la baisse qu'ils font jouer sur les prix du gaz, de même que, possiblement, la réduction du risque de crédit du service public), un contrat à prix fixe avec un producteur au gaz naturel serait néanmoins comparable, éliminant ainsi le besoin pour le service public ou le régulateur d'obtenir et de vérifier les données sur les prix à terme. Dans le même sens, les services publics pourraient suivre l'exemple de *Xcel Energy* au Minnesota qui – en raison d'une ordonnance en ce sens par la *Minnesota Public Utilities Commission* (le régulateur de cet État) – a travaillé de concert avec les intervenants pour développer une méthode permettant d'assurer un traitement équitable et sans biais des projets d'énergie renouvelable aux fins de l'analyse des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres. Plus précisément, dans le cadre d'appels d'offres ouverts à toutes les formes d'énergie, *Xcel Energy* oblige « que les promoteurs qui soumettent des propositions comportant des prix indexés (...) soumettent également une proposition identique mais basée sur un prix fixe garanti sur au moins 10 ans » (*Xcel Energy* 2001).

Cette information, combinée à d'autres stipulations, aide à assurer que l'analyse effectuée par *Xcel Energy* s'approche beaucoup plus d'une comparaison juste et équitable entre des producteurs d'énergie renouvelable et ceux à base de centrales au gaz naturel.<sup>9</sup>

### 3. Ajuster la prévision des prix.

Enfin, dans la mesure où les prix du marché à terme ne sont pas disponibles pour la totalité de l'horizon de planification ou de comparaison (ex. 15 à 25 ans), et qu'il soit également jugé irréaliste de demander aux promoteurs une soumission de rechange basée sur des prix fixe, les services publics pourraient, en dernier recours, ajuster les prévisions de prix à la hausse pour tenir compte de l'écart observé au cours des dernières années par rapport aux prix à terme. Les résultats de l'analyse présentée ici indiquent un ajustement de quelque 1 \$CA/MMBtu (ou 0,7¢/kWh à une consommation de chaleur de 7000 Btu/kWh). Toutefois, rappelons que ces primes ont été calculées en fonction des prévisions de base de l'EIA des trois dernières années, et ce, pour des termes allant de 2 à 10 ans. Dans la mesure où la prévision de référence est différente, un ajustement différent pourrait être pertinent (rappelons également que la plupart des prévisions examinées présentaient un écart *plus élevé* que celui de l'EIA, ce qui justifierait un ajustement encore plus élevé). De même, cette prime étant basée sur les trois dernières années, il y aurait lieu de vérifier si l'écart se modifie à l'avenir. Enfin, l'écart pourrait également être différent pour des termes plus longs que les 2 à 10 ans que nous avons examiné.

Pour l'ensemble de ces raisons, nous préférons nettement les deux premières approches à celle-ci, tout en admettant que celle-ci pourrait néanmoins fournir une comparaison plus juste que celle qui se baserait uniquement sur les prévisions des prix qui, du moins au cours des trois dernières années, se sont avérées nettement inférieures aux prix à terme.

Enfin, il y a également lieu de rappeler cette prime lors de l'élaboration de politiques. En effet, même si nous ne tirons aucune conclusion au sujet de la raison fondamentale qui expliquerait les primes empiriques rapportées dans ce cahier, il est clair que les énergies renouvelables apportent un bénéfice – une prime de valeur – en termes de stabilité des prix à long terme. Puisque cette stabilité est typiquement valorisée par les consommateurs, la « valeur de couverture » des énergies renouvelables devrait contribuer à la justification continue de nouvelles politiques d'appui à ces formes d'énergie. Par exemple, dans la mesure où des évaluations supplémentaires viennent confirmer l'existence, voire l'ampleur des primes que nous avons observées, les décideurs pourraient songer à des mécanismes pratiques qui permettraient d'inclure cette valeur dans les processus décisionnels.

De tels efforts aideraient évidemment à s'assurer que la juste valeur des énergies renouvelables soit pleinement considérée par les marchés auxquels elles participent.

<sup>9</sup> Nonobstant les autres enjeux mentionnés plus tôt, dont l'intégration des externalités environnementales.



*Une expertise en énergie au service de l'avenir*

**Centre Hélios**

326, boul. St-Joseph est, bureau 100 | Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

T. 514/ 849-7900 | F. 514/ 849-6357

[sec@centrehelios.org](mailto:sec@centrehelios.org)

[www.centrehelios.org](http://www.centrehelios.org)