

Coûts prévisionnels de production de l'électricité

L'AEN et l'Agence internationale de l'énergie (AIE) ont récemment publié leur sixième rapport d'une série d'études sur les coûts prévisionnels de production de l'électricité. Cette dernière étude a été conduite par un groupe d'experts de dix-neuf pays membres et de deux organisations internationales, l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA) et la Commission européenne (CE). Cette dernière a collecté des informations provenant de trois pays non membres. L'objectif principal de l'étude était de fournir des données fiables sur les facteurs essentiels influant sur l'économie de la production d'électricité à partir de différentes technologies. Le rapport peut servir de source d'information aux décideurs et aux professionnels de l'industrie désireux de mieux appréhender les aspects techniques et économiques de la production électrique.

Le rapport présente et analyse les coûts prévisionnels de production de l'électricité calculés sur la base de données fournies par les experts participants et d'hypothèses génériques définies par le groupe. Le Secrétariat conjoint AEN/AIE a utilisé la méthode du coût moyen actualisé pour estimer les coûts de production de l'électricité produite par plus d'une centaine de centrales au charbon, au gaz, nucléaires, hydrauliques, solaires, éoliennes et autres ; des estimations de coûts de production de l'électricité sont données également pour des centrales cogénératrices de chaleur et d'électricité alimentées au charbon, au gaz ainsi qu'avec

des combustibles renouvelables. Les centrales considérées dans l'étude utilisent des technologies disponibles aujourd'hui sur le marché et susceptibles d'être mises en service dans les pays participants d'ici 2010 à 2015 ou plus tôt. Les hypothèses génériques pour les principaux paramètres économiques et techniques comprenaient une durée de vie économique de 40 ans pour la plupart des centrales, un facteur de charge moyen pour les unités en base de 85 %, et des taux d'actualisation de 5 et 10 %. Les annexes du rapport couvrent différents sujets tels que les technologies de production de l'électricité, l'intégration des risques financiers dans l'estimation des coûts, l'impact de l'introduction de centrales éoliennes dans les réseaux électriques et les effets des échanges de permis d'émission de carbone sur les coûts de l'électricité.

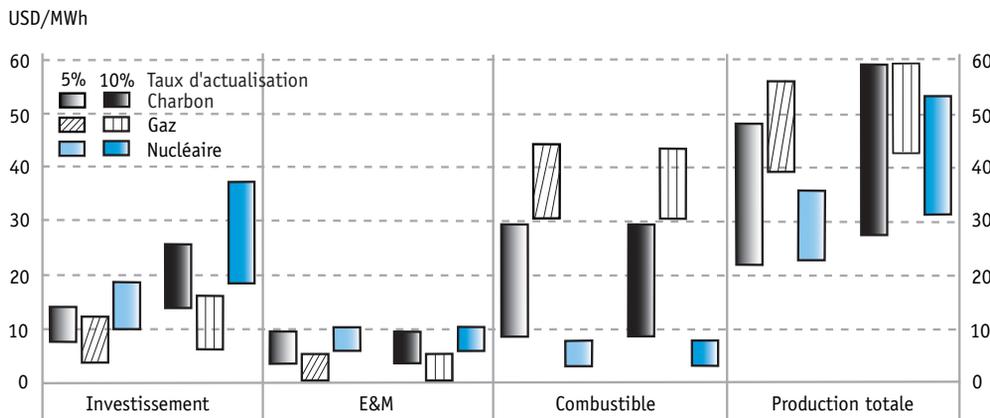
Les coûts de production d'électricité sont calculés aux bornes de la centrale et ne tiennent pas compte des coûts de transmission ni de distribution. Les coûts externes résultant des émissions résiduelles – y compris les gaz à effet de serre – ne sont pas inclus dans les données fournies et ne sont donc pas reflétés par les coûts de production de l'électricité calculés dans cette étude.

Les coûts présentés ne sont pas destinés à remplacer les évaluations économiques nécessaires aux investisseurs et aux compagnies d'électricité au stade de la décision et de la mise en œuvre d'un projet. En effet, ces évaluations requiè-

rent des hypothèses et un cadre spécifiques à chaque projet, reflétant les conditions locales et une méthodologie adaptée à la situation des investisseurs et des autres parties prenantes. En outre, la réforme des marchés de l'électricité a modifié la prise de décision dans le secteur électrique et conduit les investisseurs à prendre en compte les risques financiers associés aux différentes options tout autant que leurs performances économiques. Au vu des risques auxquels ils doivent faire face sur les marchés libéralisés, les investisseurs ont tendance à préférer des technologies plus flexibles et demandant moins de capitaux. La méthodologie utilisée pour calculer les coûts de production de l'électricité dans cette étude ne reflète pas de façon complète les risques des marchés ouverts.

La nature des risques influant sur les décisions des investisseurs a changé de façon notable avec la libéralisation des marchés de l'électricité et ceci influe sur les taux de retour sur les investissements du secteur électrique. Les risques financiers sont perçus et évalués de façon différente. Les marchés du gaz évoluent notablement à plusieurs niveaux. Les politiques environnementales jouent un rôle de plus en plus important et influenceront certainement les prix futurs des combustibles fossiles. La sécurité d'approvisionnement en énergie demeure un enjeu pour beaucoup de pays de l'OCDE et pourra influencer sur les politiques nationales futures d'investissement dans le secteur électrique.

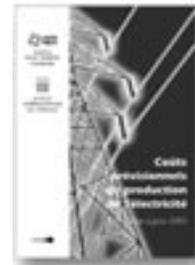
Fourchette des coûts actualisés pour le charbon, le gaz et le nucléaire



Tenant compte des considérations mentionnées ci-dessus, l'étude montre que les coûts moyens actualisés de production d'électricité les plus bas pour les principales technologies classiques varient entre 25 et 45 USD/MWh dans la plupart des pays. Ces coûts et la compétitivité relative des différentes technologies dans chaque pays sont sensibles au taux d'actualisation et aux prix prévisionnels du gaz et du charbon.

L'étude donne des informations sur les coûts relatifs de

différentes technologies pour la production d'électricité dans les pays participants. Dans le cadre méthodologique et avec les hypothèses génériques adoptés, l'étude suggère qu'aucune technologie classique pour la production d'électricité n'est susceptible d'être la moins chère en toute circonstance. Les choix technologiques dépendront donc des conditions particulières de chaque projet. L'étude confirme qu'il y a place, dans un cadre global, pour toutes les technologies performantes de production de l'électricité.



Coûts prévisionnels de production de l'électricité : Mise à jour 2005 (ISBN 92-64-00828-4) peut être acheté en ligne à www.oecd.org/bookshop. ■

Erratum

Dans le numéro 22.2 de *AEN Infos*, le tableau sur les Projets communs de l'AEN comportait deux erreurs dans les chiffres budgétaires. Le budget du Projet du réacteur de Halden aurait dû se lire US\$ 45 millions, et celui du Projet international d'échange de données de défaillance de cause commune (ICDE) US\$ 150 000/an.