

Livre blanc de Schneider Electric Professional Services



Cinq tendances mondiales qui conditionnent l'avenir de l'énergie

Cinq tendances mondiales qui conditionnent l'avenir de l'énergie

Les informations fournies dans ce document sont de nature confidentielle et constituent la propriété de Schneider Electric. Leur destinataire devra, à réception, veiller à la préservation de leur confidentialité.

Schneider
Electric



Table des matières

À une époque où une extrême incertitude règne sur les marchés mondiaux de l'énergie, nous avons jugé indispensable d'analyser cinq tendances générales qui vont conditionner l'avenir du secteur.

Ces cinq tendances fournissent des informations et des indications précieuses qui vous aideront à motiver vos choix en matière de demande et d'approvisionnement en énergie dans une perspective de développement durable :

Tendances mondiales du marché de l'énergie et du pétrole brut

La demande mondiale d'énergie poursuivra sa croissance au cours des prochaines décennies... mais pas dans les pays développés

Dispositifs mondiaux de limitation des émissions

Les enseignements tirés des difficultés auxquelles a été confronté le marché européen du carbone devraient bénéficier aux nouveaux programmes de réduction des émissions

Le pétrole brut face à la révolution du pétrole de schiste

La production de pétrole de schiste aux États-Unis : une révolution pour tous... sauf le consommateur

Production mondiale de gaz naturel

Comment les écarts de prix du gaz naturel accélèrent la mondialisation de ce marché

Tendances du marché mondial de l'énergie

Le caractère par définition volatil des marchés de l'énergie va perdurer malgré l'évolution du mix de production

À propos de Schneider Electric

Spécialiste mondial de la gestion de l'énergie présent dans plus de 100 pays, Schneider Electric propose des solutions intégrées pour de nombreux segments de marché et fait figure de leader dans des domaines tels que les services publics et les infrastructures, l'industrie et la construction de machines, les bâtiments non résidentiels, les centres de données et réseaux et les bâtiments résidentiels. Mobilisés pour rendre l'énergie sûre, fiable, efficace, productive et propre, ses plus de 140 000 collaborateurs ont réalisé un chiffre d'affaires de 24 milliards d'euros en 2012 en s'engageant auprès des individus et des organisations afin de les aider à tirer le meilleur de leur énergie.

La stratégie de Schneider Electric Professional Services

La division Professional Services de Schneider Electric propose des services et des solutions sur mesure en réponse aux nombreux besoins de ses clients en matière de gestion de l'énergie et de développement durable. Les spécialistes de la division élaborent des solutions intégrées autour du cycle de gestion de l'énergie, l'approche stratégique et orientée de Schneider Electric pour une gestion globale de l'énergie.

Pour plus d'informations

Si vous souhaitez discuter avec nous de la gamme de services que nous vous proposons, n'hésitez pas à nous envoyer un courriel à l'adresse suivante : enquiries@ems.schneider-electric.com



La demande mondiale d'énergie poursuivra sa croissance au cours des prochaines décennies...

...mais pas dans les pays développés

Plusieurs études récentes réalisées par des organismes tels que l'EIA (Energy Information Administration – service national d'information sur l'énergie) aux États-Unis ou l'AIE (Agence internationale de l'énergie), mais aussi par de grandes compagnies pétrolières telles qu'Exxon Mobil ou BP, ont révélé une caractéristique commune au secteur de l'énergie dans son ensemble : une divergence très nette est apparue dans la consommation mondiale d'énergie, et devrait perdurer au cours des années à venir.

Car si l'on estime que la demande mondiale d'énergie augmentera d'un tiers au cours des deux prochaines décennies, la demande des pays développés ne devrait pas évoluer de manière significative. En d'autres termes, la croissance de la demande mondiale sera totalement imputable aux pays en développement.

Cela ne veut pas dire que la situation des pays développés va se dégrader, entraînant une réduction de leur demande énergétique ; ceux-ci devraient en effet connaître une croissance économique lente, mais constante.

C'est, au contraire, une plus grande efficacité énergétique liée à l'évolution technologique – par exemple des centrales au gaz naturel plus efficaces ou des véhicules consommant moins de carburant – qui contiendra la demande de ces pays. Dans les nations développées, les conséquences de la croissance de l'activité sur la consommation seront ainsi compensées par l'accent mis sur l'efficacité et la baisse de l'intensité énergétique.

La croissance démographique est un autre facteur qui influe de manière importante sur la demande énergétique. Un accroissement soutenu de la demande mondiale d'énergie dans les décennies à venir semble inévitable si l'on tient compte du fait que la population de la planète devrait augmenter de 25 % entre 2010 et 2040, date à laquelle elle pourrait dépasser les 9 milliards d'individus. Et la hausse de la consommation d'énergie des pays en développement est corroborée par des prévisions indiquant que, d'ici 2040, l'Asie-Pacifique et l'Afrique abriteront les trois-quarts de la population mondiale.

L'augmentation de la consommation d'énergie ne sera d'ailleurs pas exclusivement due à la croissance de la population mondiale, mais aussi à un meilleur accès à l'électricité partout dans le monde. Actuellement, 1,3 milliard de personnes sur la planète n'ont pas accès à l'électricité, sachant que dans de grands pays émergents comme l'Inde, un quart de la population ne dispose pas d'un accès de base à cette source d'énergie. La croissance et l'arrivée à maturité économique de ces pays ira de pair avec la construction d'infrastructures et une amélioration de l'accès.

La demande industrielle des pays en développement va, elle aussi, favoriser la consommation d'énergie et devrait représenter 70 % de la demande industrielle mondiale



à l'horizon 2040. Dans le même temps, les pays développés connaissent d'ores et déjà une tendance inverse : la baisse de l'activité manufacturière et le développement des processus éco-énergétiques contribuent à réduire la consommation d'énergie de ce secteur.

On observe non seulement des tendances contradictoires entre pays développés et en développement au cours des décennies à venir, mais on constate aussi des divergences entre les pays en développement eux-mêmes en fonction de leur rythme propre de maturation économique et de croissance démographique.

Ainsi, Exxon Mobil prévoit que la demande industrielle d'énergie en Inde triplera entre aujourd'hui et 2040 alors que la demande industrielle en Chine devrait culminer en 2025, puis baisser de 20 % d'ici 2040 au fur et à mesure de la phase de transition du pays. En tant que nation désormais développée, la Chine mettra alors logiquement l'accent sur l'efficacité énergétique.

Si l'avenir de l'économie mondiale et l'évolution du paysage énergétique dans les décennies à venir restent, dans une large mesure, incertains, le renforcement de l'efficacité énergétique dans les pays développés est une tendance lourde dont les effets ne pourront, sans doute, être contrebalancés que par la hausse de la demande d'énergie dans les pays en développement.

Que cela signifie-t-il pour vous ?

Il est impératif de se tenir informé des orientations de ces marchés car ces données peuvent peser lourd dans les décisions stratégiques à long terme. Qu'il s'agisse de choisir le site d'implantation d'une nouvelle usine, de définir des énergies à privilégier ou de gérer la demande, il est indispensable de savoir comment et dans quelle direction évoluent les marchés et quelles conséquences cela peut avoir sur les prix. Et à l'heure où la demande mondiale augmente dans les pays en développement, le centre de gravité du secteur de l'énergie va se déplacer vers les marchés émergents où des phénomènes à la fois de libéralisation et de réglementation risquent de brouiller encore davantage les cartes.



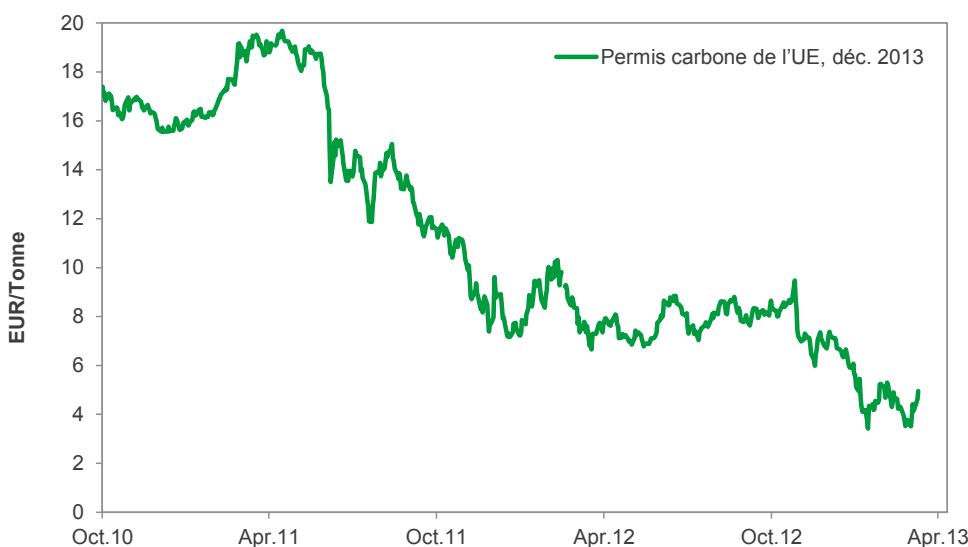
Les enseignements tirés des difficultés auxquelles a été confronté le marché européen du carbone devraient bénéficier aux nouveaux programmes de réduction des émissions

Les enseignements tirés du fonctionnement du Système communautaire d'échange de quotas d'émission (SCEQE) font penser au « syndrome du premier né », selon lequel les parents élèvent différemment un enfant aîné par rapport à ses frères et sœurs plus jeunes parce qu'ils ont appris, entre temps, comment éduquer efficacement les enfants.

Ce scénario s'applique également au marché mondial du carbone où le SCEQE fait figure de premier né. Les initiatives du SCEQE qui n'ont pas donné de résultats satisfaisants seront remises en cause dans les dispositifs futurs, alors qu'au contraire, les projets qui auront connu la réussite seront approfondis.

Le SCEQE a traversé une époque sans équivalent dans l'histoire de l'économie mondiale, jalonnée de nombreux défis et obstacles tout à fait imprévus. Le SCEQE a pu tirer de précieux enseignements des difficultés rencontrées ces dernières années, et ces enseignements devraient grandement bénéficier aux nouveaux marchés qui sont en train de se mettre en place.

Alors que la première phase d'activité du SCEQE, de nature probatoire, était lancée en 2005 dans une démarche de « plafonnement et d'échange » visant à abaisser le niveau des émissions des 27 Etats membres de l'UE, les prix sont retombés presque à zéro vers la fin de cette phase, soit à la fin de l'année 2007. La seconde phase a connu une réussite un peu plus marquée avant que les prix ne s'effondrent dans les dernières années sous l'effet combiné de la délivrance d'un trop grand nombre de permis et de la récession mondiale qui a affaibli la demande.





Cependant, le SCEQE est un succès éclatant si on le compare à son équivalent lancé par L'ONU. Si le nombre des permis européens a considérablement chuté, les autorisations émises par l'ONU ont perdu presque toute valeur ces dernières années car le niveau excessivement élevé de l'offre a paralysé le dispositif ; un écueil que nous devons avoir soin d'éviter lors des prochains projets. Nous devons aussi relever de nouveaux défis, comme par exemple assurer un équilibre adéquat des influences politiques. N'oublions pas, en effet, que des États membres importants du SCEQE ont négocié l'octroi de permis extrêmement généreux, ce qui a créé des inégalités à l'intérieur du dispositif et a encore aggravé le caractère beaucoup trop pléthorique de l'offre. Dans le même temps, certains pays comme le Royaume-Uni ont pris des mesures pour gommer les défauts du dispositif, allant jusqu'à introduire un prix plancher du carbone afin de garantir que les pollueurs paient une somme minimum pour les émissions dont ils sont responsables.

Où se situent, géographiquement, les nouveaux marchés des émissions ? Aux États-Unis, c'est la Californie qui a pris les devants en créant un programme de plafonnement et d'échange qui a été finalisé en octobre 2011. Lancé au début de l'année 2013, le programme s'est appliqué dans un premier temps au secteur de la production d'électricité, la mise en conformité des autres secteurs étant attendue pour les cinq prochaines années. L'objectif du programme est de ramener les émissions de gaz à effet de serre au niveau de 1990 d'ici 2020, et les échanges de crédits carbone sont très actifs depuis août 2011.

La Chine a aussi lancé un programme carbone pilote au début de cette année. Concentré sur sept zones géographiques : deux provinces et cinq grandes villes, il a été validé par la Commission nationale du Développement et de la Réforme (CNDRC) en octobre 2011. La Chine étant le premier émetteur mondial de CO², les programmes visent des réductions d'émissions dans le secteur de la production d'électricité et dans l'industrie manufacturière, avec l'objectif secondaire de supprimer la dépendance du pays vis-à-vis du charbon.

La NDRC espère étendre ce dispositif à l'échelle nationale d'ici 2015, mais de nombreux obstacles doivent encore être franchis pour y parvenir. L'une des plus grandes difficultés à cet égard est sans doute le fait que le marché réglementé de l'énergie limite la part des coûts supplémentaires - occasionnés par les dispositifs de réduction des émissions ou par les investissements destinés à augmenter l'efficacité énergétique - que les producteurs d'électricité peuvent imputer aux consommateurs

Notre troisième et dernier exemple est l'Australie, pays qui souhaite depuis longtemps s'associer au SCEQE en 2015. Le projet a été officiellement approuvé à la fin de l'année 2011, mais il a récemment été remis en question au vu des difficultés auxquelles était confronté le marché du SCEQE. Quoi qu'il en soit, l'Australie va s'attaquer énergiquement à la question de la réduction des émissions dans les secteurs de la production d'électricité et des transports, notamment parce que le charbon entre pour une large part dans cette production. Ces mesures permettront aussi au pays de respecter ses engagements dans le cadre du Protocole de Kyoto pour la seconde période d'engagement du protocole qui débute cette année.

Si l'on est en droit de considérer que le SCEQE est loin d'avoir rempli les objectifs qu'il avait laissé espérer, force est de constater qu'il peut encore atteindre le but qui lui avait été fixé



de réduire les émissions de 21 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici la fin de la décennie, fût-ce pour de mauvaises raisons, à savoir les difficultés économiques. Enfin, l'intérêt principal du dispositif réside certainement dans les difficultés qu'il a rencontrées du fait de son caractère pionnier. En effet, les déconvenues liées à l'inexpérience et à l'ambition du projet ont très certainement permis à d'autres programmes mondiaux de mieux définir les moyens nécessaires à leur réussite.

Que cela signifie-t-il pour vous ?

A l'heure où les états et les organisations avancent à tâtons sur le terrain accidenté des politiques de réduction des émissions, on peut parier sans risque que les enseignements tirés de ces tentatives bénéficieront aux acteurs de l'industrie. Le calcul et le suivi de l'empreinte carbone des entreprises est une étape préliminaire, et néanmoins fort ardue, à l'élaboration d'une stratégie de développement durable. Si l'on observe les dispositifs adoptés par les différents pays et régions, on obtient un ensemble complexe jusqu'à la confusion. C'est pourquoi il faut identifier les pays susceptibles d'adopter les mesures les plus immédiates, et tenter de comprendre en quoi ces mesures peuvent affecter non seulement telle ou telle unité de production, mais plus globalement votre empreinte carbone et la viabilité à long terme de votre stratégie d'entreprise en matière de développement durable.



La production de pétrole de schiste aux États-Unis : une révolution pour tous... sauf pour le consommateur

En 2005, les États-Unis importaient 60 % du pétrole qu'ils consommaient. La production de pétrole des États-Unis connaissait un déclin structurel depuis la fin des années 1980, exposant le pays à une dépendance non seulement vis-à-vis de pays voisins comme le Canada et le Mexique, mais aussi de fournisseurs tels que le Venezuela, le Nigeria, la Russie et l'Arabie Saoudite.

Les États-Unis ont, cependant, connu un revirement de fortune remarquable au cours des dernières années. La fracturation hydraulique et les gisements de gaz de schiste terrestres ont remis le marché intérieur du gaz naturel sur de bons rails, et un scénario identique semble aujourd'hui se dessiner pour le marché du pétrole.

Les statistiques les plus récentes sont on ne peut plus parlantes. La production de brut des États-Unis a augmenté de 14,6 % en 2012, soit la hausse en glissement annuel la plus importante depuis 1995, et en 2013 la production a passé la barre des sept millions de barils par jour, soit le niveau le plus élevé depuis 20 ans. Phénomène encore plus remarquable, un petit nombre de gisements de gaz de schiste affichent une croissance exponentielle, alors même que d'autres n'ont pas encore atteint leur potentiel de production optimal.

La production de l'ensemble des gisements de schiste actuellement en plein essor dépasse les prédictions initiales les plus optimistes. Le premier gisement de schiste des États-Unis est celui de Bakken du Dakota du Nord, qui a enregistré une augmentation de production de 58 % en 2012 par rapport à l'année précédente avec une moyenne de 769 000 barils par jour. Dans le même temps, l'augmentation des rendements des bassins permien et de l'ouest du Golfe a permis au Texas de doubler sa production au cours des trois dernières années, inversant une tendance baissière qui s'était installée au cours des 23 dernières années.

L'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) souligne le caractère durable de cette hausse de la production intérieure. Elle prévoit, par ailleurs, une baisse des importations à environ quatre millions de barils par jour d'ici une décennie, contre 10 millions de barils par jour en moyenne aujourd'hui. Cette chute s'explique non seulement par l'augmentation de la production des États-Unis, mais aussi par le fait que les véhicules consommeront moins de carburant.

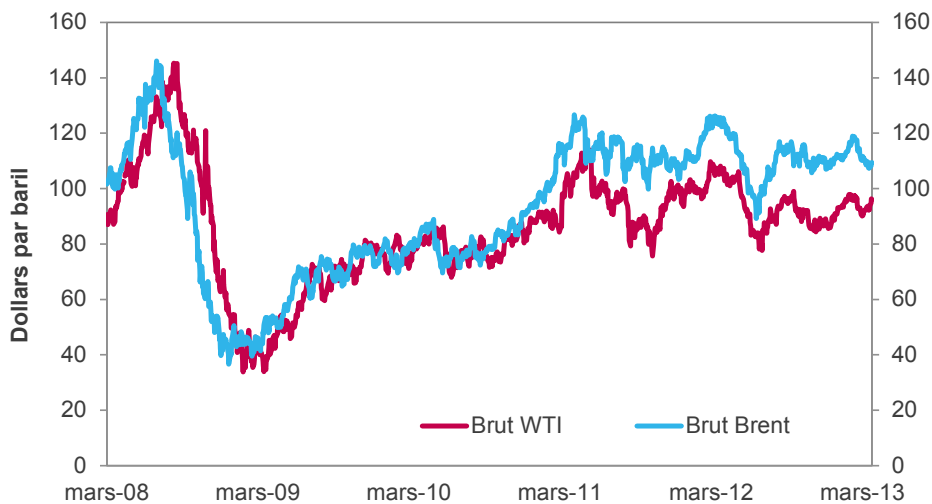
De fait, l'AIE prévoit que la production liquide totale des États-Unis (y compris le brut et le gaz naturel sous forme liquide) dépassera celle de l'Arabie Saoudite d'ici 2020, avec 11,1 millions de barils par jour. Cela signifie que le premier consommateur mondial de carburant va également en devenir le premier producteur mondial.

La situation du marché intérieur américain pourrait laisser penser que la hausse de la production nationale va tirer les prix du carburant vers le bas, comme cela a déjà été le cas pour le gaz naturel. Mais ce scénario a malheureusement peu de chances de se réaliser. Contrairement au prix du gaz naturel qui est fixé au niveau national étant donné le manque de capacité d'exportation, le prix de l'essence et du gazole est beaucoup plus étroitement



lié à celui du brut, qui est, pour une large part, conditionné par des facteurs mondiaux et non nationaux.

Si la tendance du marché mondial était identique à celle du marché américain, cette hypothèse serait peut-être fondée. Certes, la demande est actuellement en baisse dans les pays développés comme les États-Unis, et elle devrait atteindre un niveau plancher dans les années et les décennies à venir en raison de l'augmentation de l'efficacité énergétique et de la baisse de l'intensité énergétique d'une économie où l'activité manufacturière est en recul. Mais dans le même temps, la croissance de la demande mondiale de pétrole devrait connaître une accélération sensible imputable aux pays émergents. Ainsi, si l'augmentation de la production nationale des États-Unis renforcera à coup sûr l'indépendance énergétique du pays, elle a peu de chances de se traduire par une baisse des prix à la pompe.



Que cela signifie-t-il pour vous ?

Malgré le développement de la production de pétrole de schiste aux États-Unis, les marchés mondiaux du pétrole continueront à dicter les prix. Les enjeux liés à l'interprétation des mécanismes qui régissent à la fois les marchés du brut et les marchés des produits dérivés du brut sont immenses. Si l'on ajoute à cela les répercussions de facteurs géopolitiques complexes, on comprend que l'analyse dans la durée de l'évolution des prix du brut et des produits dérivés pourra avoir rapidement un coût prohibitif, en temps et d'un point de vue financier, pour des entreprises dont le cœur de métier n'est pas la prospective économique des marchés de l'énergie. L'idée générale selon laquelle le boom du pétrole de schiste aux États-Unis contribuerait à réduire les prix à la pompe de l'essence et du gazole dans le pays est un parfait exemple de la capacité de ces marchés à invalider des raisonnements qui semblent pourtant relever de l'évidence, et de la nécessité d'appuyer ces raisonnements et les choix qui en découlent sur des analyses approfondies.



Comment les écarts de prix du gaz naturel accélèrent la mondialisation de ce marché

On a un peu de mal à croire que le gaz naturel ait pu être sept fois plus cher aux États-Unis à l'été 2008 qu'au printemps 2012. Certes, beaucoup de choses se sont passées ces dernières années, mais le changement radical d'orientation du marché du gaz tient, pour l'essentiel, en trois mots : gaz de schiste.

Après avoir atteint le niveau record de 13,60/MMbtu de dollars à l'été 2008, les prix ont subi une chute vertigineuse jusqu'à la fin de l'année avec l'irruption de la crise mondiale sur la scène économique. Mais à l'heure où d'autres matières premières, notamment le pétrole, enregistraient un rebond par rapport à leurs niveaux les plus bas de 2009, avec le retour de la demande et donc un rééquilibrage de ces marchés, le gaz naturel n'a pas été capable d'arrêter l'hémorragie des prix.

La raison en est simple : la hausse continue de la production nationale en dépit de la chute des prix a bouleversé les fondamentaux du marché américain du gaz naturel par une offre excessive créant un effet de saturation. Le facteur décisif de ce bouleversement est le gaz de schiste, la compétitivité des nouveaux gisements non conventionnels étant fondée sur des seuils de rentabilité beaucoup plus bas que leurs équivalents conventionnels. Le phénomène s'explique en bonne partie par le recours à des techniques plus efficaces telles que le forage horizontal associé à la fracturation hydraulique.

L'effet d'engorgement du marché a ensuite été exacerbé par la découverte, ces dernières années, de gisements de schiste contenant du pétrole. Malgré la priorité accordée au pétrole, produit beaucoup plus rentable, la production du gaz naturel associé s'est poursuivie dans des volumes significatifs, et de manière à peu près gratuite étant donné le caractère prioritaire de l'exploitation pétrolière.

C'est pourquoi la production nationale n'a cessé de se développer depuis quelques années et s'est approchée durablement de ses niveaux record. Au vu de cette abondance et de la faiblesse des prix dont elle s'accompagne, il n'est pas surprenant que le gaz naturel soit descendu, en moyenne, au-dessous des 4 dollars/MMbtu depuis le début de l'année 2009. A l'autre bout du monde, en Asie, c'est un revirement de tendance des prix du gaz naturel tout aussi spectaculaire, mais totalement inverse à celui observé aux États-Unis, que l'on peut constater.

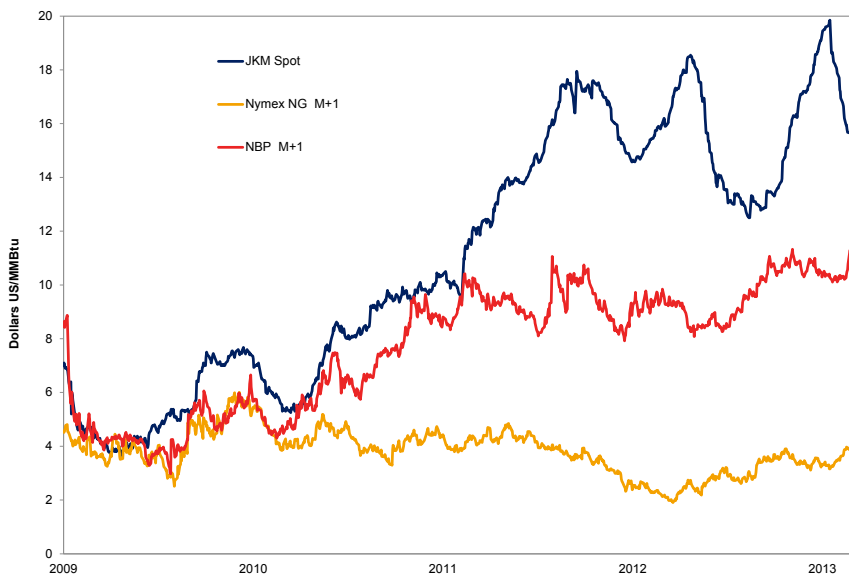
Avant la catastrophe nucléaire de Fukushima Daiichi de mars 2011, 30 % de la consommation électrique du Japon étaient assurés par des réacteurs nucléaires. Mais après la catastrophe, les autorités ont décidé de tous les arrêter (le pays en compte 54). Pour combler le déficit de production énorme suscité par un tel choix, le Japon s'est alors immédiatement tourné vers le gaz naturel.

Un simple coup d'œil sur le tableau ci-dessous permet de constater le différentiel de prix entre le Japon et les autres pays du monde en raison de la hausse brutale de la demande de gaz, et donc de la flambée des prix, qui a fait suite à la catastrophe de Fukushima. Malgré la remise en service des premiers réacteurs nucléaires, l'accroissement de la demande de gaz



naturel apparaît comme une tendance lourde pour les années à venir.

Enfin, le marché européen du gaz naturel affiche un alignement durable de ses prix sur ceux du pétrole qui peut s'expliquer par le fait que les contrats de gaz européens sont encore très souvent indexés sur les prix du pétrole. Alors que les prix du gaz naturel aux États-Unis demeurent à des niveaux ridiculement bas du fait de l'augmentation de la production initiée en 2009, les prix européens n'ont paradoxalement cessé de monter au même rythme que ceux du pétrole. On commence, cependant à observer un changement de comportement d'achat, car un nombre croissant d'acheteurs se positionnent sur des places de marché dérégulées qui s'appuient sur des fondamentaux exclusivement liés au gaz (même s'ils sont encore tributaires de l'évolution des prix du pétrole).



Dans un contexte de baisse de production des gisements de la Mer du Nord, de dépendance accrue des importations, et de prix du pétrole élevés, le niveau des prix du gaz au Royaume-Uni et en Europe est demeuré plus élevé ces dernières années que ne le laissaient supposer les fondamentaux de la demande.

Quelles que soient les disparités tarifaires - reflétant des différences régionales au niveau des fondamentaux - entre l'Asie, les États-Unis ou l'Europe, ce sont paradoxalement ces divergences de prix qui accélèrent la mondialisation du marché du gaz naturel. Et le développement du marché mondial du GNL aura pour effet d'intégrer encore plus étroitement ces différents marchés régionaux au cours des années à venir.

L'influence des États-Unis sur le marché mondial devrait se renforcer ces prochaines années, sachant que les exportations de GNL seront possibles d'ici 2016. Mais l'intérêt le plus marqué pour des contrats à long terme avec des exportateurs potentiels de GNL américains est venu du Japon, pays qui recherche une stabilité et une diversification à long terme de ses flux énergétiques.

Dans le même temps, les prix au Royaume-Uni, et par conséquent dans les autres



pays d'Europe bénéficieront, sans doute, non seulement de la présence d'un nouveau fournisseur potentiel, mais également de l'émergence de nouvelles sources d'approvisionnement sur le marché mondial. Au bout du compte, l'augmentation des exportations de GNL contribuera à réduire les prix du gaz naturel partout dans le monde tout en renchérissant les prix dans les nouveaux pays exportateurs comme les États-Unis.

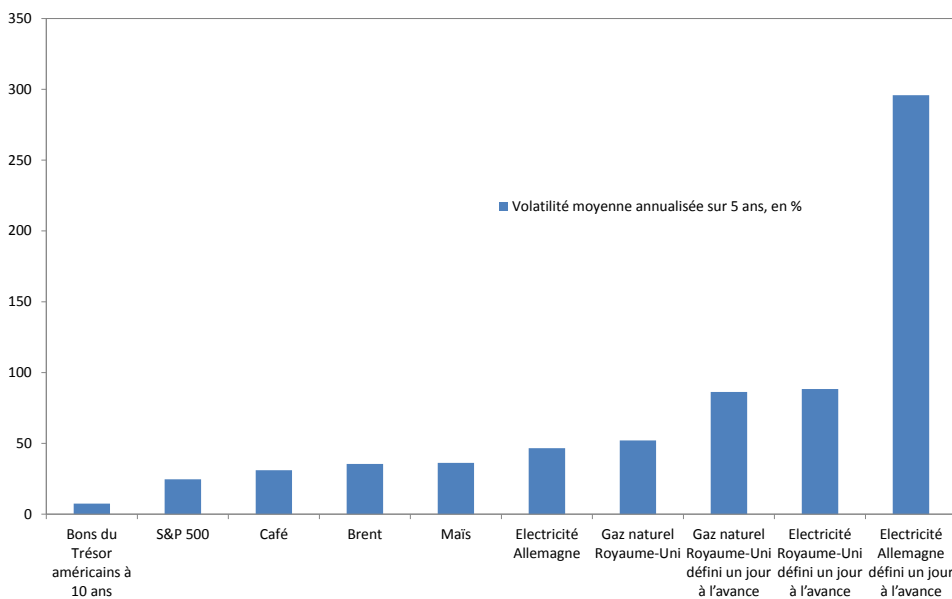
Que cela signifie-t-il pour vous ?

L'expansion du marché du GNL dans les prochaines années pourrait bouleverser en profondeur le contexte tarifaire, affecter la structure des contrats et faire émerger de nouvelles opportunités commerciales. De fait, l'interdépendance croissante des marchés du gaz naturel risque de complexifier leur fonctionnement partout dans le monde. Pour s'assurer que les utilisateurs finaux ne passeront pas à côté d'opportunités intéressantes, il faudra raisonner à l'horizon de plusieurs années pour tenter de comprendre en quoi l'arbitrage mondial peut contribuer à l'homogénéisation des prix et des marchés mondiaux.



Volatilité du prix de l'électricité et évolution du mix de production

Les prix de l'énergie affichent depuis longtemps une volatilité supérieure à celle des autres matières premières ou des produits financiers. Les prix à très court terme sont plus volatiles que les contrats à terme, tandis que les prix de l'électricité Dayahead comptent parmi les plus volatiles de l'ensemble du marché de l'énergie. Dans le cas de l'Allemagne, les prix de l'électricité Dayahead sont plus de trois fois plus volatiles que les prix du gaz Dayahead du Royaume-Uni.



Lorsque les marchés sont confrontés à une pénurie en temps réel, ils font appel aux stocks de la matière première en question pour combler le déficit de production. Ainsi, lorsque la production et les importations quotidiennes des différents marchés du gaz naturel à l'échelle du monde ne suffisent pas à répondre à la demande hivernale, il devient obligatoire de puiser dans les stocks pour mettre fin à la pénurie et stabiliser les prix. Le même principe peut s'appliquer aux hausses subites de la demande à très court terme, et non plus de manière saisonnière : les stocks jouent un rôle d'amortisseur en tant que réserve d'approvisionnement, et peuvent, à ce titre, atténuer en partie la volatilité des prix.

Cependant, contrairement au charbon, au gaz naturel, aux produits pétroliers et à un grand nombre de denrée agricoles, l'électricité ne peut être stockée dans des quantités proportionnées aux besoins commerciaux. Cette spécificité confère un statut particulier au marché de l'électricité par rapport à celui des autres matières premières.

Pour que l'offre soit à la hauteur de la demande sur le marché de l'électricité, la capacité de production (c.-à-d. l'offre) doit au moins égaler le volume de la demande lorsque celui-ci atteint son maximum. Mais étant donné l'extrême volatilité de la consommation d'électricité, la capacité de production doit être beaucoup plus élevée que le niveau moyen de la demande au cours d'une année. Cette réalité est très éloignée de celle du gaz naturel, par exemple, dont la capacité de stockage en prévision des périodes de forte



demande permet de constituer une réserve d'approvisionnement. Cela signifie que l'approvisionnement en gaz naturel, hors stockage, peut fluctuer sans danger en deçà du niveau maximum de la demande.

Cela signifie aussi que le réseau électrique doit gérer le niveau de la demande, et donc adapter en conséquence la structure des contrats de fourniture d'électricité proposés aux usagers du secteur industriel et commercial. Les contrats interruptibles peuvent procurer des avantages tarifaires à ce type d'usagers, qui ont les moyens de réduire, voire de supprimer purement et simplement leur consommation électrique à court terme. Ils peuvent aussi susciter l'adoption de nouvelles dispositions réglementaires en matière d'offre et de demande concernant d'autres matières première comme la marge de capacité obligatoire, c.-à-d. une réserve de capacité de production obligatoire supérieure à la demande maximum attendue.

Mais la conséquence la plus marquante de cette incapacité de stockage reste la très forte propension à la fluctuation des prix, qui s'explique par le fait que la pénurie se répercute directement, en temps réel, sur les prix du marché, une volatilité aux effets potentiellement dévastateurs sur le budget des entreprises.

Face à la croissance de la demande d'électricité, il est devenu impératif de renforcer la capacité de production. En 2010, année sur laquelle portent nos données les plus récentes, la capacité de production électrique mondiale a progressé de 23 % par rapport aux cinq années précédentes, et 34 % de cette production supplémentaire était due aux sources d'énergie renouvelables (énergie éolienne, solaire, etc.).

Une étude récente réalisée par l'équipe Global Research & Analytics de Schneider Electric Professional Services s'est attachée à décrire la relation entre la part croissante des énergies renouvelables dans le mix de production et la volatilité plus importante des marchés de l'électricité. Le développement de la capacité de production et d'utilisation des énergies renouvelables sur les marchés mondiaux risque d'accroître la volatilité des prix de l'électricité. L'exemple de l'Allemagne, leader de ce secteur, nous permet, à cet égard, d'observer aujourd'hui ce que nous réserve l'avenir.

Comment réagir/Que cela signifie-t-il pour vous ?

Ces caractéristiques de marché créent des risques et des opportunités pour les utilisateurs finaux, mais ceux-ci peuvent les affronter de manière active. Il est possible, dans une démarche d'approvisionnement raisonnée, de sélectionner des contrats de fourniture d'électricité physiques en fonction d'un certain nombre de facteurs clés comme les tarifs, les conditions générales du contrat, la structure des produits, les conditions de crédit, susceptibles de réduire la volatilité des prix et le risque qui s'y rattache. On pourra aussi, sur les marchés qui le permettent, adopter une stratégie de couverture dynamique afin d'atténuer l'exposition aux hausses subites de prix et de respecter les impératifs budgétaires. Enfin, pour gérer au mieux son exposition à l'extrême volatilité des prix de l'électricité, il est indispensable de mobiliser des parties prenantes en vue d'élaborer une stratégie basée sur des études et des prévisions d'évolution des marchés.

[Livre blanc]



Pour plus d'informations...

Si vous souhaitez discuter avec nous de la gamme de services que nous vous proposons, n'hésitez pas à nous envoyer un courriel à l'adresse suivante :
enquiries@ems.schneider-electric.com