Un retour en force de la géopolitique

Olivier Appert

Plus de quatre ans après l'invasion de l'Ukraine par la Russie, le conflit au Moyen-Orient nous rappelle que l'énergie a une dimension géopolitique majeure. Ces derniers mois illustrent parfaitement cette phrase d'André Giraud, ministre de l'Industrie pendant le deuxième choc pétrolier : «Le pétrole est une matière première à fort contenu diplomatique et militaire, avec une valeur fiscale indéniable et accessoirement un pouvoir calorifique». Ce qui vaut pour le pétrole vaut pour le gaz, mais aussi pour la transition énergétique.

Les enjeux des détroits

La concentration des ressources pétrolières et gazières dans un nombre limité de pays et l'éloignement croissant entre zones de production et zones de consommation créent des contraintes géopolitiques croissantes au niveau de la logistique pétrolière et gazière, en particulier en ce qui concerne le transit via certains détroits. Environ 20 % du pétrole échangé dans le monde a transité via le détroit d'Ormuz (les deux tiers sous forme de brut et un tiers sous forme de produits pétroliers) et un volume plus important encore via le détroit de Malacca (23,7 Mb/j contre 20,9 Mb/j pour Ormuz en 2023, selon l'Agence internationale de l'énergie, AIE). Les exportations des hydrocarbures du Moyen-Orient dépendent aussi du détroit de Bab el-Mandeb en mer Rouge (4,9 % des échanges mondiaux) et du canal de Suez (4,7 %).

Le marché mondial a déjà été confronté au défi du blocage d'une voie de transit. Cela a été le cas du canal de Suez en 1956, après sa nationalisation, par le président Nasser. Entre 1967 et 1975, il a été fermé par l'Égypte après la guerre des Six Jours, et sa réouverture n'a eu lieu qu'après des opérations de déminage et de nettoyage. À partir de novembre 2023, en réponse à la guerre d'Israël contre le Hamas dans la bande de Gaza, les rebelles yéménites houthis ont lancé des attaques militaires contre les navires transitant par le Bab el-Mandeb. Dans chacun de ces cas, le trafic maritime a chuté de façon importante, se détournant vers le cap de Bonne-Espérance, ce qui renchérit significativement les coûts de transport. Le trafic via Ormuz a été perturbé pendant la guerre Iran-Irak dans les années 1980. Mais l'impact a été limité dans le contexte lié au contre-choc pétrolier.

Le blocage du détroit d'Ormuz est la crise énergétique la plus grave depuis la fin de la seconde guerre mondiale. En effet, c'est une part importante de la production pétrolière et gazière mondiale qui a été retirée du marché. Les voies de contournement du détroit sont limitées pour le pétrole. C'est possible pour l'Arabie saoudite vers la mer Rouge et les Émirats arabes unis vers la mer d'Oman. Mais cela ne représente qu'environ la moitié du transit via Ormuz. Cette voie de contournement par la mer Rouge est elle-même devenue vulnérable : les Houthis ont annoncé en juillet un blocus maritime contre l'Arabie saoudite, des attaques de drones ont interrompu les flux de l'oléoduc Est-Ouest. Il n'y a pas d'alternative significative pour la production de pétrole de l'Irak et du Koweït ainsi que pour le gaz du Qatar ou des Émirats. Le blocage du détroit a aussi affecté le commerce mondial de l'aluminium, de l'ammoniac, du soufre, des engrais ou encore de l'hélium. Il a fortement perturbé l'approvisionnement de la région en produits alimentaires.

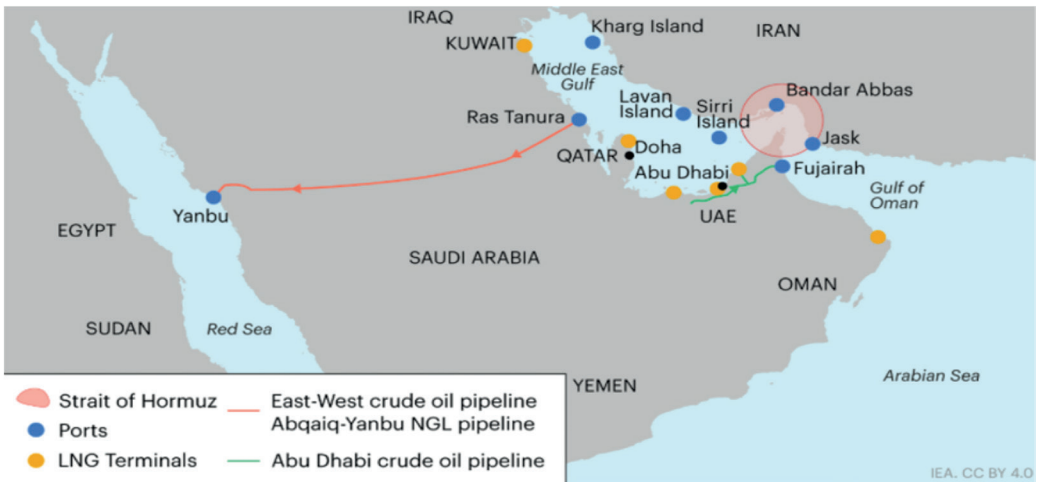


Figure 1. La logistique pétrolière du détroit d'Ormuz

Source : AIE

Des marchés de l'énergie fragilisés

La crise iranienne ne change pas les fondamentaux du marché charbonnier. Le ralentissement de la croissance de la demande mondiale de charbon se poursuit. Bien que le déclin du charbon soit structurel sur le long terme, on ne peut pas encore conclure que la stagnation enregistrée en 2025 va perdurer. Certes, en 2025, la Chine et l'Inde ont réduit leur production d'électricité à partir du charbon. Toutefois, étant donné le poids de la Chine et de l'Inde dans la consommation mondiale de charbon, une légère variation de leur demande d'électricité due à de fortes vagues de chaleur ou de leur production d'électricité renouvelable pourrait de nouveau accroître la demande de charbon du secteur électrique dans ces deux pays. Il faut noter aussi que certains pays, notamment en Asie, ont décidé de relancer la production d'électricité à partir du charbon, en particulier pour faire face aux ruptures d'approvisionnement gazier. Ainsi, la crise du Moyen-Orient peut tout au plus repousser le déclin de quelques années.

Le marché pétrolier a immédiatement réagi à la crise iranienne. Les prix du pétrole ont explosé, passant de 70 $/b en février à environ 110 $/b en avril. Le 17 juin, après la signature de l'accord entre les belligérants, le marché s'est détendu : le Brent a perdu 10 $ et est redescendu à 79 $/b, le niveau le plus bas depuis fin février. Mais la trêve de 60 jours prévue par ce protocole d'accord n'a pas été prolongée. Après de nouvelles hostilités en juillet, la reprise des combats le 30 août a relancé la flambée : le Brent a clôturé à 107,63 $/b le 10 septembre, en hausse de plus de 20 % depuis cette date. Le 25 septembre, il s'établissait à 104,32 $/b. Depuis, les prix ont fluctué en fonction des annonces contradictoires des belligérants.

La flambée des prix a été particulièrement forte pour certains produits dont l'approvisionnement mondial transitait par le détroit d'Ormuz. C'est en particulier le cas du kérosène et du diesel dont les prix ont quasiment doublé, alors que le prix de l'essence n'a augmenté que de 50 %.

La demande a, elle aussi, réagi rapidement à la hausse des prix et aux incertitudes sur la croissance économique mondiale. De février à avril, les importations de pétrole ont baissé de 3,6 Mb/j en Chine, 1,9 Mb/j au Japon, et 1 Mb/j en Corée. La demande finale a baissé de 2,4 Mb/j au deuxième trimestre 2026 par rapport au deuxième trimestre 2025. D'après l'AIE, sur l'ensemble de l'année, la demande devrait baisser de 2,5 Mb/j,

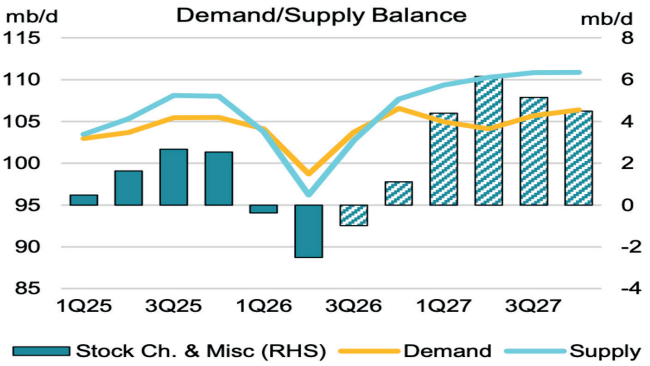


Figure 2. Perspectives du marché pétrolier

Source : AIE, Oil Market Report

contre une croissance de 0,85 Mb/j encore attendue en février.

L'offre devrait baisser de 5,7 Mb/j, à 100,7 Mb/j en 2026 : plus de 10 Mb/j de production du Golfe restent à l'arrêt en raison des risques sécuritaires, et le redressement de la région est reporté à 2027, année où la production devrait rebondir de 8 Mb/j. On est donc passé en quelques mois d'un marché excédentaire depuis plusieurs années à un marché tendu avec des prélèvements sur les stocks de 2,8 Mb/j en moyenne depuis février. Le retour à un marché excédentaire, que l'AIE envisageait encore en juillet pour la fin de l'année, s'éloigne : il suppose désormais une réouverture effective du détroit d'Ormuz, qui n'est pas acquise.

La crise iranienne a fragilisé l'OPEP avec le départ des Émirats arabes unis de l'organisation à compter du 1er mai. Certes, l'OPEP a survécu au départ ces dernières années du Qatar, de l'Équateur et de l'Angola. Mais les Émirats représentent environ 13 % de la capacité de production de l'OPEP. Ce départ pèsera sur le marché pétrolier dès que le détroit d'Ormuz sera ouvert. Cette décision a été justifiée par des raisons économiques. Mais elle est aussi la manifestation d'une bataille d'influence entre les Émirats et l'Arabie saoudite au Moyen-Orient et dans la Corne de l'Afrique dont l'impact sera durable.

Face à cette situation de crise, plusieurs leviers d'action ont été mobilisés par les pays consommateurs : interdiction d'exportation, rationnement de produits pétroliers et d'électricité, généralisation du télétravail, allègement des spécifications… La hausse des prix à la pompe a conduit à une modification des comportements des consommateurs : ainsi, en France, la consommation de carburants routiers a enregistré au mois d'avril une forte baisse de 11 % sur un an. L'AIE a réagi rapidement en décidant le 11 mars la libération de 400 Mb des stocks stratégiques. À la mi-juin, 165 Mb de stocks publics et 87 Mb de stocks industriels avaient été mis sur le marché. Cependant, la pression sur les stocks mondiaux atteint des proportions inquiétantes. Les stocks globaux ont chuté de 74 Mb en avril puis de 143 Mb en mai pour atteindre près de 7,9 milliards de barils.

Les incertitudes sur l'issue du conflit rendent très aléatoire toute projection de l'évolution du marché. Une issue rapide, sur laquelle reposait mi-juin le consensus Bloomberg (85 $/b en moyenne en 2026, 75 $/b en 2027), a été démentie par la reprise des combats. Le Brent a atteint en moyenne 114 $/b en septembre, et l'AIE prévoit désormais 105 $/b au quatrième trimestre 2026, puis 84 $/b en moyenne en 2027. On ne peut pas exclure une poursuite de la flambée des prix au-delà de 150 $/b si le blocage du détroit perdure.

En ce qui concerne le gaz naturel, la crise iranienne va renforcer encore le leadership

américain sur le marché mondial du GNL alors que de nouveaux projets aux États-Unis vont être mis en service. En effet, on peut s'interroger sur les délais de remise en service des capacités de production au Qatar et sur les échéances des nouveaux projets dans ce pays, qui représentaient 25 % des nouvelles capacités de production. La dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations de GNL américain est croissante : celles-ci représentent les deux tiers des importations européennes.

Le marché européen est soumis à des incertitudes majeures compte tenu de cette dépendance vis-à-vis des États-Unis : retards des mises en service, compétition avec la demande intérieure américaine, aléas météorologiques dans le golfe du Mexique. On ne peut pas exclure non plus des décisions imprévisibles de Donald Trump. La sécurité des approvisionnements en Europe dépendra aussi en grande partie de ce qui se passera en Chine. La demande chinoise va croître. Mais la Chine peut devenir plus prudente en ce qui concerne ses importations de GNL, en particulier en provenance des États-Unis. Les compagnies chinoises se positionnent en *global gas players* sur le marché mondial. Ainsi, l'Europe se trouvera en concurrence avec la Chine sur le marché mondial alors que les États-Unis domineront l'offre.

La crise a déclenché une hausse des prix sur le marché européen. Mais le marché a retiré une partie de la prime de risque. Néanmoins, la détente reste fragile : les flux via Ormuz demeurent très faibles, aucun méthanier GNL n'a récemment été observé en transit, et les arrivées de GNL en Europe du Nord-Ouest restent limitées. Or, début octobre 2026, les stockages de gaz de l'Union européenne n'étaient remplis qu'à environ 73 %, une quinzaine de points sous la moyenne des cinq dernières années. Le marché reste donc dans une phase d'attente, partagé entre espoir de désescalade et risque persistant sur les volumes qataris.

Le marché électrique en Europe affiche un comportement globalement stable, même si la sensibilité aux facteurs externes (évolution des prix des combustibles, géopolitique…) persiste. Cette situation s'explique par une électrification des usages qui tarde et par une croissance des capacités de production, en particulier en énergies intermittentes. C'est un échec patent en

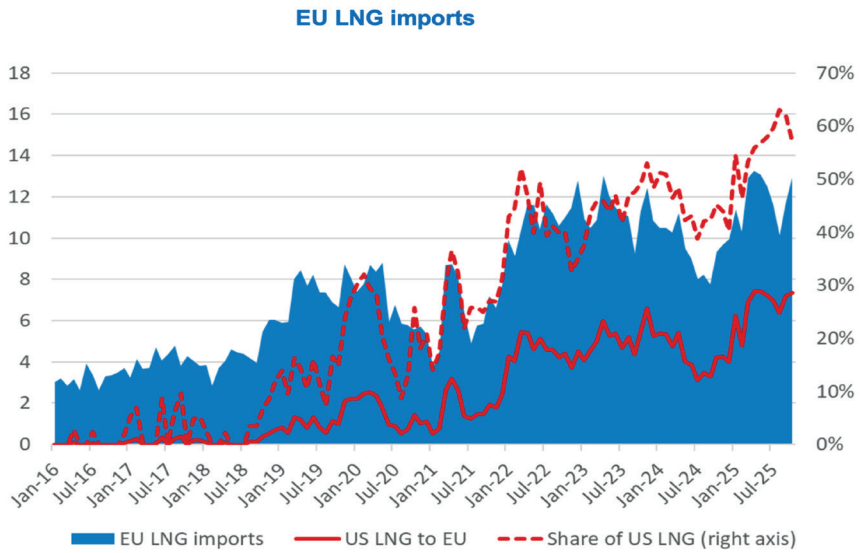


Figure 3. Importations européennes de GNL

Source : AIE

Europe, où la consommation d'électricité stagne depuis 2010. Ceci est dû à une amélioration de l'efficacité énergétique, à des prix de l'électricité en hausse, mais aussi à une désindustrialisation et à des délocalisations. Les États-Unis font exception : leur consommation, longtemps stable, atteint désormais des records. La demande d'électricité croît de 3 à 4 % dans le monde, tirée par la Chine et les pays émergents. Les capacités de production d'énergie intermittente continuent à croître en Europe à l'horizon 2030. Dans la plupart des pays européens, la capacité de production est supérieure à la demande de pointe. En Espagne, aux Pays-Bas et en Allemagne, la capacité installée représente plusieurs fois la demande moyenne, environ cinq fois en Espagne et en Allemagne. En Espagne, elle dépasse même trois fois la demande de pointe. Plus qu'une question d'adéquation des ressources pour les pointes saisonnières, la flexibilité va devenir d'ici 2030 une ressource qui participe à l'équilibre en temps réel du marché de gros de l'électricité. Les besoins de flexibilité devraient croître de 50 à 100 % dans tous les pays européens d'ici 2030. On est dans l'urgence. Signe de ces déséquilibres, le prix *day-ahead* de l'électricité est descendu en France à -498 €/MWh le 1er mai, tout près du plancher réglementaire de -500 €/MWh !

Une transition énergétique en demi-teinte

Dans ce contexte incertain, la dynamique de la transition énergétique est en demi-teinte.

Le bilan de la COP30 est mitigé, avec quelques avancées, mais beaucoup de points en suspens. À nouveau, la sortie des fossiles a fait l'objet d'une forte mobilisation : aucune décision n'a été prise et la présidence a retenu le principe d'accords volontaires. L'adaptation au changement climatique, qui était le parent pauvre des COP précédentes, est revenue dans les débats. Il a été décidé de tripler le financement de l'adaptation d'ici 2035, mais les modalités restent cependant à définir. Bien que ce sujet ne soit pas à l'ordre du jour de la conférence, il faut noter l'annonce d'une coalition visant à renforcer la coopération sur la mise en place de marchés internationaux du carbone. La conférence de Belém a donné lieu à des demandes croissantes de faire évoluer le modèle des COP. L'approche bicéphale de la COP31 associant la Turquie et l'Australie est peut-être un premier pas pour rendre le processus plus efficace.

Le contexte géopolitique mondial se traduit par une augmentation rapide des dépenses de défense qui ont atteint en 2025 le niveau record de 2887 milliards de dollars. *A contrario*, la croissance des investissements dans les *clean tech* s'essouffle. Aux États-Unis, depuis l'arrivée de Donald Trump au pouvoir, ces investissements ont baissé d'un tiers alors qu'après le lancement par Joe Biden de l'*Inflation Reduction Act* en 2022, ils avaient été multipliés par un facteur 4.

La crise iranienne a déclenché une baisse importante du prix des quotas EUA. Le marché s'est redressé depuis. Les prix ont été soutenus par des températures supérieures aux normales saisonnières.

La bulle de l'hydrogène bas carbone semble avoir éclaté et on revient à des perspectives plus réalistes. L'an dernier, environ 60 projets majeurs ont été arrêtés, représentant une capacité de production de 4,6 Mt, soit plus de 4 fois la production mondiale d'hydrogène bas carbone. L'AIE estime que sur les 2600 projets annoncés fin 2025 seulement un quart devrait être en production en 2030, alors qu'il serait nécessaire de multiplier par 10 la production d'ici 2035 pour atteindre le scénario *Net Zero Emissions*. En France, 2025 a été une année noire pour la filière, avec par exemple la décision d'ArcelorMittal d'annuler son projet à Dunkerque, la liquidation de Global Bioenergies, et la réduction de 70 % des effectifs de Symbio qui avait bénéficié de 350 millions d'euros d'aides publiques.

En 2025, les véhicules électriques ont connu un boom dans les pays non-OCDE. La Chine se distingue tout particulièrement, ayant dépassé les 50 % de part de marché pour la première fois en 2025. Les nouveaux leaders de la mobilité électrique se situent en Asie du Sud-Est : Singapour et le Vietnam devraient ainsi quasiment atteindre

respectivement 50 et 40 % de part de marché de ventes de voitures électriques.

La transition énergétique relancée par la crise iranienne représente aussi un défi géopolitique majeur. En effet, la transition sera métallivore. L'AIE estime dans son scénario *Announced Pledges* que d'ici 2050, la consommation de cuivre devrait augmenter de 122 %, de 618 % pour le nickel, de 1418 % pour le zirconium et de 4162 % pour les platinoïdes. On dit parfois que sortir des énergies fossiles permettra d'éviter les risques géopolitiques. Mais c'est tomber de Charybde en Scylla, plus précisément du Moyen-Orient en Chine. On a découvert avec les terres rares que la transition énergétique faisait aussi l'objet de nouveaux enjeux géopolitiques. L'économie mondiale dépend ainsi pour ses approvisionnements liés à la transition énergétique de la Chine, qui domine toute la chaîne de valeur. Celle-ci dispose d'une position stratégique et les restrictions chinoises à l'exportation se multiplient depuis 2023.

Après la crise ukrainienne, la crise iranienne nous rappelle avec force que la géopolitique est un enjeu majeur du secteur énergétique. Cela vaut pour le pétrole, le gaz, mais aussi pour la transition énergétique dans son ensemble. C'est une dimension majeure qui doit plus que jamais être pleinement intégrée par les décideurs publics et privés, dans les politiques énergétiques comme dans les stratégies d'entreprises.

Biographie

Diplômé de l'École polytechnique et ingénieur des mines, **Olivier Appert** a occupé des fonctions de direction dans des administrations et des entreprises, essentiellement dans le domaine de l'énergie et de la technologie, et aussi à l'AIE de 1999 à 2003. De 2003 à 2015, il a été président-directeur général de IFP Energies Nouvelles. Il a présidé le Conseil Français de l'Énergie de 2010 à 2018 et est aujourd'hui conseiller du centre énergie de l'Ifri et membre de l'Académie des technologies.