

Ormuz révèle nos tensions énergétiques, en Asie comme en Europe

Monde

Par Romain Blachier

Publié le 21 avril 2026

Romain Blachier travaille dans le secteur de l'énergie renouvelable et contribue à différents médias en tant qu'éditorialiste. Il enseigne également la géopolitique, notamment dans les secteurs de l'Asie et de l'Afrique

Ce sont avant tout les pays asiatiques qui sont les plus exposés à la crise énergétique de la fermeture du détroit d'Ormuz. Bien que plusieurs économies majeures de la région soient particulièrement avancées dans la transition énergétique, elles dépendent encore largement des énergies fossiles. Tour d'horizon de l'impact du blocage actuel sur les principales économies asiatiques.

L

Le 28 février 2026, les frappes américano-israéliennes sur l'Iran ont déclenché ce que l'Agence internationale de l'énergie qualifie de plus grande disruption

pétrolière de l'histoire contemporaine. En quelques jours, le trafic de tankers dans le détroit d'Ormuz s'est pratiquement interrompu. Le baril de pétrole Brent a franchi les 120 dollars, avec des scénarios crédibles à 200. L'onde de choc n'a rien d'abstrait pour beaucoup d'économies asiatiques : des pénuries de carburant en Thaïlande, des vols annulés au Vietnam. Près de 84 % du brut transitant par Ormuz est destiné à l'Asie. La Chine en absorbe 37,7 %, l'Inde 14,7 %, la Corée du Sud 12 %, le Japon 10,9 %. Et puis il y a Taïwan — territoire insulaire majeur, dont l'économie mondiale dépend pour ses semi-conducteurs, et qui importe 97 % de son énergie.

La question que pose cette crise n'est pas celle de la géopolitique classique du pétrole. Elle est plus dérangement. Comment se fait-il que les économies, dont certaines sont avancées dans la transition énergétique (avec de grosses différences, l'Inde n'est pas la Chine !) restent aussi exposées aux routes fossiles ? La Chine a installé 430 GW de capacités renouvelables en 2025 — à elle seule, près de 60 % des ajouts mondiaux de l'année, dans un pays qui détient désormais 38 % de la capacité renouvelable planétaire. Et elle continue d'importer 11,6 millions de barils par jour. Le Vietnam projette jusqu'à 73 GW de solaire d'ici 2030 et a accéléré sa transition ; mais dans le même temps ses compagnies aériennes sont clouées au sol. La raison est simple, et les débats sur la transition l'évident : le temps. On ne bascule pas d'un système énergétique à un autre facilement. On vit, pendant des décennies, dans les deux à la fois — construisant le monde d'après tout en payant le prix de celui d'avant. Ormuz vient de rappeler ce prix.

Commençons par mesurer l'exposition. Le détroit d'Ormuz, vingt et un milles marins de large à son point le plus étroit, voit transiter environ 20 % du pétrole mondial et un cinquième du GNL échangé par voie maritime. La quasi-totalité de ces flux alimente l'Asie.

Le Japon est, avec Taiwan, sans doute le pays le plus structurellement vulnérable de la zone. Il dépend du Moyen-Orient pour 93,5 % de son brut importé — une concentration d’approvisionnement sans équivalent parmi les grandes économies. Le 16 mars, Tokyo a déclenché le plus gros prélèvement sur ses réserves stratégiques depuis la création du système en 1978 : 80 millions de barils, soit à peine 45 jours de consommation. Si le baril se maintient entre 120 et 130 dollars, le gouvernement estime l’impact à 0,6 point de PIB en 2026. Côté GNL, la diversification japonaise est plus avancée — l’Australie fournit près de 40 % des importations, la Malaisie 15 % — mais les prix spot suivent le mouvement mondial. La crise accélère un débat qui traînait depuis Fukushima : le Japon compte aujourd’hui 15 réacteurs nucléaires en service, trois prêts au redémarrage, et le 7e Plan stratégique de l’énergie, adopté en 2025, pousse explicitement à maximiser le recours au nucléaire.

La Corée du Sud offre un cas différent — celui d’un pays qui a tenté la diversification et qui découvre, avec cette crise, les limites de l’exercice. Séoul importe 94 % de ses ressources énergétiques, dont 70 % de son brut via le détroit d’Ormuz. Côté GNL, le pays s’est donné les moyens d’une politique de sources multiples : 21 pays fournisseurs, des contrats australiens en forte hausse (+28,7 % en 2025), un accord massif avec les États-Unis à 100 milliards de dollars sur quatre ans pour absorber du GNL américain, et des contrats longue durée avec Venture Global et Trafigura. Mais la crise a quand même forcé le gouvernement à plafonner le prix de l’essence pour la première fois en trente ans et à puiser dans les réserves stratégiques à des niveaux records. Qatar Energy, qui fournissait 15 % du GNL sud-coréen, a déclaré la force majeure. Le nucléaire, qui assurait déjà 31 % de l’électricité en 2024, voit son facteur de charge remonter vers les niveaux d’avant 2011, après des années de sous-utilisation du parc, décidée pour des raisons politiques. La diversification protège aux marges ; elle ne supprime pas la dépendance.

L'Inde, enfin, présente un profil de vulnérabilité différent mais tout aussi préoccupant. Le pays consomme 5,5 millions de barils par jour, dépend à 89 % de l'importation pour son pétrole, et environ 60 % de son brut vient du Moyen-Orient.

Le pays a certes réduit son exposition directe à Ormuz — 70 % de ses importations transitent désormais par d'autres routes, contre 55 % auparavant — grâce notamment aux achats massifs de brut russe, devenu premier fournisseur du pays. Mais le GNL et le GPL restent très dépendants du Golfe et, surtout, l'économie indienne tourne au charbon : 79 % de l'énergie domestique, 69 % de l'électricité. L'Inde produit plus d'un milliard de tonnes de cette source d'énergie par an et en importe près d'un quart de ses besoins. C'est le seul grand pays d'Asie dont la réponse de court terme à la crise pétrolière consiste à brûler encore plus de charbon. La transition, ici, n'en est qu'à ses balbutiements : le solaire représente 8 % de l'électricité, un chiffre qui progresse mais reste marginal face au poids du thermique.

C'est dans ce contexte qu'il faut regarder ce qui se passe du côté des renouvelables, et singulièrement en Chine. Les chiffres de 2025 donnent le vertige. La Chine a porté sa capacité éolienne et solaire combinée à 1 840 GW — 1 200 GW de solaire, 640 GW d'éolien. C'est 38 % de la capacité renouvelable mondiale, concentrés dans un seul pays. La capacité renouvelable totale, hydraulique compris, dépasse 2 340 GW — plus de 60 % de la puissance installée du pays. Pour la première fois, les renouvelables y dépassent le thermique. Le solaire et l'éolien produisent plus d'un quart de l'électricité chinoise. En une seule année, la Chine a ajouté plus de capacité renouvelable que la plupart des pays européens n'en possèdent au total. L'objectif de 1 200 GW, initialement fixé pour 2030, a été atteint avec six ans d'avance.

La Chine produit 80 % des panneaux solaires mondiaux, domine la chaîne des batteries, contrôle l'essentiel de la filière éolienne. Sa transition n'est pas une politique environnementale au sens

occidental mais est tirée de la doctrine de la civilisation écologique (生态文). C'est surtout une stratégie industrielle et sécuritaire. Pékin a compris, bien avant Ormuz, que sa dépendance au pétrole du Golfe constituait sa principale vulnérabilité.

Le Vietnam suit une trajectoire comparable, avec des moyens plus modestes. Le Power Development Plan 8 (PDP8)^① révisé, adopté en avril 2025, vise jusqu'à 73 GW de solaire et 50 GW d'éolien d'ici 2030, soit un triplement des capacités actuelles. L'investissement prévu atteint 136 milliards de dollars sur la période 2026-2030. Le Vietnam mise aussi sur le stockage — entre 12 400 et 22 300 MW de batteries programmées. Mais les goulets restent considérables : réseau électrique sous-dimensionné, cadre réglementaire instable et une dépendance fossile que les panneaux solaires n'effacent pas du jour au lendemain.

Taïwan occupe une place à part dans cette géographie de la vulnérabilité, parce que tous les paramètres y sont poussés au maximum. L'île importe 97 % de son énergie. Entre 60 et 75 % de son brut transite par Ormuz. Pas de pipeline terrestre — c'est une île. Des réserves stratégiques de pétrole qui couvrent plusieurs mois, mais des stocks de GNL limités à une dizaine de jours. Et surtout : aucune option de diversification des routes, contrairement à la Chine qui peut se rabattre sur l'ESPO russe ou les livraisons brésiliennes.

Le problème taïwanais a un accélérateur que personne n'avait anticipé il y a dix ans : les semi-conducteurs. L'entreprise TSMC, premier fondeur mondial de semi-conducteurs, représentait environ 8 % de la consommation électrique de l'île en 2024 — une proportion que les analystes de S&P Global projettent à 24 % en 2030. L'industrie des puces et les datacenters IA ajouteront 5 GW de demande supplémentaire d'ici la fin de la décennie. Or Taïwan a déjà repoussé son objectif de 20 % de renouvelables de 2025 à fin 2026. L'éolien offshore progresse — 5,3 GW raccordés cette année, 15 GW programmés jusqu'en

2035 — mais chaque nouvelle fab TSMC creuse l'écart entre l'offre verte et la consommation réelle. L'île, pragmatique, a décidé du coup la réouverture de centrales nucléaires.

Face à cette exposition commune, les stratégies de court terme divergent radicalement. La Chine a méthodiquement diversifié ses sources. La Russie, via le pipeline ESPO, fournit 600 000 à 700 000 barils par jour acheminés hors d'Ormuz. Le Brésil a vu ses livraisons vers la Chine augmenter de 28 % en 2025.

L'Indonésie a fortement progressé. Plus d'un cinquième des importations chinoises proviennent de sources sanctionnées sous pression américaine — Russie, Iran, Venezuela — un levier de résilience paradoxal face à une crise dont l'Iran est l'épicentre. Pékin a aussi accéléré la constitution de ses réserves : 401 millions de barils en stocks étatiques et 668 millions en stocks commerciaux à fin mars 2025, avec un objectif d'un milliard — trois mois d'importations nettes.

La Chine peut encaisser le choc. Pas sans douleur, mais sans catastrophe. Le Japon, lui, a dû déclencher le plus gros déstockage stratégique de son histoire. La Corée du Sud a plafonné les prix et poussé le nucléaire à plein régime. La crise est là, maintenant, et la transition n'est pas finie.

Ce décalage entre la transformation structurelle et la vulnérabilité immédiate contient une leçon directe pour la France.

La France est, en 2025, le premier exportateur européen d'électricité : 92,3 TWh nets, un record historique. Sa production est décarbonée à 95 %. Mais sa consommation intérieure stagne à 449 TWh, soit 6 % de moins que la moyenne 2014-2019, pour la troisième année consécutive. Le pays exporte massivement une électricité bas-carbone qu'il ne consomme pas lui-même — pendant qu'il continue d'importer pour 57,8 milliards d'euros d'énergie fossile par an (chiffre 2024, en net recul par rapport aux 124 milliards de 2022). La France produit l'électricité propre qui pourrait décarboner ses

transports, son chauffage, son industrie — et elle l'envoie aux voisins, faute d'avoir électrifié ses propres usages au rythme nécessaire.

Ce paradoxe est exactement le symétrique du problème asiatique. L'Asie installe du renouvelable à un rythme hallucinant mais reste accrochée au fossile parce que la demande croît plus vite que l'offre verte. La France, elle, dispose d'une offre électrique décarbonée excédentaire — nucléaire plus renouvelables — mais, s'il faut se réjouir de sa sobriété électrique au premier abord, ne l'absorbe pas parce que l'électrification des usages n'a pas suivi. Dans les deux cas, le diagnostic est le même : la transition ne se joue pas seulement du côté de la production ou des économies d'énergie. Elle se joue du côté de la substitution effective des fossiles. Et cette substitution prend du temps, de l'infrastructure, de l'investissement dans les réseaux, les bornes, les pompes à chaleur, les procédés industriels.

En 2022-2023, face à la crise ukrainienne, la France a déployé un bouclier tarifaire dont le coût net est estimé à 20,4 milliards d'euros par la CRE — et jusqu'à 85 milliards si l'on inclut les manques à gagner fiscaux et les charges imposées à EDF. Le dispositif a protégé le pouvoir d'achat sur le moment mais n'a rien changé à l'exposition structurelle. Un nouveau bouclier, avec un baril à 120-200 dollars et un gaz en hausse de 55 %, serait budgétairement dévastateur. Mais surtout, il reproduirait la même erreur : amortir le choc au lieu de réduire l'exposition. Subventionner les parapluies plutôt que construire le toit.

L'exemple chinois suggère une autre logique. Pékin n'a pas investi dans le solaire et l'éolien par conviction écologique. Il l'a fait parce que le pétrole du Golfe constituait une faille stratégique. Chaque GW installé réduit, marginalement, la vulnérabilité au prochain Ormuz. Et les marges s'additionnent. À 1 840 GW de capacité solaire et éolienne, la Chine construit — lentement, incomplètement — une économie moins dépendante des détroits.

Taiwan montre le corollaire : quand la géographie interdit la diversification des routes, quand l'insularité supprime l'option terrestre, quand la demande technologique dévore les gains renouvelables, la transition devient une course contre la montre. L'île n'a pas le luxe de l'amortissement. Elle n'a qu'une option et elle a commencé à le faire : accélérer.

Trois enseignements pour la politique énergétique française et européenne.

D'abord, la transition énergétique est une politique de sécurité, pas seulement de climat. La crise d'Ormuz le démontre avec une netteté que les débats hexagonaux sur le mix tendent à esquiver. Chaque mégawatt décarboné installé est un mégawatt de moins à importer par des routes vulnérables. Le raisonnement vaut pour le nucléaire comme pour le solaire et l'éolien — mais les renouvelables ont un avantage de vitesse que le contexte rend décisif. Et côté français, l'urgence n'est pas tant de produire plus d'électricité propre — on en a — que de l'utiliser pour remplacer les fossiles dans les transports, le chauffage et l'industrie.

Ensuite, la période de double dépendance est la plus dangereuse. C'est maintenant, pendant qu'on investit dans le renouvelable tout en restant accroché au fossile, que les chocs pétroliers font le plus de dégâts. Et la tentation est forte d'y répondre par des mesures de court terme — boucliers, subventions, stockage d'urgence — plutôt que par l'accélération de la sortie. La Chine a choisi l'accélération. La France, jusqu'ici, a choisi l'amortissement.

Enfin — et c'est le plus contre-intuitif — les pays les plus vulnérables ne sont pas toujours les plus lents. Ce sont ceux qui croient avoir le temps. Taiwan sait qu'elle n'en a pas beaucoup. La Chine le sait aussi. L'Europe, protégée par sa diversification

gazière post-Ukraine et par la relative modération des prix continentaux, pourrait se croire à l'abri. Ce serait se tromper. La prochaine crise — Ormuz encore, ou le détroit de Taïwan — ne laissera pas le temps de déployer un bouclier. Seule l'infrastructure installée avant le choc protège pendant le choc. Et l'infrastructure, ça prend du temps.

Notes

- ① Plan directeur de développement électrique du Vietnam, document cadre qui fixe les objectifs de capacité installée par source d'énergie jusqu'en 2030 (avec une vision 2050). C'est l'équivalent vietnamien de la PPE française (Programmation pluriannuelle de l'énergie).