

Pétrole et Energies – Actualités de novembre à janvier 2025

Prix du pétrole

Le prix du baril de Brent a évolué en 2024 entre un maxi de 91 \$ atteint le 4 avril, poussé par la consommation américaine et la baisse des stocks, et un mini de 70 \$ le 11 septembre. La moyenne sur l'année est de 80,52 \$, en baisse après 82,49 \$ en 2023 et, surtout, 100,93 \$ en 2022. Cette tendance à la baisse, malgré les fortes tensions géopolitiques, est due à la hausse de la production américaine, à la baisse de la hausse (!) des importations chinoises et à la possibilité d'augmentation de la production OPEP+. Le prix est remonté rapidement de 10 \$ entre mi-décembre et mi-janvier pour atteindre 82 \$ poussé par la situation en Libye. Il se retrouve à 75 \$ fin janvier suite aux déclarations de Donald Trump voulant baisser les prix de l'énergie.



Nouvelles d' **ExxonMobil**

ExxonMobil et **LG Chem** ont signé un protocole d'accord non contraignant le 20 novembre pour un accord d'écoulement pluriannuel portant sur un maximum de 100 kt de carbonate de lithium. Le lithium sera fourni à partir du projet prévu d'ExxonMobil aux États-Unis à l'usine de cathodes de LG Chem au Tennessee, qui sera la plus grande du genre aux États-Unis. La décision finale d'investissement sera subordonnée à divers facteurs, notamment à l'établissement de cadres réglementaires commercialement concurrentiels. La production prévue de **Mobil™ Lithium** utilisera la technologie d'extraction directe du lithium (DLE), s'alignant parfaitement sur les compétences de base d'ExxonMobil en matière d'exploration souterraine, de forage et de traitement chimique.

ExxonMobil prévoit d'investir plus de 200 M\$ pour étendre ses opérations de recyclage avancé sur ses sites de Baytown et de Beaumont, au Texas. Les nouvelles opérations devraient démarrer en 2026 et contribueront à augmenter les taux de recyclage avancés et à détourner le plastique des décharges. L'entreprise prévoit de construire des unités supplémentaires pour atteindre une capacité mondiale de recyclage de 500 kt/an par an d'ici 2027.

ExxonMobil a annoncé le 11 décembre son plan d'entreprise à l'horizon 2030, créant ainsi une plate-forme pour étendre davantage l'expérience de l'entreprise en matière de création de valeur pour les actionnaires. Le plan reflète la stratégie de l'entreprise visant à tirer parti de son ensemble unique d'avantages concurrentiels et d'opportunités inégalées afin de créer un potentiel de hausse important pour les actionnaires. La société s'attend à générer un potentiel de croissance supplémentaire de 20 G\$ de bénéfices et de 30 G\$ de flux de trésorerie. À prix et marge constants, la société génère plus de 15 G\$ de bénéfices et plus de 20 G\$ de flux de trésorerie par rapport à 2019, et a réalisé des économies de coûts structurels de plus de 11 G\$ depuis le début de l'année par rapport à 2019. Les flux de trésorerie ont augmenté plus rapidement que ceux de toute autre compagnie pétrolière intégrée (IOC) au cours des cinq dernières années.



Avec l'acquisition de Pioneer, la société a atteint son objectif de disposer de plus de 50 % de sa production totale en amont à partir d'actifs avantageux (Permien, Guyana et GNL) trois ans plus tôt que prévu. D'ici 2030, plus de 60 % de la production de l'entreprise devrait provenir de ces actifs avantageux, qui devraient croître de 1,2 Moebd supplémentaires au cours de cette période. La production totale en amont devrait atteindre 5,4 Moebd d'ici 2030, même si l'entreprise prévoit de réduire l'intensité de ses émissions en amont exploitées de 40 à 50 % par rapport à 2016. ExxonMobil a quatre projets de GNL de classe mondiale en cours de développement et prévoit de dépasser les 40 Mt/an de ventes de GNL d'ici 2030. La société s'attend à réaliser les premières ventes de GNL du développement de Golden Pass aux États-Unis et du projet d'expansion de Qatar North Field East vers la fin de 2025. Elle cible également les décisions finales d'investissement dans le projet de Papouasie-Nouvelle-Guinée en 2025 et dans le développement de Rovuma au Mozambique en 2026.

Dans l'aval (*Product Solution*) ExxonMobil devrait augmenter son potentiel de bénéfice annuel de 8 G\$ supplémentaires d'ici 2030. La compagnie est en bonne voie pour démarrer six projets gros en 2025, soit autant qu'au cours des cinq années précédentes combinées. Ces projets comprennent le complexe chimique chinois, un hydrofiner à Fawley, le projet *resid upgrade* de Singapour, un projet de diesel renouvelable à Strathcona, au Canada, des unités supplémentaires de recyclage des plastiques à Baytown, au Texas, et une expansion jusqu'à 200 kt/an de l'unité de fabrication de résine thermodurcissable Proxima™ dans l'est du Texas.

Dans l'activité bas carbone (*Low Carbon Solutions*), ExxonMobil se concentre sur trois principaux secteurs verticaux : le captage et le stockage du carbone, l'hydrogène et le lithium. Ces opportunités s'alignent sur les compétences de base de la compagnie.

ExxonMobil Guyana a fêté le 19 décembre ses cinq ans de production de pétrole au Guyana, une réalisation importante qui souligne le potentiel de transformation du secteur énergétique en pleine croissance du pays. Depuis le « *first oil* » du projet offshore Liza Phase 1 il y a cinq ans, le Guyana est devenu le troisième plus grand producteur de pétrole par habitant au monde. Le secteur pétrolier et gazier a stimulé une croissance économique considérable au Guyana, contribuant à faire du pays l'une des économies à la croissance la plus rapide au monde. En cinq ans, l'entreprise a démarré trois mégaprojets off-shore complexes dans le respect de l'échéancier et du budget, tout en faisant progresser les plans de cinq autres projets d'ici la fin de la décennie. La capacité de production du Guyana devrait dépasser 1,7 Mbd, avec une production brute atteignant 1,3 Mbd d'ici 2030.

ExxonMobil a annoncé le 31 janvier un bénéfice de 33,7 G\$ en 2024, avec le meilleur rendement (12,7 %) de la profession, contre 36,0 G\$ 2023. La baisse est due aux marges de raffinage plus faibles en 2024. Les dépenses d'investissements s'élèvent à 27,6 G\$ contre 26,3 G\$ en 2023.

Après un minimum de 96 \$ le 19 janvier 2024 et un nouveau record historique à **126,34 \$** le 7 octobre, l'action ExxonMobil a terminé l'année à 107,36 \$. Elle est à 110 \$ le 31 janvier 2025.

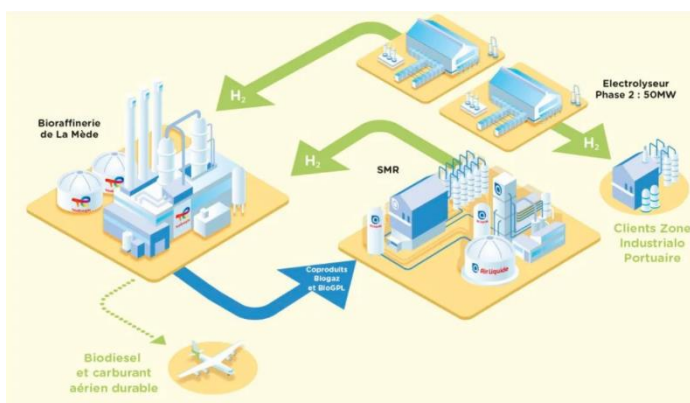


Nouvelles de la profession



TotalEnergies, bp, Equinor et Shell annoncent, le 15 novembre, investir pour contribuer à l'Objectif de Développement Durable n°7 des Nations Unies (ODD 7), qui vise à garantir l'accès de tous à une énergie abordable, fiable, durable et moderne. Les quatre majors de l'énergie s'engagent à investir conjointement 500 millions de dollars, destinés à créer un impact positif pour l'accès à l'énergie des populations dans des régions clés au cours des prochaines années.

TotalEnergies lance avec **Air Liquide** un projet de production d'hydrogène renouvelable sur la plateforme de La Mède (Bouches-du-Rhône). Ce nouveau projet vient en complément du projet Masshyla de production d'hydrogène vert par électrolyse mené par TotalEnergies en partenariat avec ENGIE. Ces projets permettront de réduire les émissions de CO2 de la bioraffinerie de La Mède de 130 kt/an. D'une capacité de 25 kt/an d'hydrogène, l'unité (réformage à la vapeur) recyclera les coproduits issus de la bioraffinerie de La Mède. L'hydrogène sera ensuite utilisé par la bioraffinerie pour produire du biodiesel et des carburants aériens durables (SAF). Ce projet représente un investissement global de 150 M€. Le démarrage de cette nouvelle unité est prévu en 2028.



bp a annoncé, le 21 novembre, la décision finale d'investissement sur le projet de compression Tangguh Ubadari, CCUS, en Indonésie, d'un montant de 7 G\$, qui a le potentiel de débloquer environ 3 Gft³ de ressources gazières supplémentaires en Indonésie en séquestrant environ 15 Mt de CO₂ dans sa phase initiale.

Aramco, TotalEnergies et Saudi Investment Recycling Company (SIRC), l'acteur majeur de la collecte et de la valorisation des matières organiques en produits durables en Arabie Saoudite, ont annoncé, le 3 décembre, la signature d'un accord de développement conjoint et de partage des coûts visant à évaluer la possibilité de construire une usine de carburants aériens durables (SAF) dans le Royaume d'Arabie Saoudite en convertissant les résidus locaux issus de l'économie circulaire, tels que les huiles de cuisson usagées et les graisses animales.

TotalEnergies a finalisé, le 10 décembre, l'acquisition des participations de OMV (50%) et de Sapura Upstream Assets (50%) dans SapuraOMV Upstream (SapuraOMV), un producteur et opérateur de gaz indépendant en Malaisie. Le production 2024 est estimée à 590 Mft³ /j de gaz naturel, destinée à l'usine de liquéfaction de Bintulu, opérée par Petronas, ainsi que 10 kbd de condensats.

bp a commencé, le 2 janvier, à acheminer du gaz des puits de la phase 1 du projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de Greater Tortue Ahmeyim (GTA) vers son navire flottant de production, de stockage et de déchargement (FPSO) pour la prochaine étape de la mise en service. GTA, au large de la Mauritanie et du Sénégal, est l'un des développements offshore les plus profonds d'Afrique, avec des ressources gazières à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 2 850 mètres. Une fois entièrement mise en service, la phase 1 de GTA devrait produire environ 2,3 Mt/an de GNL.



TotalEnergies (45 %, opérateur) et ses partenaires **Basra Oil Company** (30 %) et **QatarEnergy** (25 %) ont lancé, le 10 janvier, les travaux de construction du projet ArtawiGas25, première unité de traitement du gaz associé du champ pétrolier de Ratawi, dans la région de Bassorah. Cette unité, qui s'inscrit dans le cadre du projet Gas Growth Integrated Project (GGIP), représente un investissement de l'ordre de 250 M\$ et permettra de traiter 50 Mft³/j de gaz précédemment torché. Le gaz alimentera des centrales électriques locales, couvrant la consommation d'environ 200 000 foyers de la région de Bassorah.

Verso Energy met le cap sur les Landes et prévoit d'investir 1,4 G€ d'ici à 2030 pour la construction d'une usine de production de kérosène de synthèse (e-SAF) destiné aux compagnies aériennes, rapporte Sud-Ouest. Elle captera le dioxyde de carbone des cheminées de la papeterie locale Ryam (Tartas) pour le transformer, grâce à de l'hydrogène vert, en 80 kt/an de kérosène de synthèse (e-SAF).

Les autres énergies

La Suède a décidé de stopper 13 projets de parcs éoliens en mer Baltique, invoquant des impératifs de sécurité nationale. L'annulation des projets éoliens en mer Baltique met en lumière une priorité claire : la défense suédoise prime sur le développement des énergies renouvelables. Les forces armées suédoises, à l'origine de l'étude ayant conduit à cette décision, ont révélé que les éoliennes offshore pourraient perturber gravement les systèmes de détection, notamment les radars et les capteurs sous-marins. Ces interférences compliqueraient la détection précoce des menaces, notamment des sous-marins ou des missiles hostiles, un enjeu particulièrement sensible dans une région où l'enclave russe de Kaliningrad joue un rôle stratégique. Romina Pourmokhtari, ministre suédoise de l'Environnement, a insisté sur « l'impact inacceptable » que ces parcs pourraient avoir, soulignant la gravité de la situation sécuritaire.

La ministre suédoise de l'Énergie, Ebba Busch, pointe du doigt la décision de l'Allemagne de démanteler ses centrales nucléaires comme l'une des principales causes de la flambée des prix de l'électricité en Suède et en Europe. Cette décision a des répercussions transfrontalières significatives : lorsque la production éolienne allemande est faible, la Suède exporte son électricité pour combler le déficit. Cette situation réduit l'offre disponible pour les consommateurs suédois et fait grimper les prix. La ministre n'a pas mâché ses mots, déclarant : « Je suis furieuse contre les Allemands. Ils ont pris une décision pour leur pays, qu'ils ont le droit de prendre. Mais cette décision a eu des conséquences très graves. »



L'innovation dans le domaine de l'énergie nucléaire prend une forme inattendue avec le microréacteur portable Aurora. Conçu par Oklo Inc., ce petit bijou technologique repousse les limites de notre perception traditionnelle des centrales nucléaires. Loin des imposantes tours de refroidissement, Aurora se présente sous l'apparence trompeuse d'un chalet alpin miniature, intégrant une technologie de pointe dans un format compact. Aurora n'est pas qu'une jolie façade. Ce microréacteur embarque des innovations technologiques majeures garantissant efficacité et sécurité : puissance de 1,5 MW, suffisante pour alimenter environ 1 000 foyers, fonctionnement continu pendant 20 ans sans rechargement, système de refroidissement passif et arrêt automatique sans intervention humaine, utilisation de combustible nucléaire recyclé (HALEU). Son efficacité globale atteint les 90% grâce à l'utilisation intelligente de la chaleur résiduelle. Cette chaleur peut être exploitée pour diverses applications : chauffage des bâtiments, dessalement d'eau de mer, agriculture en serre, procédés industriels.

Lors du dernier conseil européen de l'Énergie, en décembre, la France s'oppose fermement à une nouvelle hausse des énergies renouvelables en Europe. Ce débat révèle une fracture persistante entre les stratégies énergétiques des pays membres de l'Union européenne. Cette opposition, portée par Agnès Pannier-Runacher, ministre démissionnaire de la Transition écologique et énergétique, s'articule autour de la défense du nucléaire, présenté comme une alternative viable et stratégique face à la montée en puissance des renouvelables. Lors du Conseil européen de l'énergie, la ministre rappelle que l'imposition d'un nouvel objectif de déploiement des énergies renouvelables pour 2040 pourrait nuire au principe de neutralité technologique et compromettre l'équilibre énergétique de pays comme la France.

Le 3 septembre 2024, à 15 h 54, la première réaction nucléaire en chaîne de l'EPR de Flamanville a eu lieu et le 21 décembre, EDF a reçu l'approbation de l'ASN (Autorité de sûreté nucléaire) pour raccorder le réacteur au réseau électrique national. Le dernier démarrage d'un réacteur en France remonte à celui de Civaux 2, il y a vingt-cinq ans. Le fonctionnement du réacteur sera marqué par différents paliers de puissance, jusqu'à l'été 2025, qui solderont la phase d'essais », précise-t-elle. À cette échéance, le réacteur fonctionnera à pleine capacité avant une première opération de maintenance en 2026, baptisée Visite Complète 1 (VC1), qui inclura le remplacement du couvercle de la cuve.

Le 30 décembre 2024, l'État a officiellement désigné Éoliennes Méditerranée Grand Large comme lauréat pour la construction et l'exploitation d'un parc éolien flottant en mer, situé à plus de 25 kilomètres des côtes de Fos-sur-Mer. Ce projet ambitieux, porté par des acteurs majeurs comme EDF Renouvelables et Maple Power, marque une étape importante dans la transition énergétique française. Ce parc prévoit 22 éoliennes, situées à 25 km des côtes, pour une capacité totale de 250 MW.

Depuis le 1er janvier 2025, la France a franchi une étape décisive dans la gestion de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en créant une entité unique : l'Autorité de sûreté nucléaire et de radioprotection (ASNR). Cette réforme ambitieuse, fruit de la fusion entre l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) et l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN), marque un tournant dans la manière d'aborder les enjeux de sécurité nucléaire.

Le système énergétique français repose principalement sur une production nucléaire robuste, qui représente près de 70 % de son électricité. Ce modèle, hérité des grandes politiques industrielles des années 1970, repose sur un parc de 56 réacteurs. Cependant, ce socle nucléaire a connu des perturbations importantes ces dernières années, notamment en 2022, avec des problèmes de corrosion qui ont entraîné la mise à l'arrêt simultanée de nombreux réacteurs. Cette situation avait alors conduit à une baisse de la production nucléaire à 279 TWh, le plus bas niveau depuis trois décennies. En 2024, le secteur nucléaire a connu une reprise spectaculaire. Grâce à des réparations intensives, à une meilleure gestion des opérations de maintenance, et à des conditions d'exploitation optimales, EDF a produit entre 358 et 364 TWh, retrouvant ainsi des niveaux proches de son potentiel maximal.

Dans un contexte où la quête de la fusion nucléaire s'intensifie à travers le monde, la Chine s'illustre une fois de plus en établissant un nouveau record avec son "soleil artificiel". Les équipes opérant le réacteur EAST (Experimental Advanced Superconducting Tokamak) ont réussi à maintenir un plasma stable pendant 1 066 secondes, un exploit historique dans ce domaine de recherche révolutionnaire. Le EAST, basé sur une conception en forme de tore (ou « donut »), repose sur la technologie de confinement magnétique. Grâce à des électro-aimants ultrapuissants, le plasma – le cœur incandescent où se produisent les réactions de fusion – est maintenu en suspension et chauffé à des températures extrêmes, dépassant les 100 millions de degrés Celsius.

La Belgique a été contrainte d'activer des réacteurs de Boeing 707 pour produire de l'électricité. Ces turboréacteurs, généralement associés à l'aviation, fonctionnent au kérosène et offrent une capacité de production rapide, bien que coûteuse et fortement polluante. Ces dispositifs ont été utilisés à plusieurs reprises depuis janvier 2025, notamment lors de la panne du réacteur nucléaire de Tihange 1, le 20 janvier 2025. Avec des prix atteignant jusqu'à 1 000 euros par mégawattheure, la situation montre à quel point le système énergétique belge est sous tension. La Belgique repose sur un mix énergétique où le nucléaire représente 42,2 % de la production, suivi du gaz (17,6 %), de l'éolien (17,9 %) et du solaire (11,9 %). Toutefois, les énergies renouvelables, tributaires des conditions climatiques, s'avèrent peu fiables en hiver. La loi de 2003 visant à fermer l'ensemble des réacteurs nucléaires d'ici à fin 2025 a déjà conduit à l'arrêt de plusieurs unités. Les capacités des centrales à gaz ne suffisent pas à combler la demande lors de pics de consommation.

À l'approche de 2030, l'Europe semble s'éloigner de plus en plus de ses objectifs ambitieux en matière d'hydrogène vert. Le récent baromètre EY, publié lors du salon Hyvolution à Paris, révèle que seulement 60 % des objectifs fixés sont actuellement couverts par les plans nationaux. Face à cette situation, des questions se posent quant à la capacité de l'Union à combler ce retard énorme.

Une nouvelle carte permet de cartographier pour la première fois les réserves naturelles d'hydrogène aux États-Unis. Cette dernière dévoile des quantités colossales de ce gaz, convoité pour la transition énergétique. Selon l'étude menée par l'Institut d'études géologiques des États-Unis (USGS), plus de 30 États américains possèdent des conditions propices à l'accumulation d'hydrogène naturel, également appelé hydrogène « géologique » ou « blanc ». Ces découvertes pourraient bouleverser les perspectives énergétiques du pays et au-delà.

Depuis quelques années malgré une augmentation de la puissance installée d'éoliennes la production de ces dernières en Europe stagne voire diminue. C'est ainsi qu'en France malgré une augmentation de la puissance installée de 11 % qui est passée de 21,8 GW en 2023 à 24,1 GW en 2024, on a assisté à une diminution globale de 8,4 % de la production électrique des éoliennes terrestres et marines sur la même période. D'après les chiffres de RTE (Réseau de Transport d'Électricité) la production a baissé de 50,9 TWh en 2023 à 46,6 TWh en 2024. Quatre raisons principales sont avancées.

1. Une étude de Gordon Hughes, professeur d'économie de l'université d'Édimbourg a montré que le facteur de charge des éoliennes chutait avec l'usure due au temps. Il a ainsi pu établir qu'en Grande-Bretagne, le facteur de charge normalisé pour les parcs éoliens terrestres atteignaient un pic de production de 24 % au bout d'un an pour chuter progressivement à 15 % à dix ans puis 11 % à quinze ans.
2. Les premières éoliennes ont été installées sur les sites de production les plus ventés et potentiellement les plus productifs. Ce qui n'est plus le cas des nouvelles installations.
3. L'impact de « l'effet de sillage » qui peut se définir comme une diminution de la vitesse du vent derrière l'éolienne existante entraînant notamment une baisse de production des éoliennes situées après la première.
4. Comme si cela n'était pas suffisant pour démontrer l'absurdité d'une politique de multiplication d'éoliennes, l'Institut Copernicus, organisme de la Commission européenne, a publié en 2022 une étude qui démontre que l'Europe a connu un record historique de baisse des vents en Europe depuis 43 ans. L'organisme précise que la production d'électricité par les éoliennes baisse d'un facteur 2,7 par rapport au vent. Ainsi une baisse de 10 % de vent conduit-elle à une baisse de productivité de 27 % en électricité éolienne.

Jean German

Sources : sites internet d'ExxonMobil, de TotalEnergies, de BP, d'Eni, de l'Energieek, de RTE et de Connaissance des Energies.