Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

Le pétrole recule pour la troisième semaine consécutive, malgré les tensions persistantes au Moyen-Orient

La semaine dernière, les cours du pétrole ont enregistré une troisième baisse hebdomadaire consécutive, dans un contexte d'anticipation d'un excédent d'offre mondial d'environ 2 Mb/j au quatrième trimestre, selon l'AIE. Les tensions géopolitiques, alimentées par la persistance d'incidents militaires dans le Golfe et les frappes de drones ukrainiens ont toutefois limité le recul des cours.

Selon la marine iranienne, plusieurs pétroliers auraient heurté des mines dans le détroit d'Ormuz, une information qui reste pour l'instant sans confirmation indépendante. Parallèlement, les Houthis, soutenus par l'Iran, ont de nouveau revendiqué des tirs de missiles en direction de Riyad. Les autorités saoudiennes ont fait état de dégâts sur plusieurs étages du siège du fonds souverain, ainsi que sur des bâtiments voisins. En Russie, les frappes de drones ukrainiens contre les raffineries et les infrastructures d'exportation se sont également intensifiées. Depuis la fin du mois d'octobre, elles auraient entraîné une baisse de 45 % des volumes de brut traités par les raffineries.

Ces facteurs de risque sont toutefois contrebalancés par des perspectives d'offre mondiale plus abondante. Selon les données de JODI, les exportations saoudiennes de brut ont progressé de près de 21 % en septembre par rapport au mois précédent, pour atteindre 5,4 Mb/j, leur plus haut niveau depuis février. La forte hausse des stocks commerciaux américains publiée la semaine dernière vient également conforter les anticipations d'un excédent d'offre. Par ailleurs, après avoir limité les exportations de gazole vers l'Europe afin de privilégier l'approvisionnement de leur marché intérieur, les États-Unis semblent infléchir leur position. Le secrétaire américain à l'Énergie, Chris Wright, a ainsi indiqué que Washington envisageait d'accroître ses exportations de pétrole et de gasoil vers l'Europe. Ces volumes supplémentaires pourraient contribuer à réduire les tensions sur les marchés européens des produits raffinés. Le recul des cours du gazole en Europe observé la semaine dernière constitue un premier signe de détente sur ce marché.

Enfin, les discussions diplomatiques constituent un autre facteur d'incertitude pour les marchés. La rencontre entre Donald Trump, Xi Jinping et Vladimir Poutine a notamment été l'occasion d'afficher une volonté commune de soutenir l'augmentation de la production et de l'offre de produits pétroliers raffinés à destination de l'ensemble des pays, tout en réaffirmant l'importance de préserver la stabilité des flux énergétiques internationaux. Toutefois, en l'absence de perspective claire de désescalade entre Washington et Téhéran, les marchés restent exposés à un risque de nouvelles perturbations des approvisionnements, malgré des fondamentaux mondiaux qui tendent à devenir plus favorables.

En moyenne sur la semaine, le Brent spot s'est établi à 92,8 $/b, en hausse de 0,1 %. À l'inverse, les marchés à terme ont enregistré un repli : le contrat Brent pour livraison en janvier a reculé de 1,4 %, à 92,4 $/b, tandis que le WTI a baissé de 3,3 %, à 84,4 $/b, soit sa plus faible moyenne hebdomadaire depuis la fin août. Malgré la forte volatilité observée ces derniers jours, le consensus Bloomberg du 19 novembre reste inchangé par rapport à la semaine dernière pour les deux prochains trimestres, à 95 $/b pour le Brent au quatrième trimestre 2026 et 90 $/b au premier trimestre 2027. La prévision moyenne annuelle ressort à 91,0 $/b en 2026 et 81,5 $/b en 2027 (-0,5 $/b).

Stocks hebdomadaires américains : forte hausse des stocks de brut et d'essence

Les stocks commerciaux de pétrole brut ont progressé, pour la deuxième semaine consécutive, de 3,4 Mb à 417,8 Mb. Ils restent toutefois inférieurs de 3 % à leur moyenne quinquennale pour cette période de l'année. Cette augmentation s'explique notamment par le recul des volumes de brut traités par les raffineries et par les prélèvements dans les réserves stratégiques, dont les stocks ont diminué de 3,2 Mb pour atteindre 276,4 Mb, un niveau jamais vu depuis plusieurs décennies. Dans le secteur du raffinage, les volumes de brut traités ont reculé de 129 kb/j pour atteindre 16,9 Mb/j, malgré une légère hausse du taux d'utilisation des capacités à 95,7 % (+ 0,5 point). Au total, les stocks américains de pétrole brut et de produits pétroliers, hors réserve stratégique, ont augmenté de 9,2 Mb.

Les stocks de produits raffinés sont également en hausse. Les stocks d'essence ont fortement augmenté de 5,2 Mb, à 215,9 Mb, dépassant de 3 % leur moyenne quinquennale. Les réserves de distillats ont progressé plus modérément de 1,6 Mb, à 104,9 Mb, mais restent inférieures de 7 % à leur moyenne sur cinq ans. Cette reconstitution des stocks intervient alors que la demande d'essence demeure relativement modérée : sa moyenne sur quatre semaines ressort à 8,7 Mb/j, en baisse de 1,8 % sur un an. À l'inverse, la demande de distillats progresse de 4,3 %, à 4,0 Mb/j.

L'évolution des flux confirme par ailleurs un marché américain actif à l'international. Les exportations de brut ont rebondi de 1 Mb/j, à 4,5 Mb/j, leur plus haut niveau depuis environ un mois, tandis que les importations ont reculé de 1,1 Mb/j, à 6,6 Mb/j. La production domestique est restée quasiment stable, à 14 Mb/j (+19 kb/j).

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

Stocks pétroliers en zone ARA : recul des stocks d'essence et de kérosène, quasi-stabilité du gazole. Forte baisse du prix des produits pétroliers.

Les stocks de produits pétroliers dans la zone Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont évolué de manière contrastée au cours de la semaine au 19 novembre. Les stocks d'essence ont enregistré le recul le plus marqué, diminuant de 7 % à 947 kt, sous l'effet d'une demande soutenue à l'exportation, notamment vers le Brésil et le bassin méditerranéen. Les stocks de kérosène ont également fortement diminué (-9,0 %), à 423 kt, tandis que ceux de gazole ont reculé plus modérément de 1,3 %, à 1,76 Mt. À l'inverse, les stocks de fioul lourd ont progressé de 8,8 %

À Rotterdam, les prix des produits pétroliers ont enregistré un nouveau repli en moyenne hebdomadaire. Le prix de l'essence a reculé de 4 % à 98,8 $/b, retrouvant son niveau de début mars, tandis que celui du gazole sur les marchés à terme a diminué de 5,3 % à 160,2 $/b, soit son plus bas niveau depuis la mi-juillet. Les marges de craquage (crack spread) se sont également contractées, traduisant un apaisement des tensions sur les marchés des produits. Le crack du gazole (ICE) a ainsi reculé de 9,5 % à 66,4 $/b en moyenne sur la semaine, tandis que celui de l'essence a chuté de 24,6 % à 8,4 $/b, retrouvant un niveau proche de celui observé en début d'année. Dans ce contexte, la marge de raffinage FCC Brent a diminué de 19 % à 20,4 $/b, son plus bas niveau depuis cinq mois. Elle demeure toutefois nettement supérieure à sa moyenne historique : depuis le début de l'année, elle s'établit à 24,0 $/b, contre 9,3 $/b en 2025 et 8,3 $/b en moyenne sur les cinq dernières années.

World Energy Outlook 2026. La vision à moyen et long terme du marché pétrolier par l'AIE.

Le WEO-2026, publié la semaine dernière, qualifie la crise du détroit d'Ormuz de plus grave choc d'approvisionnement pétrolier de l'histoire. Pour autant, ses projections de long terme restent relativement modérées, avec une demande mondiale qui plafonnerait autour de 102-103 Mb/j en 2035 et un prix d'équilibre du pétrole compris entre 70 et 75 $/b dans le scénario central (STEPS). Le principal enseignement de la crise porte davantage sur la sécurité d'approvisionnement que sur une remise en cause de la dépendance aux hydrocarbures du Moyen-Orient. L'enjeu réside ainsi dans la diversification des routes d'acheminement, des fournisseurs et des produits, afin de renforcer la résilience des approvisionnements face aux risques géopolitiques.

Un choc sans précédent, amorti par des mécanismes de compensation mais limités

Au plus fort de la crise, l'offre mondiale de pétrole a diminué de 16,1 Mb/j par rapport à son niveau d'avant le conflit. L'impact sur le marché du brut a toutefois été atténué par des conditions initiales relativement favorables avec un excédent d'offre estimé à 2,2 Mb/j au second semestre 2025 et plus de 8 milliards de barils de stocks. Trois principaux mécanismes d'ajustement ont permis d'absorber une partie du choc :

Le premier repose sur les voies d'exportation alternatives : les exportations saoudiennes et émiriennes sont ainsi restées supérieures de 60 % à leur niveau d'avant-guerre. Le deuxième tient à la mobilisation des stocks, avec des prélèvements records de 1,9 Mb/j en moyenne entre mars et octobre. La libération coordonnée de 400 millions de barils, décidée le 11 mars, a notamment contribué à injecter jusqu'à 2,5 Mb/j sur le marché dès le mois de mai. Enfin, la contraction de la demande a constitué un puissant facteur d'ajustement. Celle-ci a atteint 3,7 Mb/j sur un an entre mars et octobre, avec des baisses particulièrement marquées au Moyen-Orient (-10 %) et en Asie (-5 %), contre -2,3 % en Europe et moins de 1 % en Amérique du Nord. En Chine, les importations maritimes de pétrole ont notamment chuté de près de moitié, passant de 11,6 Mb/j en février à environ 6 Mb/j en juin. Dans ce contexte, l'AIE anticipe pour 2026 une contraction de la demande mondiale d'environ 2,7 Mb/j, qui constituerait le premier recul annuel depuis 2020. L'AIE insiste toutefois sur le caractère transitoire de ces conditions favorables : les stocks s'érodent et les routes alternatives (oléoduc est-ouest et détroit de Bab el-Mandeb) sont elles-mêmes menacées, de sorte que la destruction de la demande par les prix devient le principal mécanisme d'ajustement.

Le raffinage est le point de rupture de la crise : les pertes d'exportations de produits du Moyen-Orient et les frappes sur les raffineries russes ont fait bondir en septembre l'écart entre le prix du diesel en Europe du Nord-Ouest et le brut, à environ 85 $/b, soit quatre fois la moyenne de 2025, avec des prix du diesel dépassant 200 $/b, un niveau record. Le brut a, lui, reflué début novembre avec la reprise des exportations du Golfe, mais les tensions restent vives sur les distillats moyens.

Les scénarios de l'AIE : demande et prix

Comme les années précédentes, l'AIE présente trois scénarios de référence.

- Le **Current Policies Scenario (CPS)** évalue l'évolution du système énergétique sur la base des politiques déjà en vigueur, sans nouvelles mesures.

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

- Le **Stated Policies Scenario (STEPS)** intègre un ensemble plus large de politiques annoncées et prend davantage en compte les évolutions technologiques et les réponses possibles des gouvernements et des marchés à la crise énergétique de 2026.
- Enfin, le scénario **Net Zero Emissions by 2050 (NZE)** est un scénario normatif qui décrit une trajectoire compatible avec l'objectif de limitation du réchauffement à 1,5 °C de l'Accord de Paris.

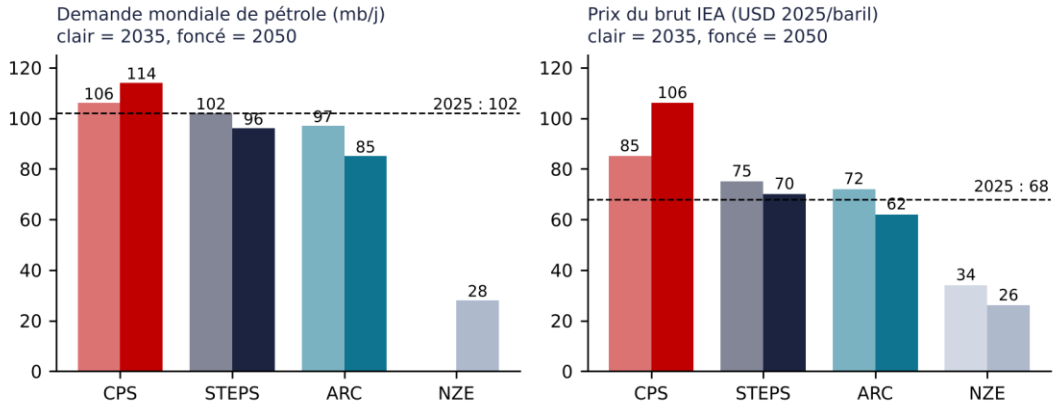
Le WEO-2026 introduit également deux scénarios complémentaires destinés à mesurer les conséquences durables de la crise du Moyen-Orient sur la sécurité énergétique.

- L'**Additional Response Case (ARC)** examine les effets de mesures supplémentaires prises par les pays pour diversifier leurs approvisionnements, développer leurs ressources énergétiques domestiques, améliorer l'efficacité énergétique et accélérer l'électrification.
- Le **Low Hormuz Case (LHC)** explore, quant à lui, une réduction plus rapide de la dépendance aux flux de pétrole et de gaz transitant par le détroit d'Ormuz.

Ces deux scénarios permettent ainsi d'évaluer les conséquences d'une remise en cause durable de la fiabilité des échanges énergétiques internationaux.

Les scénarios de référence supposent une levée progressive des contraintes sur les exportations du Golfe, avec un transit sans entrave par Ormuz d'ici la fin de l'année 2027. Dans le STEPS, la demande plafonne à environ 103 Mb/j en 2030 : la baisse de 5 % de la demande routière d'ici 2035 est compensée par la hausse de 25 % de la demande aérienne et de 17 % de la demande pétrochimique.

Scénario	Demande (Mb/j) 2035 / 2050	Brut AIE (USD/b) 2035 / 2050
CPS	106 / 114	85 / 106
STEPS	102 / 96	75 / 70
ARC	97 / 85	72 / 62
NZE	n.d. / 28	34 / 26



Source : AIE, World Energy Outlook 2026 (tableau 2.2, chapitres 3 et 4). CPS : politiques actuelles ; STEPS : politiques déclarées ; ARC : réponses additionnelles ; NZE : zéro émission nette 2050.

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

Offre et raffinage : le rôle croissant des Amériques et du Moyen-Orient

Dans le scénario STEPS, l'offre mondiale de pétrole atteindrait un pic de 106 Mb/j avant de repasser légèrement sous son niveau de 2025 à l'horizon 2035. Pour répondre à la demande, environ 13 Mb/j de capacités supplémentaires devraient provenir de projets qui ne sont pas encore approuvés. La croissance de la production hors OPEP+ serait principalement tirée par les Amériques (États-Unis, Canada, Guyana, Brésil, Argentine et, dans une moindre mesure, Venezuela). Les Émirats arabes unis, sortis de l'OPEP en mai 2026, augmenteraient également leur production de 4,4 à 5,8 Mb/j. À l'inverse, la production russe reculerait de 10,6 à 9,2 Mb/j, tandis que celle de l'Europe diminuerait de 4 % par an en moyenne, pour atteindre 2,4 Mb/j en 2035, avec des baisses particulièrement marquées en Norvège (-30 %) et au Royaume-Uni (-45 %).

Malgré une rente pétrolière exceptionnelle, estimée à environ 700 milliards de dollars en 2026, les investissements dans l'amont ne progresseraient que de 1 %, à près de 550 milliards de dollars. Cette faible croissance s'expliquerait notamment par la hausse des coûts du secteur, dont l'indice augmenterait de 8 %.

Concernant le raffinage, la demande de produits raffinés passe de 86 à 83 Mb/j dans le STEPS en 2035. Environ 6 Mb/j de capacités nouvelles, principalement en Asie et en Afrique, sont presque compensés par 5 Mb/j de fermetures, concentrées en Europe et aux États-Unis. L'AIE souligne le risque que les fermetures, si elles dépassent le recul de la demande, accroissent la dépendance aux importations, en particulier pour le kérosène et le naphta dont la demande résiste, et note que, dans l'ARC, les fermetures prévues sont reportées pour des raisons de sécurité, au prix d'un soutien public à des actifs potentiellement non rentables.

Pétrochimie. C'est l'un des rares secteurs, avec l'aviation, où la demande de pétrole continue de croître. Dans le STEPS, les charges pétrochimiques progressent de 17 % d'ici 2035 (soit +2,3 Mb/j), et près de 70 % des 23 Mb/j de pétrole utilisés par l'industrie en 2035 sont des charges chimiques. Dans le CPS, leur part dans la demande mondiale passe de 13 % à 15 %. Cette croissance est toutefois largement couverte par les liquides de gaz naturel (environ la moitié des charges proviennent de filières gaz en 2035 dans le CPS), ce qui limite le besoin de nouvelles capacités de raffinage et favorise les complexes intégrés raffinage-pétrochimie, notamment dans le Golfe. La crise de 2026 a montré la vulnérabilité du secteur : les producteurs asiatiques ont réduit leurs taux d'utilisation, faute de charges (le Japon et la Corée, peu flexibles, ont réduit la capacité de leurs vapocraqueurs d'éthylène), et la demande de GPL, d'éthane et de naphta a nettement reculé en raison de la perturbation des exportations du Moyen-Orient. À long terme, même dans le scénario NZE, environ 30 Mb/j de pétrole seront demandés en 2050, principalement pour la pétrochimie.

Comparaison avec les scénarios de TotalEnergies et de Shell

Ces dernières semaines plusieurs scénarios énergétiques ont été publiée notamment par TotalEnergies et Shell. Ces exercices prospectifs reposent sur des hypothèses et des approches méthodologiques différentes, qui expliquent en partie les écarts entre les trajectoires envisagées.

Le **TotalEnergies Energy Outlook** (2 novembre) distingue trois scénarios à l'horizon 2060, classés selon le degré d'ambition climatique. Trends prolonge les tendances récentes et conduit à un réchauffement de +2,6 à +2,8 °C en 2100. Momentum suppose que les pays tiennent leurs engagements de neutralité (environ +2,3 à +2,4 °C). Rupture, qui vise moins de 2 °C, suppose une coopération internationale forte (+1,8 à +1,9 °C). TotalEnergies relève par ailleurs que la majorité des experts jugent désormais hors de portée une neutralité en 2050 compatible avec 1,5 °C.

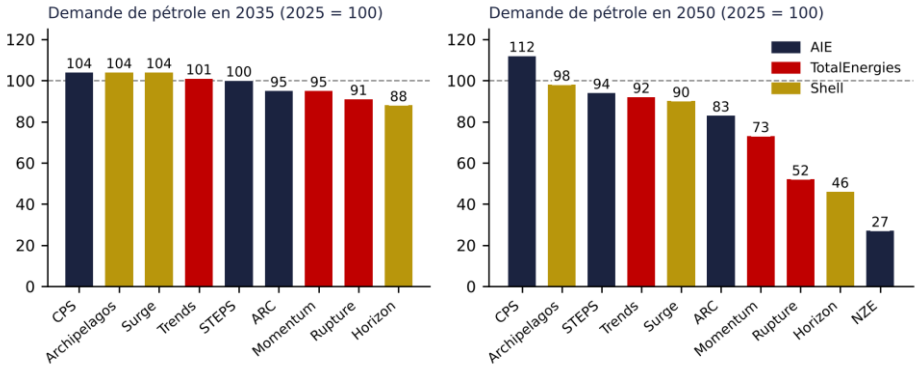
Les **Energy Security Scenarios de Shell** (18 septembre) sont construits différemment : trois de leurs scénarios sont explorés à partir de la sécurité énergétique, et non du seul objectif climatique. Archipelagos décrit un monde fragmenté où chaque région privilégie sa production domestique (+2,5 °C en 2100). Surge décrit une croissance forte portée par l'intelligence artificielle, avec une demande d'énergie élevée (+2,0 °C). Le scénario Horizon est un scénario normatif, dans lequel des objectifs spécifiques sont intégrés afin d'atteindre la neutralité des émissions nettes de CO_2 à l'horizon 2050 et de limiter le réchauffement de la température moyenne mondiale à moins de 1,5 °C d'ici 2100.

Ces scénarios ne sont donc pas directement comparables à ceux de l'AIE : seuls CPS, STEPS et Trends partagent une logique de prolongement des politiques, tandis que l'ARC, Momentum et Surge/Archipelagos reposent sur des hypothèses de sécurité, d'engagements ou de croissance propres à chaque exercice. Le tableau suivant présente les trajectoires retenues par chacun de ces scénarios, exprimées en indice (base 100 en 2025), afin de faciliter la comparaison de leur évolution.

Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

Source	Scénario	Définition	Pétrole 2035 / 2050 Indice (2025 = 100)
AIE	CPS	Politiques déjà en vigueur	104 / 112
	STEPS	Politiques annoncées	100 / 94
	ARC	Réponse durable des importateurs à la crise de 2026	95 / 83
	NZE	Neutralité carbone en 2050 (1,5 °C)	n.d. / 27
TotalEnergies	Trends	Prolongement des tendances récentes	101 / 92
	Momentum	Engagements de neutralité tenus	95 / 73
	Rupture	Objectif de moins de 2 °C, forte coopération	91 / 52
Shell	Archipelagos	Monde fragmenté, priorité à la production domestique	104 / 98
	Surge	Forte croissance tirée par l'IA, demande d'énergie élevée	104 / 90
	Horizon	Normatif : neutralité 2050, 1,5 °C en fin de siècle	88 / 46



Source : AIE, WEO-2026 (demande totale de pétrole) ; TotalEnergies, Energy Outlook 2026 (produits pétroliers hors biocarburants) ; Shell, Energy Security Scenarios 2026).

Convergence à 2035. Tous les scénarios situent la demande de pétrole en 2035 entre 88 et 104 % de son niveau de 2025. Archipelagos et Surge sont parmi les plus hauts (+4 %, comme le CPS de l'AIE), après un pic vers 2030 (Shell évoque une hausse de 3 à 5 Mb/j jusqu'au début des années 2030), alors que le STEPS et Trends stagnent autour de 100-101. À l'autre bout, Horizon (-12 %) est plus bas que l'ARC et Momentum (-5 %) et que Rupture (-9 %).

Dispersion à 2050. Les écarts se creusent ensuite, de +12 % (CPS) à -73 % (NZE). Archipelagos (-2 %) et Surge (-10 %) encadrent le STEPS (-6 %) et Trends (-8 %), ce qui confirme qu'un scénario de continuité des politiques conduit à une demande de 90 à 98 % du niveau actuel. Parmi les scénarios normatifs, l'ampleur de la baisse dépend de la définition de l'objectif : Horizon (-54 %, neutralité 2050 et 1,5 °C en fin de siècle) et Rupture (-48 %, moins de 2 °C) conservent près de la moitié de la demande actuelle, contre un quart seulement pour le NZE. Les trois sources identifient le même verrou : l'aviation, le transport maritime et la pétrochimie, que Shell voit croître d'au moins 50 % en 25 ans dans Archipelagos et Surge.

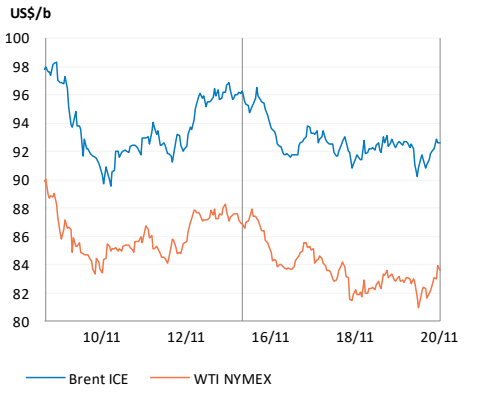
Un consensus sur l'investissement amont. Les rapports soulignent que le déclin naturel des champs (5 à 6 % par an chez Shell, 4 à 5 % chez l'AIE) excède largement celui de la demande (1 à 2 % par an pour Shell). Les investissements amont, de l'ordre de 540 à 550 milliards USD par an selon les trois sources, restent donc nécessaires : dans Archipelagos et Surge, environ 40 % de la production de 2040 viendrait de champs non encore exploités.

23 novembre 2026

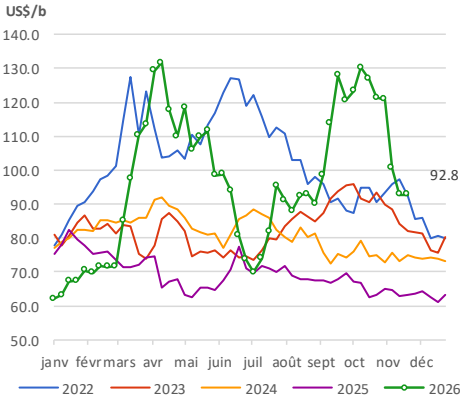
Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

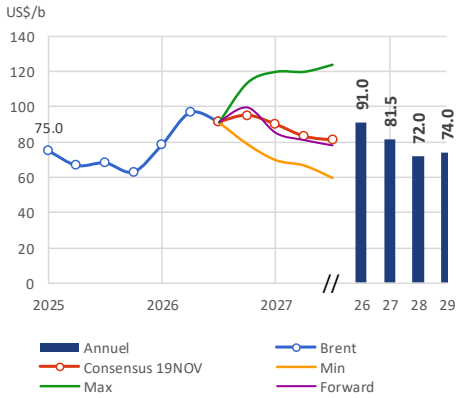
1 Prix à terme Brent / WTI



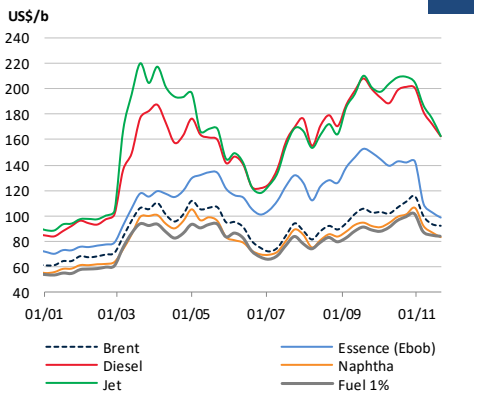
2 Prix du Brent (spot)



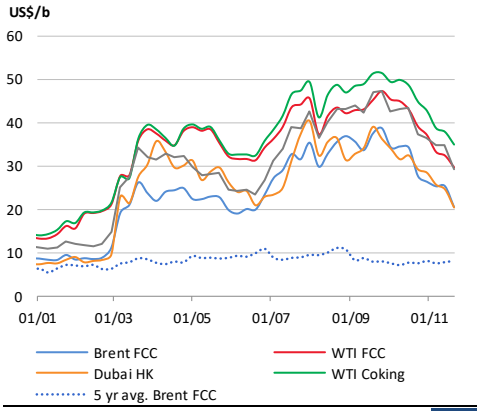
3 Consensus Bloomberg - Brent



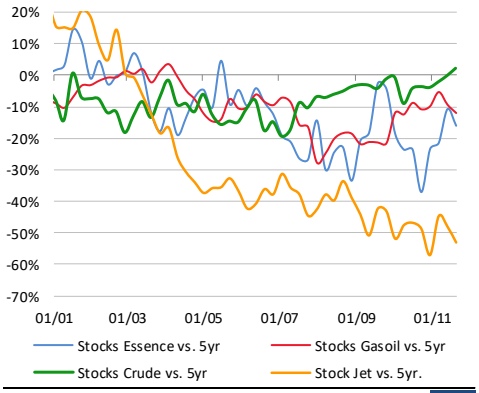
4 Prix des Produits Pétroliers - Europe



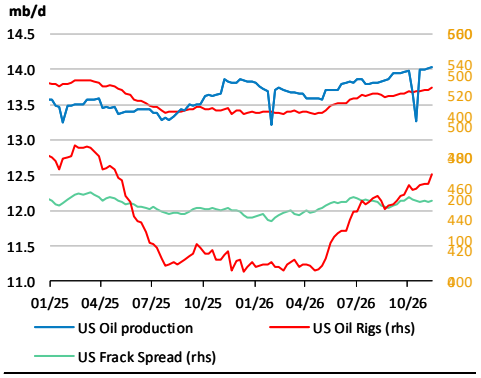
5 Marges de Raffinage



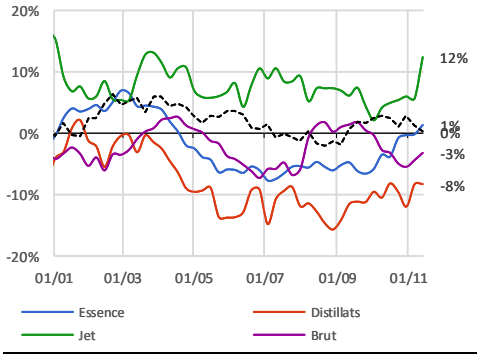
6 ARA Positionnement des stocks de produits pét. vs. moyenne à cinq ans



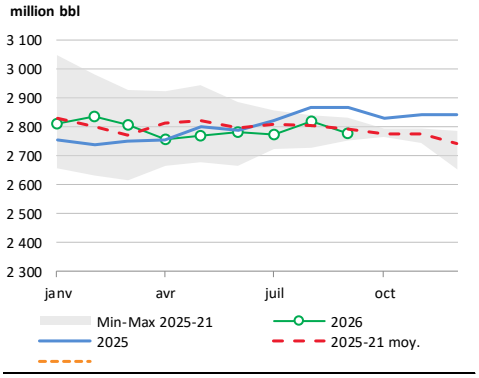
7 US Production de pétrole brut



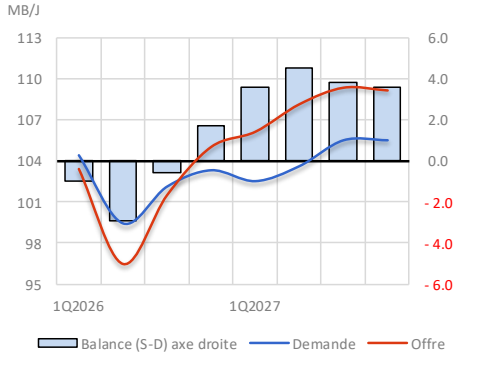
8 USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



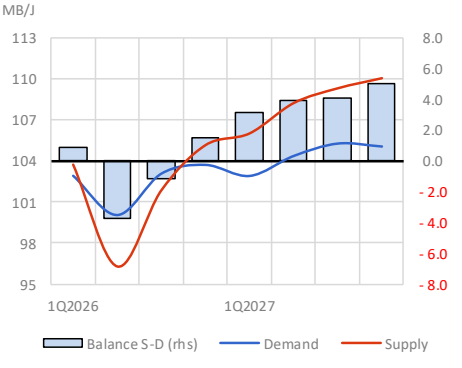
9 AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE



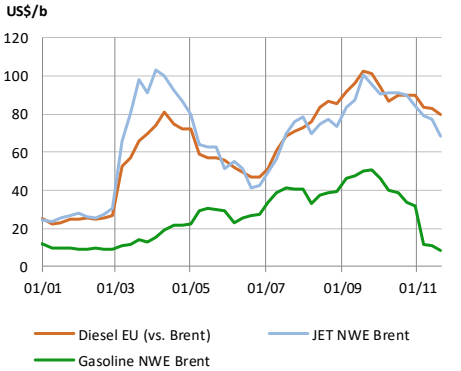
AIE Offre Demande Pétrole 10



EIA Offre/ Demande Pétrole 11



Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe 12



Département Économie et Évaluation Environnementale
Tableau de bord - Marchés pétroliers
Rédacteur : J. Sabathier

23 novembre 2026

Semaine	20/11	13/11	Delta	%	Année -1
Brent ICE	92.4	93.7	-1.3	-1.4%	63.7
Brent Spot	92.8	92.8	0.1	0.1%	62.9
WTI Nymex	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5
WTI Spot	84.4	87.3	-2.9	-3.3%	59.5

AIE - OMR nov.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	44.7	45.9	45.7	45.6	45.1	45.5	46.2	45.8	45.7	0.1	-0.7	0.1
non-OCDE	58.7	58.3	54.7	56.3	57.6	56.7	57.4	58.1	59.3	59.7	58.6	0.9	-2.0	1.9
Dont Chine	*17.0*	*17.1*	*15.3*	*16.3*	*17.0*	*16.4*	*16.8*	*16.6*	*17.2*	*17.3*	*17.0*	0.3	-0.6	0.6
Demande totale (mb/j)	105.0	104.4	99.4	102.1	103.3	102.3	102.5	103.6	105.5	105.5	104.3	1.0	-2.7	2.0
Offre non-OPEP	76.6	75.6	76.0	77.5	77.6	76.7	78.1	79.3	80.0	79.7	79.3	2.1	0.1	2.6
Offre OPEP	29.7	27.8	20.5	24.0	27.4	24.9	28.0	28.8	29.3	29.4	28.8	1.1	-4.8	3.9
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.5	20.6	23.7	21.4	24.1	24.8	24.9	25.1	24.8	1.0	-3.6	3.4
Offre non OPEP+	59.5	59.1	59.4	61.3	61.3	60.3	61.8	62.9	63.8	63.6	63.0	6.3	0.8	2.7
Offre OPEP+	46.8	44.3	37.1	40.2	43.7	41.3	44.3	45.2	45.5	45.5	45.1	-3.1	-5.5	3.8
Offre totale (mb/j)	106.3	103.4	96.5	101.5	105.0	101.6	106.1	108.1	109.3	109.1	108.1	3.2	-4.7	6.5
Differences (+/-)	1.3	-1.0	-2.9	-0.6	1.7	-0.7	3.6	4.5	3.8	3.6	3.8			

EIA -STEO nov.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	45.9	44.6	46.1	46.1	45.7	45.8	45.8	46.7	46.4	46.2	0.1	-0.6	0.5
non-OCDE	58.1	56.9	55.4	56.9	57.6	56.7	57.1	58.5	58.5	58.6	58.2	1.2	-1.4	1.5
Dont Chine	*16.6*	*16.6*	*15.8*	*15.7*	*16.1*	*16.0*	*16.1*	*16.4*	*16.2*	*16.5*	*16.3*	0.21	-0.56	0.27
Demande totale (mb/j)	104.4	102.9	100.0	103.0	103.7	102.4	102.9	104.3	105.2	105.0	104.4	1.3	-2.0	2.0
Offre non-OPEP	76.9	76.2	76.1	77.9	78.5	77.2	78.7	79.7	80.6	81.2	80.0	2.2	0.3	2.8
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.5	20.1	23.9	26.6	24.5	27.3	28.5	28.7	28.9	28.3	0.9	-4.8	3.8
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	20.7	23.1	21.1	23.3	24.2	24.3	24.4	24.1	0.8	-3.5	3.0
Offre non OPEP+	59.8	59.4	59.1	61.3	61.6	60.4	61.8	63.0	63.9	64.3	63.2	2.1	0.6	2.9
Offre OPEP+	46.5	44.4	37.2	40.5	43.5	41.4	44.2	45.2	45.4	45.8	45.2	1.1	-5.1	3.8
Offre totale (mb/j)	106.3	103.7	96.3	101.8	105.1	101.7	106.0	108.2	109.3	110.0	108.4	3.1	-4.5	6.7
Differences (+/-)	1.9	0.8	-3.7	-1.2	1.5	-0.7	3.1	3.9	4.1	5.0	4.0			

OPEP - MOM nov.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	45.1	46.6	46.6	46.1	46.3	45.9	47.3	47.0	46.6	0.4	-0.2	0.5
non-OCDE	59.2	60.3	57.5	59.3	61.4	59.6	61.8	60.1	61.5	63.0	61.6	1.3	0.4	2.0
Dont Chine	*16.9*	*17.2*	*15.9*	*16.9*	*17.2*	*16.8*	*17.4*	*16.5*	*17.6*	*17.6*	*17.3*	0.2	-0.1	0.5
Demande totale (mb/j)	105.5	106.3	102.6	106.0	108.0	105.7	108.1	106.1	108.8	110.1	108.3	1.7	0.2	2.6
Offre non-OPEP+	54.2	54.7	54.3	54.8	55.6	54.8	55.2	55.2	55.4	56.0	55.5	1.0	0.6	0.7
Offre OPEP+	50.6	48.6	43.0	47.0	47.0	44.0	47.6	48.6	48.8	49.1	48.5	1.2	-6.6	4.6
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	24.4	23.7	23.5	24.7	25.2	25.3	25.3	25.1	0.2	-3.3	1.6
Offre totale (mb/j)	104.8	103.3	97.3	101.8	102.6	98.8	102.8	103.8	104.2	105.1	104.0	2.2	-6.0	5.3
Differences (+/-)	-0.7	-3.0	-5.3	-4.2	-5.4	-6.9	-5.3	-2.3	-4.6	-5.0	-4.3			

DoC: Declaration of Cooperation