

Semaine	9/10	2/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.0	103.2	-1.2	-1.1%	65.0
Brent Spot	130.3	123.3	6.9	5.6%	67.3
WTI Nymex	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3
WTI Spot	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3

La persistance des risques géopolitiques, conjuguée à la faiblesse des stocks et aux tensions sur les produits raffinés, continue de soutenir les prix. Le Brent à 130 \$/b sur le marché spot.

En début de semaine dernière, le Brent évoluait autour de 100 \$/b, porté par la reprise des exportations du Moyen-Orient et l'annonce de nouvelles libérations de réserves stratégiques. Les cours ont ensuite grimpé à environ 105 \$/b, dans un contexte de regain de tensions géopolitiques et de menaces sur l'offre américaine. L'intensification des attaques des rebelles houthis, soutenus par l'Iran, contre l'Arabie saoudite, notamment celle visant l'aéroport international King Khalid de Riyad samedi, a ravivé les craintes d'une escalade régionale. Dans le même temps, l'arrivée de l'ouragan Isaias, le premier ouragan de la saison dans le golfe du Mexique, a accentué les risques pesant sur les infrastructures énergétiques américaines. Jusqu'à 1,3 Mb/j de production offshore ont été mis à l'arrêt, soit près de 63 % des volumes de la zone, tandis que de nombreuses capacités de raffinage de la Louisiane et du Mississippi étaient également exposées. Dans ce contexte de risque géopolitique, conjuguée à la faiblesse des stocks et aux tensions sur les produits raffinés, le Brent daté (spot) a atteint 135,7 \$/b jeudi dernier, son plus haut niveau depuis avril.

En moyenne hebdomadaire, le prix spot du Brent s'est établi à 130,3 \$/b, en hausse de 5,6 %. Sur les marchés à terme, le contrat Brent échéance décembre a reculé de 1,1 %, à 102,0 \$/b, tandis que le WTI a perdu 1,3 %, à 90,1 \$/b. Le consensus Bloomberg du 8 octobre est révisé à la hausse par rapport à la semaine précédente : il anticipe un prix moyen du Brent de 90,0 \$/b au quatrième trimestre (+5 \$/b), de 88 \$/b sur l'ensemble de l'année 2026 (+1,8 \$/b) et de 78,5 \$/b en 2027 (+3,5 \$/b).

Reprise des exportations pétrolières du Golfe : un retour au niveau d'avant-crise, mais fragile.

Les derniers rapports publiés la semaine dernière confirment la reprise progressive des flux pétroliers dans le Golfe. Selon ces études, les exportations combinées de brut et de produits pétroliers via le détroit d'Ormuz et les voies de contournement atteignent près de 18 Mb/j, un niveau proche des 20,5 Mb/j d'avant le conflit, contre une moyenne de 14 Mb/j en septembre. Hors Iran, les chargements de brut dans le Golfe atteignent 17 Mb/j, soutenus notamment par une forte hausse des volumes de l'Arabie saoudite. Une part importante de ces flux échappe toutefois au suivi conventionnel des navires avec des transits non déclarés par AIS (dits « dark transits ») à plus de 10 Mb/j. Enfin, aucun nouveau chargement de brut iranien n'a été observé depuis le mois de septembre. À la différence du brut, les exportations de produits pétroliers ne montrent pas de signe de reprise durable. Les chargements dans le Golfe sont retombés sous le seuil d'1 Mb/j, alors qu'ils dépassent habituellement les 3 Mb/j, contribuant au maintien des tensions sur les marchés du gazole et du kérosène.

Recrudescence des attaques iraniennes contre les navires. Cette reprise des flux dans le golfe Persique pourrait toutefois être remise en question par une recrudescence des attaques iraniennes contre les navires. La semaine dernière, le nombre d'attaques visant des pétroliers a atteint son niveau le plus élevé depuis le début du conflit. Selon l'UKMTO, neuf incidents ont été recensés depuis le 1er octobre, soit déjà la moitié du total enregistré en septembre.

Diesel : l'accord russo-américain fait reculer les cours mais ne comble pas le déficit

Face à la flambée des prix du diesel, le président américain a annoncé, vendredi 9 octobre, à l'issue d'un entretien avec Vladimir Poutine, un accord prévoyant des livraisons de diesel russe sur les marchés américain et mondial. Selon le message qu'il a publié sur Truth Social, Moscou fournirait immédiatement plus de 0,3 Mt (2,2 Mb), puis 0,5 Mt (3,7 Mb) en novembre et 1 Mt (7,5 Mb) « immédiatement après ». Une livraison additionnelle de 3 Mt (22,4 Mb) interviendrait « dans un bref délai », sous réserve des capacités de raffinage russes, régulièrement affectées par les frappes ukrainiennes. Au total, les volumes annoncés atteindraient 4,8 Mt (36 Mb). Le même jour, l'Office of Foreign Assets Control (OFAC) a publié la licence générale no 135, valable jusqu'au 7 avril 2027, autorisant les transactions portant sur du diesel d'origine russe, y compris son importation aux États-Unis.

Cette annonce a immédiatement suscité des réactions politiques. Aux États-Unis, des élus républicains et démocrates ont contesté dimanche la légalité de l'accord, estimant qu'il pourrait contrevenir à la loi sur les sanctions contre la Russie adoptée en septembre. L'Union européenne s'est également inquiétée des recettes supplémentaires que ces exportations pourraient procurer à Moscou et qui seraient susceptibles de contribuer au financement de la guerre. Kaja Kallas, la cheffe de la diplomatie européenne, a appelé Washington à renforcer les sanctions plutôt qu'à les assouplir, assurant que l'Europe maintiendrait sa propre pression sur la Russie.

Sur les marchés, l'annonce a pesé sur les cours : les contrats à terme américains sur le diesel à très faible teneur en soufre (ULSD) ont reculé de 4 à 5 % pour atteindre 4,66 \$/gal, tandis que l'ICE Gasoil a baissé de 4 % ce matin pour s'établir à 1 388 \$/t. Cette réaction pourrait toutefois rester de courte durée. Les volumes annoncés apparaissent en

Semaine	9/10	2/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.0	103.2	-1.2	-1.1%	65.0
Brent Spot	130.3	123.3	6.9	5.6%	67.3
WTI Nymex	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3
WTI Spot	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3

effet modestes au regard des besoins mondiaux, et leur réalisation dépend largement de la capacité de la Russie à accroître ses exportations.

Un effet limité tant que l'offre mondiale n'augmente pas. Les 0,3 Mt immédiats (2,2 Mb) représentent environ la moitié des exportations russes de gasoil en septembre (0,57 Mt, soit 4,2 Mb, contre 2,3 Mt un an plus tôt). Ils ne couvrent que 0,6 jour de consommation américaine de distillats (0,52 Mt/j, soit 3,89 Mb/j selon l'EIA). Si ces volumes sont détournés des clients habituels de la Russie vers les États-Unis, ils ne créent pas d'offre supplémentaire à l'échelle mondiale : ils déplacent simplement les flux, au bénéfice du marché américain et au détriment d'autres régions. L'effet net sur l'équilibre mondial serait alors nul, ce qui limite l'impact durable sur les prix.

Un véritable desserrement du marché supposerait une augmentation effective des exportations russes, elle-même conditionnée par la levée de l'interdiction d'exportation en vigueur jusqu'au 31 octobre (dont Moscou annonce une levée anticipée) et par le rétablissement des capacités de raffinage. Or, dans son rapport de septembre, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) a ramené à environ 0,55 Mt/j (4 Mb/j) sa prévision de traitement des raffineries russes pour le reste de l'année 2026 et pour 2027. Elle souligne l'accumulation des dommages sur les unités, l'allongement des délais de réparation et les risques pesant sur la disponibilité des pièces de rechange, notamment à l'approche de l'hiver. L'AIE estime même que ce scénario prudent pourrait rester trop optimiste.

Dans ces conditions, les 3 Mt supplémentaires annoncées par Donald Trump paraissent particulièrement ambitieuses, puisqu'elles représentent environ cinq fois les exportations russes de diesel de septembre. Les trois premières tranches, soit 1,8 Mt au total (0,3 + 0,5 + 1 Mt), représenteraient, si elles étaient livrées sur deux mois, environ 0,9 Mt par mois. Cela couvrirait environ 14 % du rythme actuel de perte du marché international (environ 6,5 Mt par mois pour le Golfe et la Russie). Rapportés à la perte cumulée depuis le 2 mars (48 Mt), ces 1,8 Mt ne représentent qu'environ 4 %, et les 4,8 Mt annoncés au total environ 10 %. Ainsi, même concrétisé, cet apport ne suffirait pas à rétablir l'équilibre du marché.

Une pénurie qui reste considérable malgré les mesures d'urgence. Depuis le 2 mars, la guerre aurait retiré environ 48 Mt de gasoil, soit près de 360 Mb, du marché international. Au rythme actuel, cette perte se prolongerait à hauteur d'environ 6,5 Mt par mois. Un peu plus de la moitié de ce déficit a été absorbée par la contraction de la demande, premier mécanisme d'ajustement face à la raréfaction de l'offre. Le second repose sur le recours aux stocks stratégiques. Sur les 400 Mb de stocks engagés dans l'action collective de l'AIE en mars, environ 325 Mb ont déjà été libérés. Ces volumes étaient constitués à environ 72 % de brut et ne répondent donc qu'imparfaitement aux tensions sur les produits raffinés. Les 13 Mt (100 Mb) restant, annoncés par le G7 le 2 octobre, couvriraient environ 62 jours de perte (28 %) s'ils étaient entièrement constitués de diesel (31 jours, soit 14 %, si la moitié des stocks libérés sont du diesel).

Les stocks publics de gasoil des pays de l'AIE contiennent encore plus de 27 Mt (200 Mb), soit environ 4 mois de perte au rythme actuel (6,5 Mt par mois). Il s'agit d'une réserve de précaution : son utilisation n'est pas illimitée et elle ne se cumule pas avec la baisse de la demande, qui a déjà absorbé environ 27 Mt. Leur mobilisation ne saurait être illimitée : épuiser ces réserves exposerait les pays consommateurs à de nouvelles ruptures en cas de prolongement du conflit.

En conclusion, l'accord russo-américain peut apporter un répit ponctuel au marché américain (et mondial), mais il ne permet pas de répondre à la pénurie mondiale de diesel à ce stade. Son efficacité dépendra moins des volumes annoncés que de leur livraison effective et de leur caractère réellement additionnel. Tant que les flux russes et les capacités de raffinage ne sont pas rétablis, la demande et les stocks restent les seules variables d'ajustement. La Chine, l'autre source d'offre mobilisable, n'apparaît pas comme une alternative à court terme. Donald Trump lui aurait demandé, le 25 septembre, d'augmenter sa production de produits raffinés, mais Pékin n'a pris aucun engagement connu. Ses raffineries souffrent de la perte de brut du Golfe, et elle a suspendu l'essentiel de ses exportations de carburants pour octobre afin de reconstituer ses stocks, inférieurs d'environ 2,7 Mt (20 Mb) à leur niveau d'avant-guerre.

Stocks hebdomadaires américains : vers un certain rééquilibrage

Les stocks commerciaux de brut américains ont reculé de 3,2 Mb au cours de la semaine close le 2 octobre, pour atteindre 424,1 Mb, alors que les analystes tablaient sur une hausse de 1,7 Mb. Cette baisse s'explique principalement par un net rebond des exportations de brut, en hausse de 1,2 Mb/j à 4,77 Mb/j, que la légère baisse des importations nettes (-53 kb/j) n'a pas compensé. Ce dynamisme des exportations s'inscrit dans un contexte d'écart exceptionnellement large entre le Brent et le WTI, d'environ 12 \$/b (101,5 \$/b contre 89,4 \$/b lors de la séance du 7 octobre). Cet écart rend le brut américain particulièrement compétitif sur le marché mondial et favorise son

Semaine	9/10	2/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.0	103.2	-1.2	-1.1%	65.0
Brent Spot	130.3	123.3	6.9	5.6%	67.3
WTI Nymex	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3
WTI Spot	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3

orientation vers l'exportation. L'activité de raffinage a par ailleurs progressé : le volume de brut traité a augmenté de 223 kb/j et le taux d'utilisation des raffineries s'établit à 92,7 %, en hausse de 0,2 point.

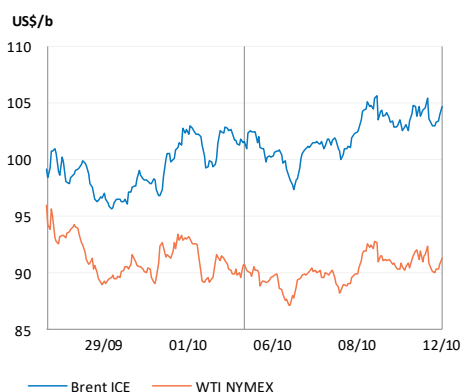
Les stocks de produits raffinés évoluent peu, mais leur niveau reste faible. Les stocks d'essence ont légèrement augmenté de 0,4 Mb pour atteindre 204,7 Mb, alors qu'un recul de 1,7 Mb était attendu. Les stocks de distillats (gazole et fioul domestique) sont quasi stables, à 105,1 Mb, alors qu'une baisse de 2,1 Mb était attendue. Pour la saison, les stocks d'essence et de distillats se situent au bas de la fourchette des années précédentes, alors que l'hiver approche..

Stocks pétroliers en zone ARA : les stocks de gazole progressent

Les stocks de produits pétroliers détenus dans les dépôts indépendants de la zone Amsterdam-Rotterdam-Anvers (ARA) ont reculé de 100 kt cette semaine, à 4 267 kt (-2,3 %), selon les données d'Insights Global. Ils restent inférieurs de 27 % à leur niveau d'avant-crise (5 864 kt le 27 février). Depuis l'été, ils oscillent entre 4,0 et 4,4 Mt, sans reconstitution durable. Les stocks de gazoil ont reculé de 40 kt cette semaine, pour atteindre 1 776 kt (soit une baisse de 2,2 %). Ce recul intervient après quatre semaines de hausse qui avaient porté les stocks de 1 610 kt début septembre à 1 816 kt la semaine précédente, notamment grâce à la reprise des importations en provenance des États-Unis. Les stocks ont ainsi augmenté de 25 % depuis leur point bas de fin juillet (1 415 kt), ce qui a contribué à la détente du crack gazole observée depuis la fin du mois de septembre. Ils restent néanmoins inférieurs de 20 % à leur niveau d'avant la crise (2 231 kt le 27 février) et nettement en deçà de leur niveau de l'an dernier à la même période. La reconstitution reste donc fragile à l'approche de l'hiver, d'autant que les exportations américaines pourraient être perturbées par l'ouragan attendu sur la côte du golfe du Mexique.

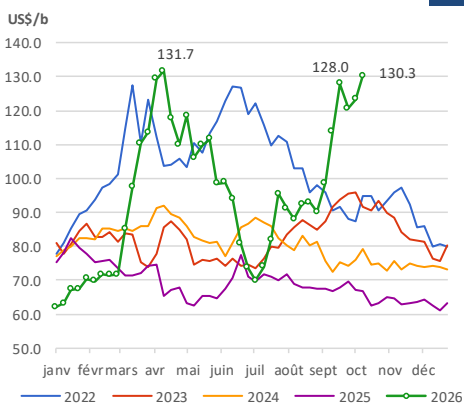
Les prix des produits pétroliers sur le marché international de Rotterdam ont suivi et amplifié la baisse des prix du brut, avec une baisse de 3,8 % pour l'essence et de 2,2 % pour le diesel. Dans ce contexte, la marge de raffinage européenne (FCC Brent) recule de 0,3 % pour atteindre 34 \$/b.

Prix à terme Brent / WTI



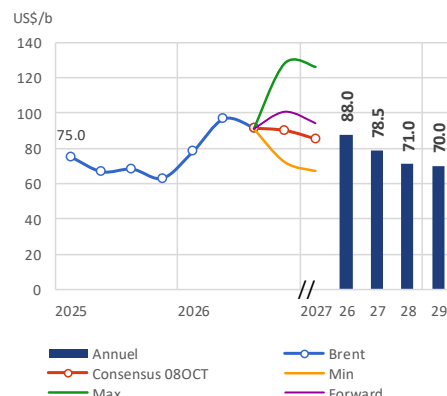
1

Prix du Brent (spot)



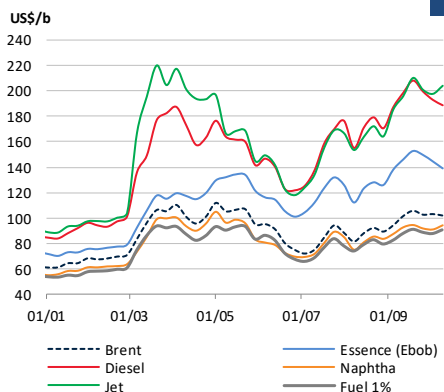
2

Consensus Bloomberg - Brent



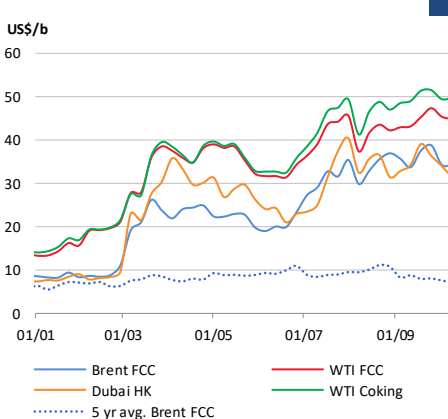
3

Prix des Produits Pétroliers - Europe



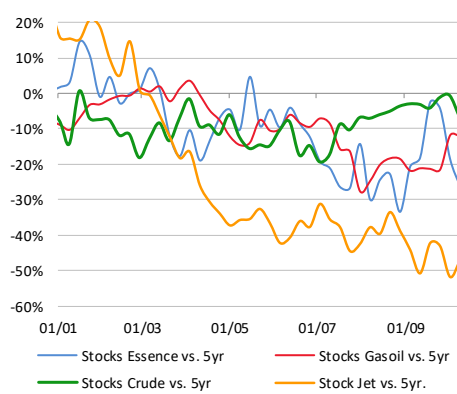
4

Marges de Raffinage



5

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

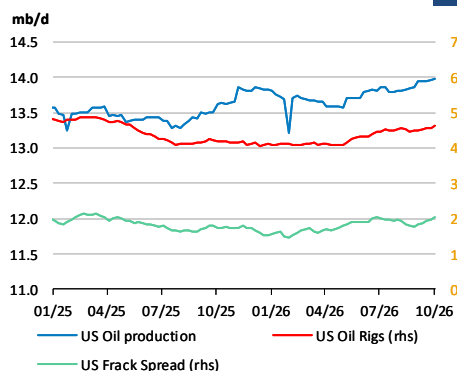


6

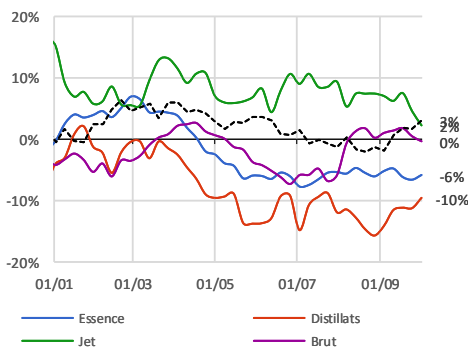
Semaine	9/10	2/10	Delta	%	Année -1
Brent ICE	102.0	103.2	-1.2	-1.1%	65.0
Brent Spot	130.3	123.3	6.9	5.6%	67.3
WTI Nymex	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3
WTI Spot	90.1	91.3	-1.2	-1.3%	61.3

US Production de pétrole brut

7



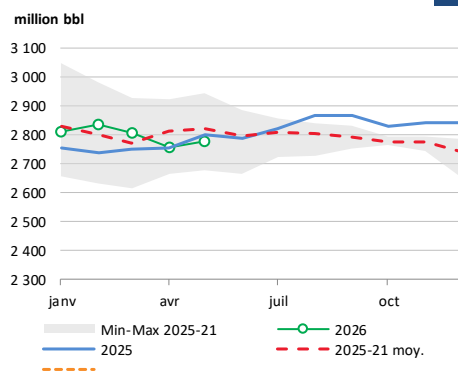
USA: Evolution des stocks et de la demande vs. moyenne 5 ans



8

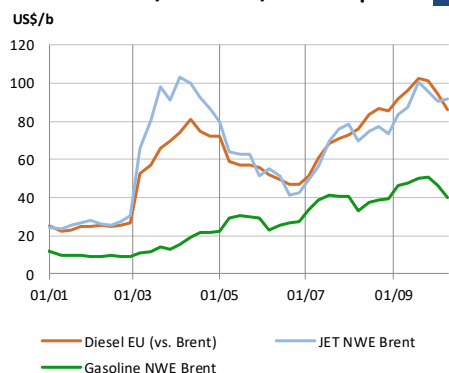
AIE Stocks Pétrole + Produits OCDE

9



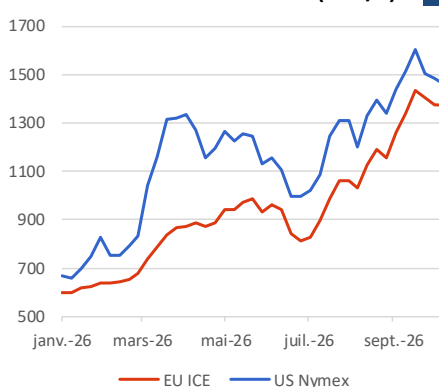
Cracks Diesel / Gasoline/ Jet Europe

11



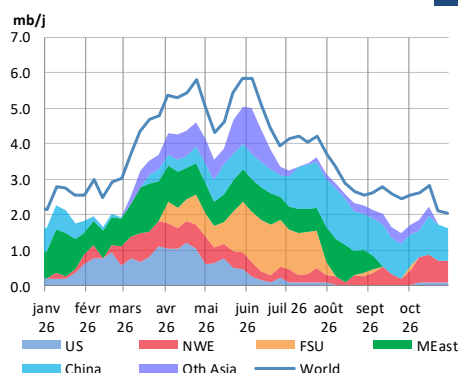
Prix du Diesel US et Américain (USD/T)

12



Raffineries à l'arrêt dans le monde

13



AIE - OMR sept	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	46.0	44.7	46.1	46.0	45.7	45.5	45.5	46.5	46.4	46.0	0.1	-0.6	0.3
non-OCDE	58.6	58.2	54.4	56.5	57.9	56.8	57.8	58.2	59.7	60.4	59.0	0.8	-1.8	2.2
Dont Chine	17.0	17.1	15.1	16.2	17.0	16.3	16.9	16.7	17.1	17.3	17.0	0.3	-0.7	0.7
Demande totale (mb/j)	104.9	104.3	99.1	102.5	103.9	102.4	103.3	103.8	106.2	106.7	105.0	0.9	-2.5	2.6
Offre non-OPEP	76.6	75.8	76.1	77.3	77.4	76.6	78.0	79.0	79.6	79.4	79.0	2.1	0.0	2.4
Offre OPEP	29.8	27.8	20.7	23.6	24.3	24.2	26.9	29.8	30.8	31.3	29.7	1.2	-5.6	5.5
Offre OPEP (brut)	25.0	23.6	17.6	20.4	21.1	20.7	23.1	25.4	26.2	26.6	25.4	1.0	-4.3	4.7
Offre non OPEP+	59.6	59.3	59.5	61.1	61.0	60.2	61.6	62.7	63.4	63.2	62.7	6.4	0.6	2.5
Offre OPEP+	46.8	44.4	37.3	39.8	40.7	40.6	43.3	46.1	47.0	47.5	46.0	-3.1	-6.2	5.4
Offre totale (mb/j)	106.4	103.6	96.8	100.9	101.7	100.8	104.9	108.8	110.4	110.7	108.7	3.3	-5.6	7.9
Differences (+/-)	1.5	-0.7	-2.3	-1.6	-2.2	-1.6	1.6	5.0	4.2	4.0	3.7			

EIA - STEO oct.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.3	45.9	44.6	46.2	46.1	45.7	45.7	45.8	46.7	46.4	46.2	0.1	-0.6	0.5
non-OCDE	58.1	57.0	55.5	57.0	57.6	56.8	57.4	58.8	58.8	58.9	58.5	1.2	-1.3	1.7
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	-0.55	0.27
Demande totale (mb/j)	104.4	102.9	100.1	103.1	103.7	102.4	103.1	104.6	105.5	105.3	104.6	1.3	-2.0	2.2
Offre non-OPEP	76.9	76.3	76.1	77.7	78.6	77.2	79.2	80.1	80.8	81.3	80.4	2.2	0.2	3.2
Offre OPEP (excl. UAE)	29.3	27.6	20.4	23.6	24.4	24.0	26.9	29.5	30.1	30.2	29.2	0.9	-5.4	5.2
Offre OPEP (brut)	24.6	23.2	17.3	20.4	21.0	20.5	22.7	24.6	25.1	25.2	24.4	0.8	-4.2	3.9
Offre non OPEP+	59.9	57.4	50.1	54.9	56.6	54.8	59.7	63.2	64.5	65.2	63.2	3.1	-5.1	8.4
Offre OPEP+	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	46.4	0.0	0.0	0.0
Offre totale (mb/j)	106.3	103.8	96.5	101.3	103.0	101.1	106.1	109.5	110.9	111.6	109.5	3.1	-5.1	8.4
Differences (+/-)	1.9	0.9	-3.5	-1.9	-0.7	-1.3	3.0	4.9	5.4	6.2	4.9			

OPEP - MOM sept.	2025	1Q2026	2Q2026	3Q2026	4Q2026	2026	1Q2027	2Q2027	3Q2027	4Q2027	2027	25-24	26-25	27-26
OCDE	46.2	46.0	45.3	46.7	46.6	46.1	46.2	45.9	47.2	47.0	46.6	0.3	-0.1	0.4
non-OCDE	59.2	60.3	57.7	59.6	61.3	59.7	61.8	60.2	61.5	63.0	61.6	1.3	0.5	1.9
Dont Chine	16.9	17.2	16.1	17.1	17.2	16.9	17.4	16.5	17.6	17.6	17.3	0.2	0.0	0.4
Demande totale (mb/j)	105.5	106.3	102.9	106.3	107.8	105.8	108.0	106.1	108.7	110.0	108.2	1.6	0.4	2.4
Offre non-OPEP+	54.2	54.6	54.2	54.9	55.6	54.8	55.2	55.2	55.4	56.0	55.5	1.0	0.6	0.6
Offre OPEP+	50.6	48.6	43.0	43.3	45.2	43.6	47.3	48.5	48.7	49.0	48.4	1.2	-7.0	4.7
Offre OPEP (Brut)	26.8	25.9	20.0	20.4	22.6	22.2	24.4	25.5	25.7	25.7	25.3	0.2	-4.5	3.1
Offre totale (mb/j)	104.8	103.2	97.3	98.1	100.8	98.5	102.6	103.7	104.1	105.0	103.8	2.2	-6.3	5.4
Differences (+/-)	-0.7	-3.1	-5.6	-8.1	-7.0	-7.4	-5.5	-2.4	-4.6	-5.0	-4.4			