

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

L'influence croissante sur l'industrie mondiale des objectifs visés pour assurer la transition énergétique contribue à entretenir un haut degré d'incertitude sur l'évolution du domaine des transports, aujourd'hui bastion de l'industrie pétrolière. Comment répondre aux besoins croissants de la mobilité individuelle tout en réduisant nos émissions de gaz à effet de serre (GES) dans un contexte de concurrence internationale ouverte ? La montée en puissance du secteur du raffinage se confirme en Asie et au Moyen-Orient au détriment de l'Europe et de l'Amérique du Nord, reflet de la demande et de la compétitivité intrinsèque des zones géographiques. Le déploiement mondial en 2025 (dès 2020 pour l'Europe) du grade de fuels de soute à moins de 0,5 % pds (pourcentage en poids) de soufre pourrait connaître quelques retards, compte tenu du nombre d'installations à réaliser. Enfin, l'inversion de la tendance "tout diesel" du marché européen des transports constitue une évolution positive pour le raffinage en Europe.

Dans un paysage énergétique mondial mouvant, qui voit l'avènement de nouvelles énergies et la montée en puissance de l'économie de l'Asie au détriment de celle des zones occidentales, l'industrie du raffinage est confrontée à des enjeux contradictoires : d'une part, satisfaire une demande de mobilité toujours croissante et, d'autre part, s'inscrire dans le cadre de la lutte nécessaire contre le changement climatique. Ce n'est qu'en revenant aux fondamentaux de cette industrie qu'une vision prospective de long terme peut se bâtir, telle que celle que nous proposons ici.

Perspectives d'évolution du marché à 2035

La présente étude stratégique du raffinage est placée dans un scénario de maintien d'une croissance économique mondiale soutenue sur la période 2015-2035 (+3%/an en moyenne), avec un brut dont le cours remonte

progressivement à 130\$/b en fin de période¹. Sans remise en cause du modèle actuel de mobilité individuelle, l'efficacité énergétique permet de limiter la croissance mondiale des carburants routiers, alors que les marchés mondiaux de naphta et de carburéacteur se distinguent par une croissance soutenue à 3,4%/an (naphta) et 2,7%/an (jet). On prévoit ainsi une nette amélioration de l'efficacité des moteurs thermiques (les performances des meilleurs véhicules actuels s'appliquant à la moyenne des ventes de 2035 en Europe) doublée d'une convergence de l'efficacité des véhicules à travers le monde. C'est par ce progrès technologique, combiné à une électrification plus forte du parc automobile, qu'une réduction des émissions de CO₂ des véhicules aux niveaux visés par les réglementations (95 g de CO₂/km pour l'Europe et 35 miles parcourus par gallon (mpg) pour l'Amérique du Nord dès 2020) sera possible. Des progrès continus, bien que plus modestes, sont également envisagés pour les véhicules utilitaires,

(1) Valeur légèrement supérieure aux perspectives 2035 du prix du brut que l'AIE vient de réviser à 120 \$/b (scénario New Policies-WEO 2015)

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

sans toutefois que des modifications plus structurales (e.g. *report modal*) aient été considérées ici. La part des distillats moyens² dans la demande globale augmente seulement de 43 à 47 % entre 2010 et 2035 (tab. 1). Ceci résulte essentiellement de deux facteurs : d'une part, les fortes perspectives mondiales de croissance du secteur aérien, et d'autre part, dans ce scénario réalisé avant l'éclatement de la "bulle" diesel, la poursuite des tendances historiques de la diésélisation en Europe (accompagnées d'un début d'infléchissement du "tout essence" en Amérique du Nord). Les produits lourds poursuivent leur lent déclin. Conséquence de la croissance du trafic maritime et de l'érosion des fuels industriels, on prévoit un basculement des fuels lourds "terrestres" vers les fuels de soute³ qui représenteraient ainsi en 2035 presque les deux tiers du total des fuels lourds.

Parmi les principales hypothèses des scénarios présentés, on peut citer :

- l'extension à des zones géographiques nouvelles (Chine et Amérique du Nord en plus de l'Europe) d'une taxe CO₂ à un niveau significatif de 100 \$/t. Cette pénalité n'est supposée s'appliquer qu'au-delà d'un quota gratuit d'émissions estimé à 77 % pour l'Europe et 90 % pour la Chine et l'Amérique du Nord ;
- le doublement ou le triplement, selon le scénario, du volume mondial de biocarburants ;
- peu d'évolution de la qualité du brut moyen, qui s'établit à 31°API avant *upgrading*⁴ des bruts extralourds, malgré un scénario volontariste de développement des bruts non conventionnels (de 14 à 16 Mb/j selon le scénario) ;
- la réduction drastique post-2025 des teneurs en soufre des fuels de soute à 0,5 % pds, imposée par l'International Maritime Organization (IMO), ainsi que la limitation des émissions de SO₂ des raffineries à 600 mg/Nm³. Bien qu'un certain nombre de consultants semblent aujourd'hui plaider en faveur de la désulfuration en raffinerie, il a été considéré, dans notre scénario de référence, que seule la moitié de la demande de fuels de soute serait satisfaite par un carburant contenant moins de 0,5 % pds de soufre, compte tenu de l'existence d'une alternative technologique crédible (la désulfuration embarquée des fumées, dite "*scrubber*"). Mais le choix définitif du marché reste encore largement incertain.

Au final, deux scénarios bien différenciés ont été développés : à côté d'un scénario relativement probable (scénario de référence), un scénario "vert" qui suppose

(2) Distillats moyens = kérosène, carburéacteur, gazole moteur et fuel domestique ou FOD

(3) Fuels de soute = fuels lourds utilisés dans les navires de haute mer

(4) *Upgrading* : préraffinage des bruts extralourds

Tableau 1

Demande de produits finis dans le scénario de référence
(substituts pétroliers déduits) – 2035

	Amérique du Nord	Europe	Asie	Monde
GPL	16	20	93	188
Naphta	20	60	362	511
Essence	262	34	280	864
Jet + Kero	75	86	241	470
FOD ¹	98	72	295	627
Gazole	162	190	336	967
Fuels	17	14	37	164
Soutes	25	42	147	269
Autres	53	43	134	282
Total	729	560	1 926	4 340
2010-2035	- 30 %	- 20 %	41 %	18 %

(1) Unité : Mt/an

Source : IFPEN

un renforcement volontariste des politiques environnementales. Par ailleurs, des scénarios alternatifs ont également été étudiés, pour se focaliser sur l'impact d'items particuliers (spécifications IMO, marché du naphta, contraintes environnementales).

Perspectives d'approvisionnement mondial à 2035

La contribution mondiale des biocarburants en 2035 est fixée à 4,7 Mb/j éq. pétrole dans le scénario "vert" et à 3,6 Mb/j dans le scénario de référence, soit respectivement plus du triplement et du doublement de la consommation actuelle. Dans le scénario de référence, les hypothèses conduisent à un accroissement de 11 % de la demande mondiale en pétrole brut raffinable par rapport à 2014, pour atteindre 90,2 Mb/j en 2035, et à une stabilisation dans le scénario "vert" (tab. 2).

Les deux scénarios ont en commun la montée en puissance des pays émergents. Ils voient leur demande progresser fortement, en particulier en Asie avec une augmentation de la consommation de produits pétroliers de 41 % dans le scénario de référence et 34 % dans le scénario "vert", et le recul des zones matures du raffinage (Amérique du Nord et Europe). Ces zones matures, qui consommaient encore 45 % des produits pétroliers en 2010, ne "pèseront" plus que 30 % de la demande mondiale en 2035. L'Asie suit le chemin inverse en passant de 32 à 44 % au cours de la même période.

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

Tableau 2

Approvisionnement en bruts et substituts pétroliers
selon l'AIE⁵ et IFPEN – 2035

Approvisionnement en carburants liquides (Mbep)	Réel	AIE-WEO-2015 ¹		IFPEN-2014	
	2014	<i>New Policies</i>	450 ppm	Réf.	Vert
Bruts (pré-) raffinables ²	81,0	86,8	66,7	90,2	81,8
CtL + GtL ³	0,3	1,2	0,9	1,7	1,1
Offre fossile totale	81,3	88,0	67,6	92,5	83,4
Processing gain	2,2	2,9	2,4	2,9	2,6
Biocarburants	1,5	3,6	7,6	3,6	4,7
Carburants liquides	85,0	94,5	77,5	98,4	90,2

(1) Les données manquantes ont été estimées

(2) Dont condensats, pétroles extralourds et pétroles de schiste

(3) Substituts du pétrole à base de charbon (CtL) et de gaz naturel (GtL)

Sources : IFPEN/AIE

Au regard de cette demande, l'offre de ressources fossiles (hors éthane et GPL⁶ issus de la production gazière) s'établit dans le scénario de référence à 92,5 Mb/j, dont 9,3 Mb/j d'extralourds, 6,8 Mb/j de *light tight oil*⁷, 8,4 Mb/j de condensats raffinables et 2,3 Mb/j de carburants synthétiques à base de charbon et de gaz naturel, soit une augmentation de près de 11,2 Mb/j par rapport à 2014. Du fait de la contraction volontaire de la demande, le scénario "vert" dispose d'une offre fossile toujours prédominante, mais réduite à 83,4 Mb/j, en agissant principalement sur la production d'extralourds, de *light tight oil* et de carburants synthétiques. On peut remarquer que les deux scénarios IFPEN encadrent le scénario "New policies" de l'AIE, mais restent supérieurs au scénario "450 ppm", qui est plus volontariste.

Impacts sur l'industrie du raffinage

L'année de référence considérée pour évaluer ces impacts est 2010. Les résultats présentés sont basés sur une approche purement économique où seule intervient la minimisation du coût de production des produits, incluant les coûts d'achat et de traitement des bruts, les coûts des capacités de raffinage, et les coûts de transports (de bruts et de produits) interzones.

[5] AIE : Agence internationale de l'énergie (WEO 2015)

[6] GPL : gaz de pétrole liquéfié (propane et butane)

[7] Light tight oil, autrement appelés pétroles de schiste

Déplacement vers la CEI⁸ et le Moyen-Orient

Cette méthodologie aboutit à une stratégie d'approvisionnement mondial à moindre coût, sans prise en compte de stratégies industrielles ou géopolitiques (cf. encadré). Il en ressort qu'il est plus économique de localiser les capacités de raffinage au plus près des consommateurs de produits finis, ou dans les zones

La programmation linéaire multizone : un outil prospectif original

Au-delà d'un horizon de dix ans, on ne dispose plus de données de terrain sur les projets de raffinage, ou sur la qualité des bruts produits. Contrairement aux projections de court terme qui s'en nourrissent principalement, les exercices prospectifs de long terme, tel que celui décrit ici, ne peuvent pas reposer uniquement sur des observations factuelles. Pour tenter d'apporter un éclairage sur l'avenir du raffinage mondial le plus rationnellement possible, IFP Energies nouvelles (IFPEN) a développé une approche originale basée sur la programmation linéaire multizone, où les données d'entrée du modèle linéaire sont, pour l'essentiel, le fruit d'études préalables. Dans ce modèle, le monde est décomposé en neuf zones, chacune d'elles étant caractérisée par :

- une estimation des volumes et des qualités des bruts produits basée sur un inventaire des réserves ;
- des scénarios de demande en produits pétroliers (nette des substituts que sont les liquides ex-charbon ou gaz naturel et des biocarburants) s'appuyant au maximum sur des études de parcs automobiles ;
- une raffinerie agrégée par zone (représentant l'ensemble des capacités existantes de la zone) et un jeu complet de coûts (matières premières, coûts opératoires, nouvelles unités, transports de bruts et de produits).

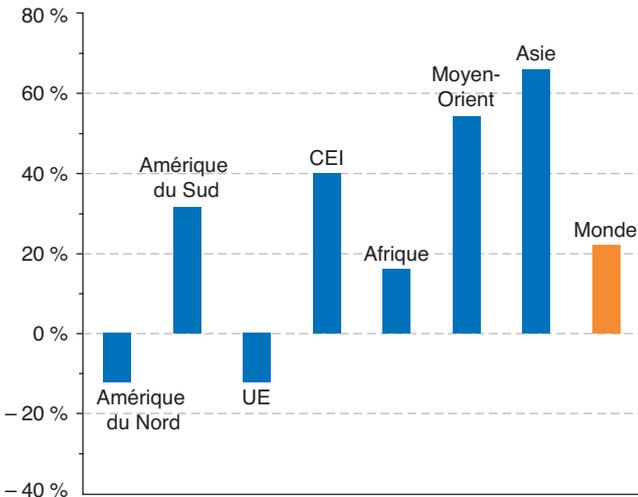
La minimisation du coût de fonctionnement du secteur du raffinage mondial permet de projeter, pour chaque zone, les cocktails de bruts traités, la composition et la qualité des *pools*, mais aussi les échanges de bruts et de produits entre zones, les investissements nécessaires et le coût de production et donc, d'approvisionnement en produits finis. Cette approche purement économique ne prend pas en compte les stratégies industrielles nationales ou régionales, ni l'apparition de technologies de rupture. Elle permet donc d'obtenir une vision des fondamentaux du raffinage, sans prétendre en cerner toute la complexité.

[8] Communauté des états indépendants, ou ex-URSS

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

actuellement exportatrices de pétrole appelées à évoluer vers l'exportation de produits finis. C'est ainsi que l'on voit se réduire les capacités de raffinage (fig. 1) dans les zones où cette industrie est mature – l'Amérique du Nord et l'Europe – tandis que de nouvelles raffineries se construisent dans toutes les autres zones, l'Asie en tête.

Fig. 1 – Variation des volumes de bruts raffinés entre 2010 et 2035

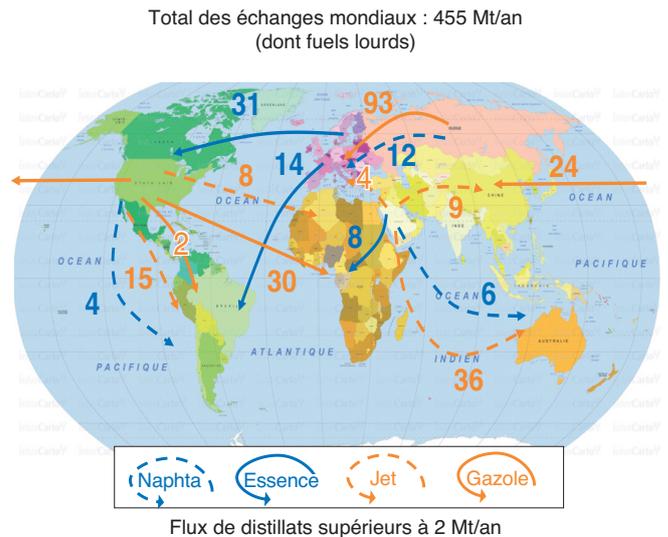


Source : IFPEN

L'outil de raffinage nord-américain, soutenu par une matière première (tant pétrole que gaz) à la fois abondante et bon marché, résiste plutôt bien à la forte baisse de sa demande locale, malgré une réduction de capacité ne pouvant excéder 12% sur la période 2010-2035. Ceci tient à la transformation de cette zone devenue exportatrice mondiale de gazole et de kérosène (79 Mt/an) qu'elle produit à bas coût avec un outil de raffinage adapté... et à l'existence d'un excédent structurel d'essence en Europe, disponible également à faible coût et aisément transportable vers l'Amérique du Nord. Dans ce cadre, le maintien des exportations européennes nettes d'essence et de naphta à un niveau élevé (33 Mt en 2035, proche de la situation de 2010) reste vital pour l'industrie européenne, au point d'être un des déterminants du maintien de son activité et d'enrayer le phénomène de fermetures observé ces dernières années. Dans une Europe où le marché du gazole reste tendu quel que soit le scénario, la conservation d'un excédent d'essence est liée à l'absence de rentabilité des investissements orientés gazole ainsi qu'à l'existence d'un excédent russe de gazole (fig. 2), lui aussi structurel, dont l'exportation vers l'Europe (à un faible coût de transport) pourrait *a minima* doubler en 2035 dans notre scénario de référence fortement diésélisé (93 Mt en 2035). Cependant, il a été mis en évidence qu'un certain nombre de zones géographiques (dont le Moyen-Orient)

étaient également capables de produire les volumes d'essence dont l'Amérique du Nord avait besoin et à un coût pratiquement équivalent. Dans ce contexte de forte compétition internationale, le maintien des exportations d'essence européenne à leur niveau actuel n'est donc pas assuré, point que nous abordons plus loin.

Fig. 2 – Principaux flux d'échanges de distillats – 2035



Source : IFPEN

L'investissement en raffinage

Les investissements requis dans l'industrie du raffinage pour la période 2010-2035 sont de l'ordre de 300 G\$ au niveau mondial dans le scénario de référence et de seulement 200 G\$ dans le scénario "vert" (fig. 3). Ces montants excluent les dépenses de maintenance et de renouvellement des anciennes unités et sont certainement "entachés" d'une suroptimisation inhérente à la méthodologie appliquée (modélisation agrégée notamment). Ils correspondent à une moyenne annuelle de 12 et 8 G\$ respectivement et sont donc en retrait sensible par rapport aux 23 G\$ annuels reportés au cours de la période euphorique des années 1999 à 2008. Autre signe concret d'une transition énergétique en action, le raffinage conventionnel ne représente plus que 36 % du montant total des investissements globaux sur la période 2010-2035 pour assurer la mobilité des véhicules thermiques, le complément étant assuré par les liquéfiats de gaz et de charbon (30%), l'*upgrading* des bruts extralourds (18%) et les biocarburants (14%), et ce, bien que les raffineries continuent d'assurer près de 95 % de l'approvisionnement mondial en carburants dans le scénario de référence. Dans le scénario "vert", plus volontariste, la part de la filière biocarburants rejoint quasiment le raffinage conventionnel à près de

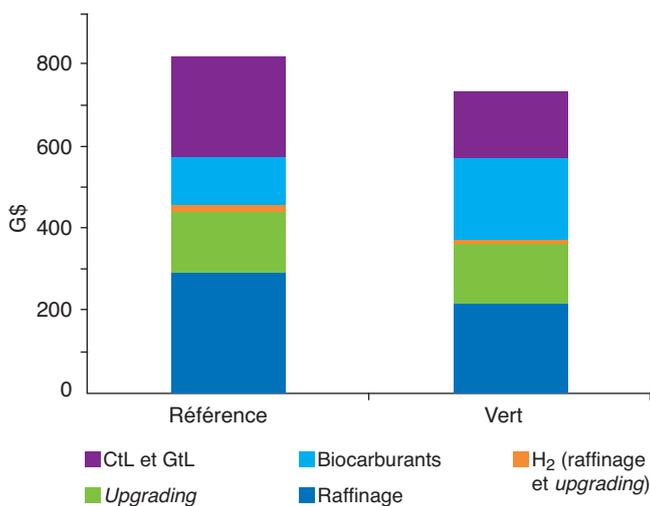
Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

30 % du montant total des investissements requis. Par ordre d'importance relative, les investissements en raffinage se situent :

- en Asie (46 % du total), où ils traduisent la vigueur de la demande locale ;
- au Moyen-Orient et en Russie (26 %), où la production de pétrole excède largement la demande locale en produits finis ;
- sur l'ensemble du continent américain (près de 20 %) caractérisé par une hausse modérée, à la fois de la production pétrolière et de la demande en produits finis.

En Europe, les investissements requis se limitent à 6G\$, soit le strict nécessaire pour assurer une partie de la production des fuels de soute à basse teneur en soufre.

Fig. 3 – Structure des investissements requis pour assurer la production de carburants liquides à l'horizon 2035



Source : IFPEN

Au niveau mondial, les procédés de conversion représentent près de la moitié des besoins en investissement, dont un tiers environ dévolu à la conversion profonde, consécutivement aux besoins de production des fuels de soute TBTS (contenant moins de 0,5 % de soufre). La part modeste dédiée à la désulfuration des diesels (15 % seulement) montre que cette thématique, est maintenant arrivée à maturité. Enfin, les procédés de distillation du brut et de raffinage des essences représentent près de 37 % des investissements mondiaux et se concentrent sur les pays émergents. En raison d'une demande beaucoup plus modeste estimée dans le scénario "vert", les investissements globaux reculent d'un tiers par rapport au scénario de référence, sans affecter la hiérarchie des différentes familles de procédés, sauf celle des biocarburants.

Focus sur les fuels de soute

La réduction drastique post-2025 de la teneur en soufre des fuels de soute au niveau mondial (spécification IMO) pose des questions techniques et économiques. Contrairement à la désulfuration des essences et des gazoles, basée sur des technologies éprouvées et économiquement abordables, la désulfuration des fuels de soute met en œuvre des procédés de pointe, fonctionnant à très haute pression et avec une consommation élevée de catalyseurs, impactant donc leur rentabilité. Dans notre scénario de référence (la moitié du marché des fuels de soute est approvisionnée par un carburant contenant moins de 0,5% de soufre), la formulation optimale de ce nouveau carburant serait basée en moyenne au niveau mondial (outre les diluants habituels) pour moitié sur des coupes résiduelles désulfurées, et pour un quart sur des coupes résiduelles non désulfurées, dont une moitié serait issue de bruts à très basse teneur en soufre. Dans la zone européenne, où le jeu des contraintes économiques rend ce type d'investissements relativement peu attractif, la spécification IMO fait peser une menace supplémentaire sur le raffinage. Par ailleurs, le nombre de projets annoncés pour des installations de désulfuration de fuels lourds, qu'elles soient réalisées en raffineries ou embarquées sur les navires, reste modeste, et laisse planer un doute sur le respect de cette spécification, dès 2025, au niveau mondial. Plus généralement, la disponibilité limitée des bruts ayant une basse teneur en soufre (en particulier, certains bruts libyens et ouest-africains) pour la production des fuels IMO sans désulfuration, et la réorganisation du schéma de raffinage autour de ce type de production constituent un enjeu stratégique pour de nombreuses raffineries à travers le monde.

Focus sur l'Europe

Les résultats de cette étude prospective permettent de quantifier le déclin inéluctable du raffinage européen. L'Europe est caractérisée par des spécificités fortes par rapport à ses concurrents directs : sur le plan de l'approvisionnement en brut et en gaz, tous deux importés ; au regard de sa consommation intérieure, dont le recul est directement lié à la lutte contre le changement climatique (au travers des directives RED⁹ et FQD¹⁰ notamment) et qui est marquée par un déséquilibre de la balance essence/gazole ; et enfin par des contraintes environnementales et fiscales plus sévères que celles de ses voisins.

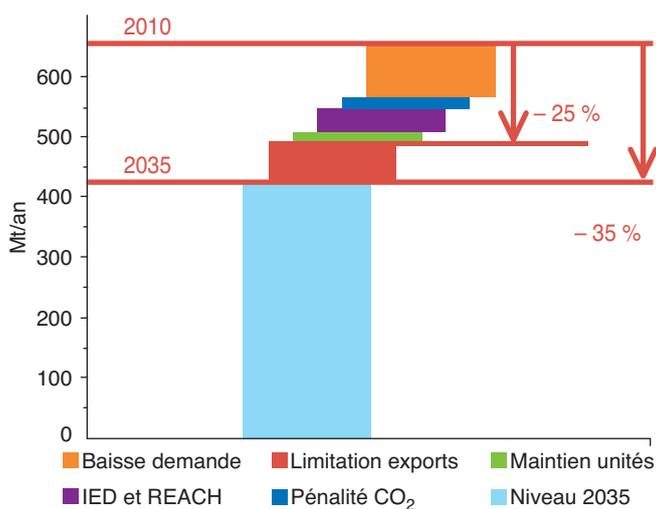
Au final, le raffinage européen serait amené à reculer de 25 à 35 % en 25 ans, selon le volume d'exportation d'essence qu'il parvient à conserver (fig. 4). Ce recul, de 10 points supérieur à celui de la consommation

(9) RED : Renewable Energy Directive
 (10) FQD : Fuel Quality Directive

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

intérieure, ne fait que traduire l'écart d'attractivité de la zone Europe par rapport à ses principaux concurrents. Les facteurs principaux de cette baisse d'activité sont le recul de la consommation européenne, la baisse du marché essence à l'export, mais également le coût des investissements défensifs réalisés pour satisfaire les normes de pollution locale (REACH et IED). Inversement, les coûts engendrés par les rejets de CO₂ (système ETS¹¹) ont un effet modeste dans nos scénarios, où des marchés CO₂ similaires à l'ETS ont été introduits, à moindre échelle, en Amérique du Nord et en Chine. Il reste que, partant d'un volume de bruts traités de près de 660 Mt/an en 2010 (source : Concawe), le raffinage européen ne représenterait plus que 430 à 500 Mt/an en 2035 dans notre scénario de référence, soit une réduction moyenne de l'ordre de 30 %.

Fig. 4 – Déterminants des fermetures de raffineries en Europe à l'horizon 2035

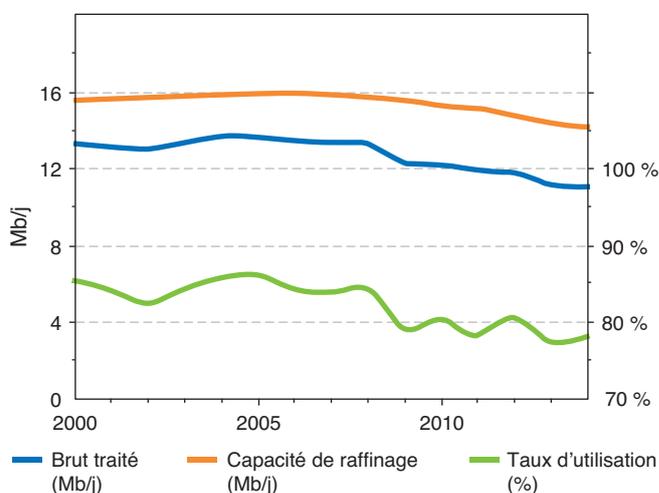


Source : IFPEN

À ce stade, il est important de savoir que la situation actuelle du raffinage européen ne lui permet plus de faire face à des réductions de son activité sans fermetures de sites. On considère généralement que cette industrie ne peut supporter un taux d'utilisation inférieur à 75-80 %. Atteint dès 2010, ce taux plancher a pu être maintenu par la fermeture de sites : il paraît donc clair qu'à l'avenir, toute baisse supplémentaire de l'activité de la filière se traduira mécaniquement par de nouvelles fermetures de raffineries (fig. 5). La tendance baissière des capacités de raffinage en Europe, constatée ces cinq dernières années, se confirme et pourrait perdurer à long terme. Bien que les raffineries européennes figurent parmi les plus vertueuses en termes

d'émissions de CO₂ (0,29 tonne de CO₂ émise par tonne de brut raffiné, contre 0,35 tonne en moyenne dans le reste du monde selon le cabinet Solomon), la diminution probablement plus rapide des plafonds de ces émissions en Europe pourrait accroître l'effet de CO₂ leakage¹² vers les zones non régulées. Dans ces conditions, un rééquilibrage essence/diesel permettant aux raffineries d'écouler sur le marché local leur production fatale d'essence (dont on devine les prémices en Europe) apparaît comme un facteur déterminant pour redonner de la compétitivité à cette filière industrielle et maintenir ses capacités.

Fig. 5 – Évolution du taux de fonctionnement des raffineries de l'Union européenne



Source : BP

En parallèle, l'étude réalisée laisse entrevoir une spécialisation des raffineries européennes dans le traitement de bruts à très basse teneur en soufre. Cela permettrait, en effet, de minimiser en Europe le nombre de projets coûteux de désulfuration de fuels lourds, jugés plus rentables dans les zones CEI et Moyen-Orient qui, traditionnellement exportatrices de pétrole brut, devraient s'orienter davantage vers l'exportation de produits finis. C'est ainsi que, dans notre scénario de référence, l'investissement européen dans le raffinage a pu être limité à seulement 6 G\$, ces bruts TBTS représentant environ un quart de l'approvisionnement en brut de cette zone en 2035. Ce résultat est comparable à celui d'une étude menée en 2010 par le Concawe (14 G\$ pour une production double de fuels de soute TBTS et sans optimisation du cocktail de bruts traités en Europe). Ainsi, dans le scénario envisagé, sans tenir compte d'aucune contrainte de type géostratégique ou logistique, les raffineries européennes pourraient s'approprier près

(11) ETS ou European Trading System : marché européen du CO₂

(12) CO₂ leakage ou délocalisation dans des pays non soumis à la contrainte écologique des industries émettant du CO₂

Perspectives du raffinage à l'horizon 2035

de la moitié de la production africaine totale de bruts TBTS pour se maintenir en activité. Ce point constitue naturellement un élément supplémentaire de fragilisation de cette industrie sur le long terme.

En conclusion

Ces travaux ont permis de quantifier un certain nombre de tendances de fond de l'industrie du raffinage, notamment européenne, à long terme, en matière d'enjeux énergétiques et économiques futurs.

La transition énergétique : des impacts visibles

Les effets de la transition énergétique commencent à être sensibles, avec une croissance d'ici à 2035 de la consommation de produits finis en rupture avec la tendance historique (croissance faible ou nulle selon le scénario). La part du raffinage dans les investissements recule à 36% du montant total requis sur la période, pour assurer la production des carburants des moteurs à combustion interne. Le développement des liquides non conventionnels (extralourds, *light tight oil*, CtL et GtL¹³) reste marqué par une forte incertitude en raison de la montée en puissance des préoccupations écologiques. Mais leur résistance au bas prix du brut laisse penser qu'ils devraient néanmoins conserver sur le long terme une part significative de l'approvisionnement

mondial. C'est ainsi que la disponibilité en hydrocarbures, combinée à l'efficacité et à la substitution énergétiques, repoussent post-2035 le fameux "peak oil"¹⁴.

La problématique des fuels de soute

À ce jour, il n'y a pas encore vraiment de consensus sur la meilleure solution technique permettant d'atteindre la spécification IMO pour les fuels de soute. Compte tenu du temps nécessaire pour déployer ce type de solutions industrielles, l'incertitude subsiste donc sur l'applicabilité, à l'échelle mondiale, de cette nouvelle spécification dès 2025.

Déplacement du centre de gravité du raffinage

Reflète du recul de leur consommation de carburants, l'Europe et, dans une moindre mesure, l'Amérique du Nord réduisent leurs capacités de raffinage, tandis que ces dernières se relocalisent en Asie, pour satisfaire la demande croissante, ainsi qu'en CEI et au Moyen-Orient, favorisés sur le plan de l'approvisionnement en brut et en énergie. Particulièrement touchée, la filière européenne pourrait voir reculer son activité de près de 30% d'ici à 2035, si le rééquilibrage de la consommation européenne de carburants routiers en faveur de l'essence n'était pas réalisé, ou si ses concurrents directs (en particulier CEI et Moyen-Orient) n'adoptaient pas de réglementations environnementales plus contraignantes.

⁽¹³⁾ CtL et GtL : Coal to Liquid et Gas to Liquid ou carburants synthétiques produits à partir de charbon et de gaz naturel

⁽¹⁴⁾ Peak oil : limitation du marché par la production de pétrole

Pierre Marion et Valérie Saint-Antonin
pierre.marion@ifpen.fr – valerie.saint-antonin@ifpen.fr
Manuscrit remis en décembre 2015