



MINISTÈRE  
DE L'ÉCONOMIE,  
DES FINANCES  
ET DE LA RELANCE

Liberté  
Égalité  
Fraternité

Direction Générale du Trésor

# LA LETTRE ÉCONOMIQUE DE L'AFRIQUE DE L'EST ET DE L'OCEAN INDIEN

UNE PUBLICATION DES SERVICES ÉCONOMIQUES DE L'AEOI

N° 17 - Janvier 2022

## Les hydrocarbures en AEOI

### Editorial

Chers lecteurs,

Pour une fois je n'introduirai pas cet éditorial par un bilan du Covid, dès lors qu'il est entré et s'est imposé dans nos vies. Apprenons juste à vivre avec en restant vigilant. Au moment où cette Lettre mensuelle consacrée au secteur des hydrocarbures sort, l'actualité est dominée par la signature, longtemps attendue, du mégaprojet de TotalEnergies en Ouganda, sur le lac Albert. A l'échelle de l'Ouganda, ce projet peut faire figure de « game changer » compte tenu du volume prévu d'investissement et de ses retombées. En effet, c'est près d'un quart du PIB de l'Ouganda qui sera globalement investi, dont une grosse partie profitera aussi à la Tanzanie (oléoduc, terminal pétrolier de Tanga). Nous espérons de ce projet des retombées directes ou indirectes pour les entreprises françaises une dizaine de PME vient d'ailleurs de se rendre en Ouganda avec Business France du 24 au 27 janvier pour identifier les opportunités d'affaires que ce projet pourrait leur apporter. D'autres suivront. Plusieurs autres pays de la région sont aussi producteurs de pétrole à des degrés divers : Soudan, Sud-Soudan, Kenya, ou de gaz : Tanzanie ; ou ambitionnent de le devenir avec des réserves encore inexploitées comme la Somalie ou Maurice.

Dans ce secteur particulier, la question environnementale reste cruciale, de même que l'impact social des projets en cours de développement, notamment les questions toujours sensibles des expropriations. Nous restons bien évidemment attentifs à ces sujets.

Dans des pays souvent importateurs nets, les terminaux pétroliers portuaires jouent aussi un rôle important : Mombasa pour le Kenya, Tanga, Dar es Salaam en Tanzanie, Djibouti et son projet de Damerjog, Port-Soudan, les terminaux lacustres de Mwanza (Tanzanie), Kisumu (Kenya) et Jinja (Ouganda). Le secteur de la distribution est souvent très concurrentiel dans de nombreux pays. Les groupes français TotaEnergies et plus récemment Rubis sont présents et visibles, et continuent d'investir régulièrement dans leurs réseaux.

Un grand merci à nos collègues des services économiques d'Addis-Abeba, Dar-es-Salaam, Kampala, Khartoum et Tananarive pour leur travail et à Julie Trognon et Mathieu Ecoiffier pour leur travail de synthèse. Bonne lecture.

Jérôme BACONIN

Chef du Service économique régional

### Sommaire

- Le graphique du mois
- Communauté d'Afrique de l'Est : Burundi, Kenya, Ouganda, Rwanda, Tanzanie
- Corne de l'Afrique : Djibouti, Érythrée, Éthiopie, Soudan
- Océan Indien : Comores, Madagascar, Maurice, Seychelles
- Vos contacts SE/SER

## Perspectives régionales Par le SER de Nairobi

Entre dépendance aux importations et tentatives de diversification énergétique, l'AEOI ambitionne de valoriser ses ressources en hydrocarbures pour son développement économique

*Malgré des ressources relativement limitées comparé à la moyenne mondiale, la plupart des pays de la région ont l'ambition d'utiliser l'exploitation des hydrocarbures comme levier de développement. Hormis la production historique (en déclin) du Soudan et Soudan du Sud, les concrétisations récentes de ces ambitions se situent en Tanzanie (gaz) et surtout en Ouganda (pétrole) où TotalEnergies est un acteur majeur d'un projet d'exploitation d'ampleur récemment lancé. Malgré ces ambitions d'exploitation, les pays de la région restent très dépendants des importations de produits finis, ce qui pèse notamment sur leur balance commerciale. Outre le segment amont de l'exploitation, les acteurs français sont bien positionnés sur les segments de la distribution de carburants avec des parts de marchés souvent importantes.*

**Des ambitions d'exploitation des hydrocarbures communes aux pays de la région marquées par la volonté de valoriser les ressources pétrolières et gazières**

**L'Afrique de l'Est dispose de 0,6% des réserves prouvées mondiales de pétrole**, concentrées dans trois pays : le Kenya (750 M barils), l'Ouganda (1,5 Md barils), et le Soudan du Sud (3,5 Mds barils). **Les réserves gazières s'élèvent à 62 trillions de pied cube standard (TCF), soit 0,9% des réserves prouvées mondiales.** Les pays producteurs d'hydrocarbures dans la région incluent : le Soudan (pétrole brut, gaz), Soudan du Sud (pétrole brut), Tanzanie (gaz) et le Kenya (pétrole brut). Dans le cas du Soudan et du Soudan du Sud, le sous-investissement depuis plusieurs décennies et les problématiques de gouvernance, de corruption et d'instabilité politique ont conduit à une diminution continue de la production depuis 10 ans.

**Une dynamique d'exploration des ressources s'est engagée dans de nombreux pays de la zone, renforcée par des découvertes de réserves notables réalisées au cours des dix dernières années.** Parmi les découvertes les plus notables : les gisements gaziers au large des côtes tanzaniennes, les réserves de pétrole près du Lac Turkana (Kenya) ou du Lac Albert (Ouganda), qui font d'ailleurs l'objet de projet d'exploitation, en cours de développement. Malgré des opérations d'exploration, aucun gisement notable n'a encore été découvert au Rwanda, au Burundi ou dans les pays de l'Océan Indien. D'autres pays se mettent toutefois en ordre de marche pour attirer les investissements étrangers et investiguer leurs potentiels en hydrocarbures. La Somalie et Maurice ont ainsi récemment renforcé leurs cadres réglementaires pour relancer les activités d'exploration dans leurs eaux territoriales.

**Des initiatives de coopération régionale en matière d'infrastructures se mettent en place pour soutenir les volontés d'exportation.** A l'instar du Sud-Soudan et de l'Ouganda, certains pays enclavés de la région disposent d'importantes ressources en hydrocarbures destinées à l'exportation et développent des projets d'oléoducs transfrontaliers pour relier les champs de production aux ports d'exportation. Le projet d'*East African Crude Oil Pipeline* (EACOP) de 1 445 km, développé par TotalEnergies et l'entreprise chinoise CNOOC pour un montant de 3,5 Mds USD, doit ainsi relier le lac Albert en Ouganda au port de Tanga en Tanzanie. **Ces projets bénéficient d'une part aux pays producteurs en facilitant les exportations, mais également aux pays tiers, qui bénéficient de recettes fiscales, au titre des frais de transit.** Par ses quatre oléoducs qui permettent l'exportation du pétrole brut sud-soudanais via Port Soudan, le Soudan reçoit par exemple environ 1,3 Md USD par an.

Si les questions environnementales (engagement climat ou protections d'aires naturelles) et sociales (expropriations et compensations) sont souvent opposées de la part d'ONG aux projets d'exploitations, comme dans le cas du projet Ougandais, **aucun gouvernement de la région n'a renoncé à exploiter ces potentielles réserves d'hydrocarbures.** Au contraire, l'exploitation de ces ressources est présentée comme **un moyen d'accélérer le développement économique** et de sécuriser des ressources pour le budget de l'Etat. Dans les faits, la concrétisation des projets d'exploitation est souvent ralentie pour des questions (non exclusives entre elles) de gouvernance et d'instabilité politique (dominantes au Sud-Soudan ou Somalie par exemple), de

longues négociations sur le partage des profits et risques entre Etats et entreprises (Ouganda, Tanzanie) ou de coûts d'investissement trop élevés pour justifier un modèle économique (Kenya ou Ethiopie). La récente remontée des cours internationaux du pétrole pourrait changer la donne sur ce dernier point et relancer certains projets.

**Dans l'attente de la concrétisation des projets d'exploitation, la région importe la grande majorité de sa consommation en hydrocarbures...**

**Les pays de la zone demeurent très dépendants des importations de produits finis pétroliers et gaziers pour répondre aux demandes nationales.** Cette dépendance aux importations est renforcée par l'absence de capacité de raffinage du pétrole brut dans la région hormis des capacités (insuffisantes) au Soudan et un projet restant encore incertain en Ouganda. Le volume des importations, qui s'élevait, pour la région, à 26,3 MT en 2019, tiré par la croissance démographique et économique, a augmenté dans la grande majorité des pays, représentant une hausse pour la région de 51% depuis 2010. Le

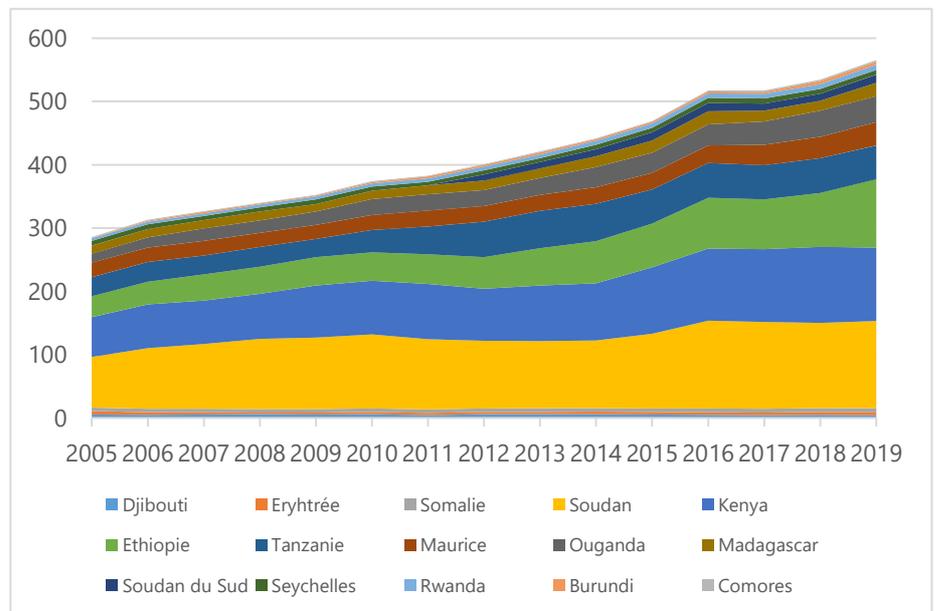


Figure 1: Evolution de la consommation en produits pétroliers (milliers barils/jour)  
(Source : EIA, 2019)

diesel et l'essence, principalement utilisés dans les secteurs du transport, sont les principaux produits importés. La dépendance aux importations et l'impact sur la balance commerciale et les réserves de devises n'est pas négligeable pour les pays de la région, qui dédient entre 0,9 % (Somalie) et 20,8% (Tanzanie) du montant de leurs importations à ces produits.

**Les pays côtiers de la région jouent un rôle essentiel dans l'importation et la distribution de ces produits vers les pays enclavés, dépendants des importations.** La majorité des importations transitent par les ports de Mombasa au Kenya, Dar es Salam, Tanga ou Mwanza en Tanzanie, Djibouti, ou Port Soudan. Ces quatre pays ambitionnent, parfois de manière concurrente, de s'affirmer comme plateformes régionales d'importation et de redistribution de produits pétroliers, et développent à cet effet, des infrastructures interrégionales. Le projet de construction de la ligne ferroviaire de 1700 km à écartement standard (SGR) qui reliera la Tanzanie au Burundi, au Rwanda et à la République démocratique du Congo et à l'Ouganda en est un exemple, tout comme le projet de prolongement de l'oléoduc transportant des produits raffinés au-delà d'Eldoret au Kenya vers l'Ouganda et le Rwanda.

La logistique de transport des produits pétroliers depuis les ports côtiers jusqu'aux pays enclavés, a un coût, qui se répercute *in fine* sur les consommateurs finaux. **Le rôle des autorités régulatrices apparaît ainsi fondamental dans le prix des carburants au détail.** Ainsi les pays de la région disposent tous d'un **système de prix régulés maximum**, avec un prix calculé (et théoriquement régulièrement révisé) pour tenir compte : des coûts d'importations des produits sur les marchés mondiaux, des coûts de transports et distributeurs, des taxes et des marges des distributeurs. Les segments de l'importation, du stockage et de la distribution restent à la fois concurrentiels (marges souvent faibles) et encadrés (marges réglementées). Les différences de prix au détail des carburants entre pays, de 0,57 €/L en Ethiopie pour l'essence à 1,53 €/L, à Djibouti s'expliquent ainsi par les niveaux de taxes et dans une moindre mesure par les coûts logistiques (notamment pour les pays enclavés ou insulaires).

Ces systèmes de régulation n'empêchent pas les pays de la région de subir de plein fouet l'augmentation récente des prix sur les cours internationaux. Certains pays, notamment ceux où les prix étaient déjà relativement

élevés, comme le Kenya ou Madagascar, ont fait le **choix politique de limiter ces hausses en mettant en place des mécanismes de stabilisation** (taxes « flottantes » ou équivalent de subvention budgétaire). Ces mécanismes restent néanmoins très coûteux pour les finances publiques et peuvent être supportés dans la réalité par les distributeurs (Madagascar). D'autres pays, où les prix étaient très faibles jusqu'à récemment, notamment l'Éthiopie et le Soudan, **ont ainsi vu leurs prix à la pompe au détail nettement augmenter au cours des derniers mois, une évolution renforcée par la diminution de subventions aux carburants**. Ces diminutions des subventions sont liées à la dégradation des finances publiques et sont souvent incluses dans des programmes du FMI et de la Banque mondiale (s'agissant également de subventions aux énergies fossiles dont l'élimination est promue dans les engagements climat internationaux). Elles peuvent néanmoins avoir des **conséquences sociales importantes via une augmentation du coût de la vie**, directe pour les consommateurs de carburants et indirecte via une répercussion sur le prix de nombreux produits de première nécessité.

### ... et tente timidement de diversifier sa consommation énergétique

Afin de remédier à la dépendance aux importations de produits pétroliers, **certains pays se sont engagés dans l'élaboration et la mise en œuvre de stratégies de diversification du mix énergétique vers des sources d'énergies plus propres**. Si des projets de centrales GNL sont actuellement en cours de réalisation en Tanzanie, Kenya, Seychelles ou à l'étude (Maurice, Seychelles) – il s'agit de stratégies de diversification énergétique seulement partielles. Le GNL demeure en effet une énergie fossile, bien que moins émettrice que le pétrole brut ou le charbon, ou la biomasse non soutenable (surtout quand elle permet de limiter la déforestation), mais dont la consommation pourrait contrevenir aux objectifs climatiques des pays et dont l'importation pèse toujours sur les balances commerciales.

Toujours dans l'objectif de limiter la dépendance aux produits pétroliers, dont l'utilisation est principalement concentrée dans le secteur du transport, certains pays, dont le Kenya et le Burundi, ont **élaboré des plans de développement des biocarburants ou de biogaz**. Toutefois, ces plans et stratégies peinent à se concrétiser sur des actions opérationnelles et financées, dans le cas des biocarburants ces ambitions peuvent également se heurter aux besoins de sécurité alimentaire (de façon directe ou indirecte via l'utilisation de terres arables).

### Les entreprises françaises sont principalement positionnées sur le marché de la distribution

**Au sein de la zone AEOI, les entreprises françaises – notamment TotalEnergies et Rubis – sont majoritairement impliquées dans le secteur de la distribution**. Ces deux entreprises sont respectivement impliquées dans une majorité des pays de la zone. Rubis notamment a récemment renforcé sa présence par l'acquisition de distributeurs locaux au Kenya, au Rwanda, Burundi ou en Ouganda. Ces deux entreprises ont souvent des parts de marchés importantes, TotalEnergies est ainsi le deuxième distributeur au Kenya ou en Tanzanie, tandis que Rubis est premier au Rwanda et à Djibouti et deuxième à Madagascar.

**TotalEnergies est également un acteur du secteur amont (exploration et production) par son implication en Ouganda et au Kenya**. L'acquisition progressive des parts de *Tullow Oil* dans le projet de production pétrolière du lac Albert (projet Tilenga), et l'oléoduc EACOP, a permis à l'entreprise de se positionner aux côtés du partenaire chinois CNOOC, sur les segments de la production et d'exploitation de l'oléoduc. De même, en 2017, l'acquisition de *Maersk* a permis à TotalEnergies d'obtenir 25% des parts du consortium d'exploitation composé de *Tullow Oil* et du canadien *Africa Oil* pour l'exploitation d'un gisement du Bassin de Turkana, évalué à 44,1 Mds USD (120 000/j à partir de 2022).

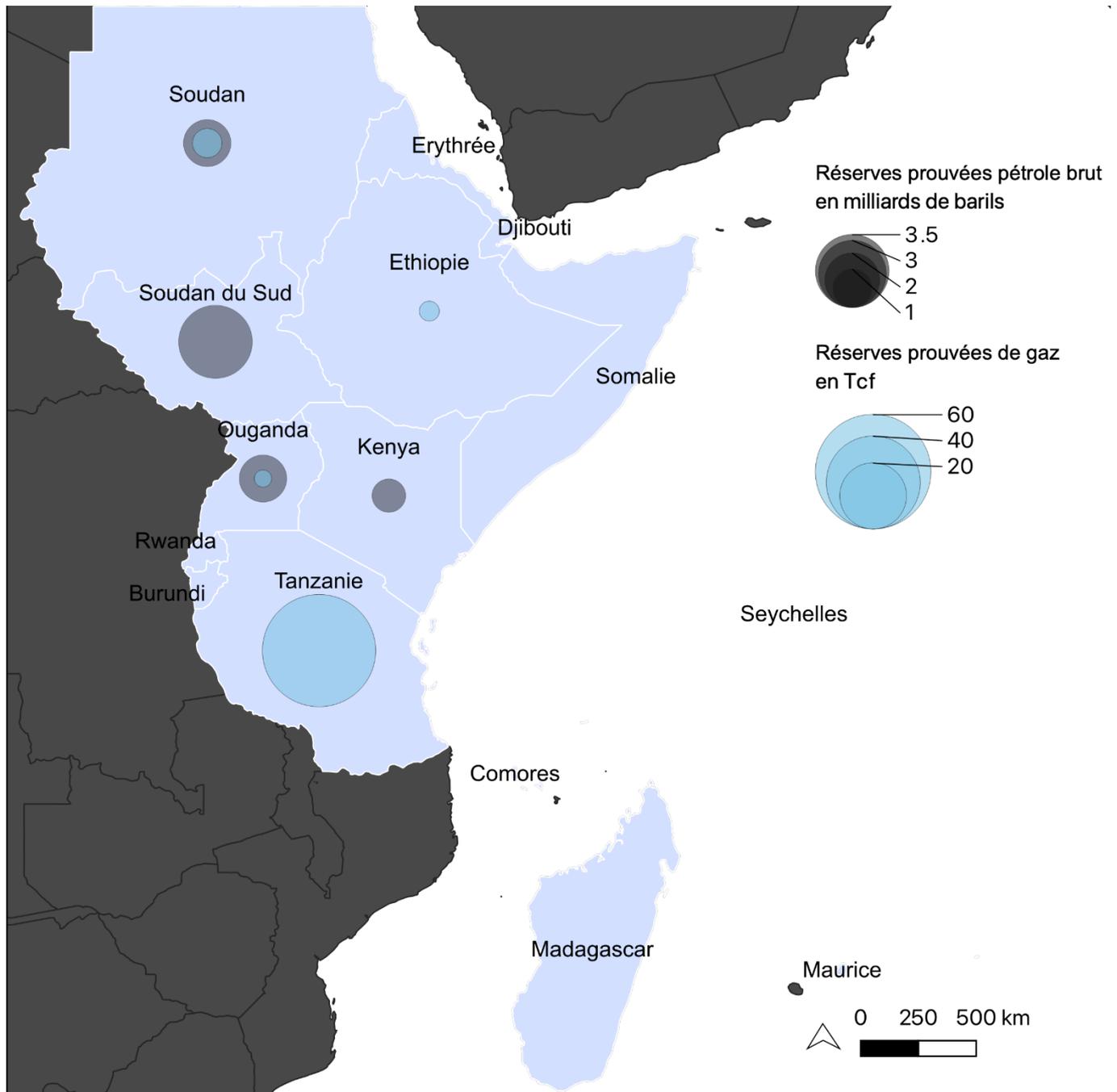
Avec le renforcement des activités d'exploration et une volonté, partagée par une majorité de pays, d'exploiter les gisements d'hydrocarbures et de renforcer la résilience et l'efficacité de leurs systèmes de distribution, **de nouvelles opportunités sur les segments amont et aval de la chaîne de valeur notamment peuvent émerger pour les entreprises françaises comme développeurs, fournisseurs ou consultants**. Des opportunités à plus petite échelle peuvent également exister pour des solutions innovantes, d'optimisations des flux logistiques, de numérisation, de traitement des effluents ou de production de carburants alternatifs.

Tableau 1 : Chiffres clés du secteur des hydrocarbures  
Source : EIA 2021, WITS 2019

Pays	Réserves prouvées pétrole (Mds barils)	Réserves prouvées gaz (Tcf)	Consommation produits pétroliers (Mt/an)	Prix de vente essence (€/litre)	Prix de vente diesel (€/litre)	Part des produits pétroliers dans la valeur des importations totales 2019 (%)
Burundi	-	-	0,23	1,07	1,05	18,6
Comores	-	-	0,10	1,22	1,02	5,2
Djibouti	-	-	0,19	1,53	1	1,0
Eryhrée	-	-	0,26	-	-	-
Ethiopie	-	0,9	5,13	0,57	0,52	10,0
Kenya	0,75	-	5,29	1,04	0,89	19,3
Madagascar	-	-	1,02	0,92	0,76	15,6
Maurice	-	-	1,79	1,1	0,8	18,5
Ouganda	1,5	0,5	1,85	1,17	1,08	19,6
Rwanda	-	-	0,38	1,09	1,01	16,8
Seychelles	-	-	0,37	1,4	1,4	16,1
Somalie	-	-	0,28	0,76 - 1,80	0,7 - 1,80	0,9
Soudan	1,5	3	6,36	0,72	0,63	13,0
Soudan du Sud	3,5	-	0,61	-	-	-
Tanzanie	0	57,6	2,41	0,97	0,9	20,8
<b>Total</b>	<b>7,3</b>	<b>62,0</b>	<b>26,3</b>	-	-	-

## Graphique du mois

### Réserves prouvées en hydrocarbures dans la région AEOI



Source : Carte réalisée par le SER à partir des données EIA 2021.

## Communauté d'Afrique de l'Est – Burundi Par le SER de Nairobi



### Dépendant des importations d'hydrocarbures, le Burundi souhaite sécuriser son approvisionnement énergétique

Particulièrement dépendant de la biomasse pour son approvisionnement en énergie, le Burundi consomme relativement peu de produits pétroliers ou gaziers, qui ne représentent que 14% de la consommation d'énergie primaire. Le Burundi ne dispose d'aucunes réserves connues en hydrocarbures et fait régulièrement face à des irrégularités d'approvisionnement. Afin d'y remédier, le pays souhaite sécuriser ses approvisionnements et développer la production de biocarburants et de biogaz. Pour autant, si les documents stratégiques récents confirment ces orientations, aucun projet notable n'est actuellement en cours.

### Le Burundi, qui ne dispose d'aucune réserve connue en hydrocarbures, est régulièrement confronté à des difficultés d'approvisionnement

**Le Burundi ne dispose actuellement d'aucun gisement exploitable en hydrocarbures.** Malgré des opérations d'exploration menées par Amoco en 1986 et 1987, aucune découverte majeure n'a été réalisée dans le pays.

**Particulièrement dépendant de la consommation de biomasse pour ses besoins énergétiques, le Burundi consomme en revanche peu de produits pétroliers (0,23 Mt).**

La consommation d'énergie primaire est issue à 86% de la biomasse (bois, charbon de bois et tourbe), et à 14% des produits pétroliers. Ne disposant d'aucune ressource en hydrocarbures, le Burundi est toutefois contraint d'importer ces produits, qui représentaient 18,5% des 887 MUSD d'importations en 2019. Les principaux pourvoyeurs incluent l'Arabie Saoudite (75%), les Emirats Arabes Unis (19%) et, à la marge, le Rwanda (2%)<sup>1</sup>. Le marché de l'importation est constitué de six entreprises : *Interpetrol*, *Delta*, *Burundi Pipeline Products*, *Yakeme Oil Company*, *Mogas Burundi* et *New Oil Company*. Ces importations sont en hausse constante (+148%) depuis 2010, soutenues notamment par la croissance du parc automobile.

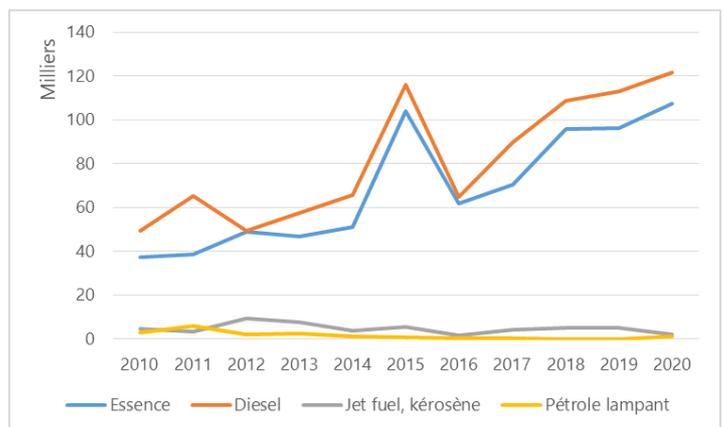


Figure 1 : Importations burundaises de produits pétroliers en tonnes entre 2010 et 2020.

(Source : Banque de la République du Burundi)

**Le Burundi fait néanmoins face à des difficultés d'approvisionnement.** Pays enclavé, le Burundi est éloigné et dépendant des deux principaux points d'entrée des hydrocarbures de la région, le port de Dar es Salaam en Tanzanie et celui de Mombasa au Kenya. Les infrastructures de stockage, principalement situées dans l'ouest du pays, à Bujumbura, sont considérées insuffisantes et inégalement réparties sur le territoire, augmentant le coût du transport des carburants, effectué par camion-citerne, dans le reste du pays. Selon les importateurs, les fluctuations du franc burundais par rapport au dollar ainsi que la position de monopole d'*Interpetrol* sur le marché de l'importation et de la distribution, jouent également un rôle dans les ruptures d'approvisionnement. *Interpetrol* est – avec plus de 40 stations-services dans le pays – un acteur majeur du marché de la vente au détail, aux côtés de *Burundi Petroleum* et *KenolKobil*, dont le capital est détenu à par le groupe français Rubis.

<sup>1</sup> World Integrated Trade Solution (2019)

**La hausse des prix des carburants affecte particulièrement le pouvoir d'achat des burundais.** L'Autorité de Régulation des secteurs de l'Eau potable et de l'Énergie (AREEN)<sup>2</sup> est la structure en charge de la fixation, du suivi et de la mise en application des tarifs, notamment de la vente des produits pétroliers. Le prix maximum de vente au détail, réévalué tous les deux mois, connaît une forte augmentation depuis 2016 (+25%). Cette hausse est liée d'une part à la répercussion inégale des variations du cours du pétrole sur le prix de vente, et, de manière plus conjoncturelle, aux pénuries de carburants dans les stations. L'augmentation des prix des produits pétroliers se répercute ailleurs sur le prix de l'ensemble des biens et services de l'économie.

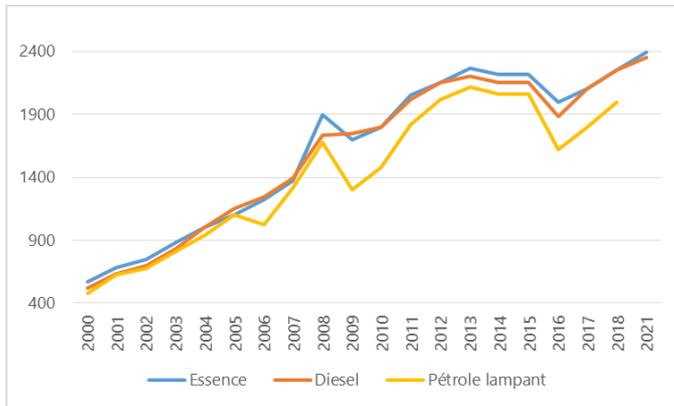


Figure 2 : Evolution du prix des carburants à la pompe entre 2000 et 2021 en francs burundais. (Source : Institut des statistiques et Etudes Economiques du Burundi)  
Taux de change : 1€ = 2250 Fbu.

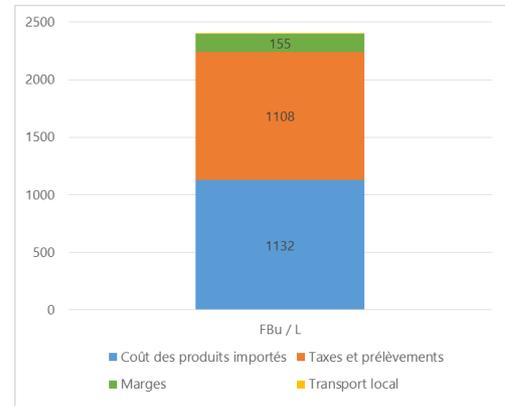


Figure 3 : Décomposition du prix de l'essence à Bujumbura en octobre 2020 en francs Burundais. (Source : AREEN)

## Le Burundi tente de renforcer sa sécurité énergétique, sans résultats notables à ce jour

**Face à la dépendance aux importations, assurer la sécurité de la chaîne d'approvisionnement en produits pétroliers a été érigée en priorité pour le pays.** A cet effet, le plan national de développement (PND) publié en 2018 prévoit : i) d'améliorer l'aménagement des entrepôts régionaux des produits pétroliers, ii) constituer et entretenir un stock stratégique en hydrocarbures et iii) promouvoir l'utilisation du gaz de pétrole liquéfié (GPL) comme combustible domestique.

**Le Burundi souhaite par ailleurs développer la production et l'usage des biocarburants.** La vision Burundi 2025 engage le pays à atteindre un accès universel à des sources d'énergies diversifiées, fiables, propres et à des prix compétitifs à horizon 2025. Bien que relativement imprécises, les priorités d'actions pour atteindre ces objectifs incluent notamment le renforcement des capacités dans le secteur de l'énergie ainsi que le développement du biogaz et de l'éthanol en substitut des combustibles fossiles utilisés pour la cuisson ou le transport motorisé. Cette décision est mue par i) la volonté d'assurer la sécurité d'approvisionnement, ii) des enjeux de santé publique, dans un pays où moins de 5% de la population dispose d'un accès à une cuisson propre, et iii) la lutte contre la déforestation. En dépit de ces orientations, les projets concrets peinent à émerger.

<sup>2</sup> L'autorité de régulation est sous la tutelle du Ministère de l'Hydraulique, de l'Énergie et des Mines.



de Lamu potentiellement riche en ressources pétrolières et gazières. La Cour Internationale de Justice (CIJ) a tranché le différend le 14 octobre 2021 en attribuant à la Somalie une part conséquente de la zone disputée - une décision que le Kenya rejette fermement.

**En l'absence de capacités de raffinage, le Kenya ambitionne d'exporter son pétrole brut mais reste particulièrement dépendant des importations d'hydrocarbures.**

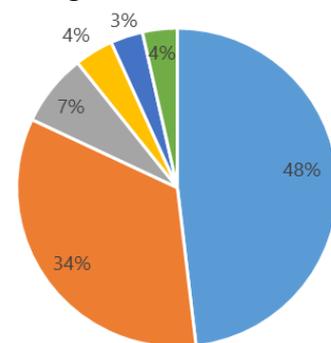
**Sans capacités de raffinage depuis 2013, le Kenya est contraint d'exporter sa production de pétrole brut et reste intégralement dépendant de l'importation des produits pétroliers.** La raffinerie de Mombasa (*Kenya Petroleum Refineries Limited*) est en effet à l'arrêt depuis 2013, suite à l'abandon de projets de modernisation, jugés non viables économiquement et la cession consécutive des parts (50%) de l'entreprise indienne Essar Energy à l'Etat kenyan. Depuis 2017, KPC utilise l'ancienne raffinerie comme lieu de stockage du pétrole brut, avant exportation. En l'absence d'infrastructures de raffinage, les importations sont organisées via un système d'appel d'offres mensuel (*the Open Tender System*) coordonné par le Ministère du Pétrole et des Mines afin de garantir la sécurité d'approvisionnement. Les produits pétroliers représentaient, en 2019, la part des biens importés, en valeur, la plus importante (37,4% soit 307,5 Mds KSH). Ces importations proviennent principalement des Emirats Arabes Unis (41%), d'Arabie Saoudite (28%) et d'Inde (11%). Ces importations proviennent principalement des Emirats Arabes Unis (41%), d'Arabie Saoudite (28%) et d'Inde (11%). L'inauguration prochaine (Avril 2022) du terminal pétrolier de Kipevu<sup>5</sup> s'inscrit également dans une stratégie de sécurisation de l'approvisionnement et de baisse des coûts logistiques pour le marché domestique et la réexportation vers les pays enclavés de la région

**Le Kenya souhaite par ailleurs s'imposer comme un hub d'importation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) en l'Afrique de l'Est.** Le gouvernement souhaite en effet promouvoir le GPL comme combustible alternatif à l'usage de la biomasse et du kérosène au sein des foyers afin de réduire la pollution de l'air intérieure et limiter la déforestation. Si la consommation annuelle de GPL par habitant a connu une augmentation spectaculaire depuis 2014, passant de 2 à 6 kg par habitant en 2020<sup>6</sup>. Le pays dispose d'ores et déjà de deux terminaux d'importation de GPL à Mombasa, mais souhaite à terme augmenter ses capacités d'importation afin de limiter sa dépendance envers la Tanzanie, et à terme pouvoir exporter du GPL dans les pays de la région.

**Afin de diversifier son mix énergétique, le Kenya investit également le potentiel d'un marché domestique pour le gaz naturel,** à des fins de production électrique et d'usages industriels. Cette décision s'inscrit dans le cadre de l'objectif national d'atteindre le zéro émissions nettes d'ici 2050. Une entreprise américaine a par ailleurs été contractualisée fin 2021 par la *Kenya Electricity Generating Company* pour réaliser une étude de faisabilité sur la construction d'une usine d'importation de gaz naturel liquéfié (GNL) à Mombasa, et de centrales de production électrique à gaz en remplacement des centrales thermiques au fioul. En dépit d'un accord avec le gouvernement tanzanien pour la construction d'un gazoduc entre Dar es Salaam et Mombasa, le Kenya reste ainsi ouvert à d'autres options d'importation.

**Un secteur aval caractérisé par des infrastructures vieillissantes et des prix à la pompe en augmentation.**

**Les produits pétroliers représentent 23% de la consommation finale d'énergie du pays, soit la deuxième source après la biomasse (64%)<sup>7</sup>.** Parmi les secteurs les plus consommateurs de produits pétroliers, le transport (3,2 M tonnes) est de loin le plus important, suivi



■ Diesel ■ Essence ■ LPG ■ Kérosène ■ Fioul ■ Autres produits pétroliers

Figure 4 : Répartition de la consommation finale en produits pétroliers (Source : AIE, 2019)

<sup>5</sup> Réalisé par l'entreprise chinoise CCCC sur un budget de l'état kenyan de 355 M euros

<sup>6</sup> IHS Markit (2021) *Kenya is emerging as the center of LPG demand growth in East Africa*.

<sup>7</sup> Le terme biomasse recouvre ici l'utilisation de bois et de charbon de bois.

par l'industrie (0,7 M) et le secteur résidentiel (0,3 M)<sup>8</sup>. La consommation de produits pétroliers est en hausse constante (+176%) depuis 2004.

**Les infrastructures de transport et distribution des produits pétroliers sont toutefois vieillissantes** Le stockage et le transport des produits raffinés importés vers les stations de distribution est assuré par la *Kenya Pipeline Company* (KPC), compagnie entièrement publique sous la tutelle du Ministère de l'Énergie<sup>9</sup>. La KPC opère 8 facilités de stockage et près de 1792 kilomètres d'oléoduc entre Mombasa et les villes de Nakuru, Kisumu et Eldoret situées dans l'ouest du pays tandis que le reste du territoire kenyan est desservi par camions. L'inauguration d'un nouvel oléoduc entre Mombasa et Nairobi pour remplacer celui en opération depuis 1978 marque la volonté d'améliorer ces infrastructures et d'en augmenter les capacités. La distribution et la vente au détail est assurée par un réseau de 2762 stations. Au sein de ce marché très fragmenté de plus d'une centaine d'acteurs, deux opérateurs français occupent le haut du tableau : Rubis Energy Kenya et TotalEnergies Kenya possèdent en effet, respectivement 8,3% (230 stations) et 7,6% (210) des stations. En termes de parts de marché sur l'ensemble des ventes de produits, *Shell* (via le distributeur *Vivo Energy*) était en tête en 2020 avec 19 % devant TotalKenya (15 %) et Rubis (9%).

**Les prix à la pompe, bien que régulés, ont fortement augmenté en 2021, sous le double effet de l'augmentation de la taxation et de l'évolution des cours internationaux.** Si l'autorité de régulation de l'énergie et du pétrole (EPRA) fixe le prix maximum de vente au détail des produits pétroliers, en imposant des différences régionales, cela n'empêche pas les prix à la pompe de refléter l'évolution structurelle du prix du baril sur les marchés internationaux avec des mises à jours mensuelles. Le gouvernement kenyan, dans le contexte de la crise du COVID-19 et confronté à un besoin accru en revenus fiscaux, a profité de la baisse générale des prix du pétrole en 2020 pour augmenter les taxes sur les produits pétroliers, notamment la *Petroleum Development Levy* (PDL) qui est passée de 0,4 KES à 5,4 KES par litre. En septembre 2021, la flambée des cours du pétrole, a généré une augmentation du prix à la pompe de 9 KES en moyenne et de nombreuses protestations sociales. Bien que la taxe de développement pétrolier soit toujours en vigueur, l'EPRA a stabilisé les prix de vente, en utilisant le *Petroleum Development Fund*<sup>10</sup>.

**Afin de réduire sa dépendance aux importations et d'accélérer la décarbonation de son économie, le pays ambitionne de développer la production et l'usage de biocarburants et de bioéthanol comme combustibles.** La stratégie bioénergie publiée en 2020 par le Ministère de l'Énergie établit les principales orientations stratégiques et les actions à mener jusqu'en 2027. Dans ce cadre, le ministère et l'entreprise italienne *Eni* ont signé un protocole d'accord en juillet 2021 pour le développement d'un modèle d'économie circulaire tout au long de la chaîne de valeur des biocarburants au Kenya.

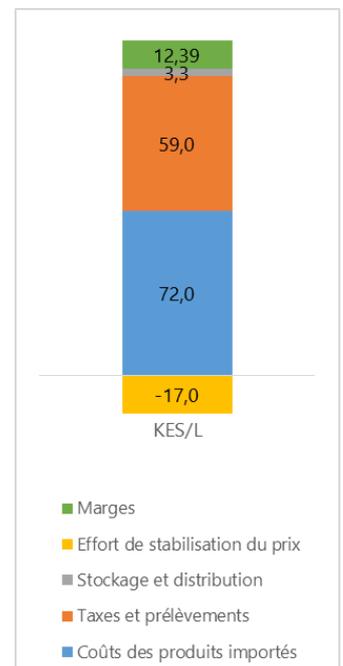
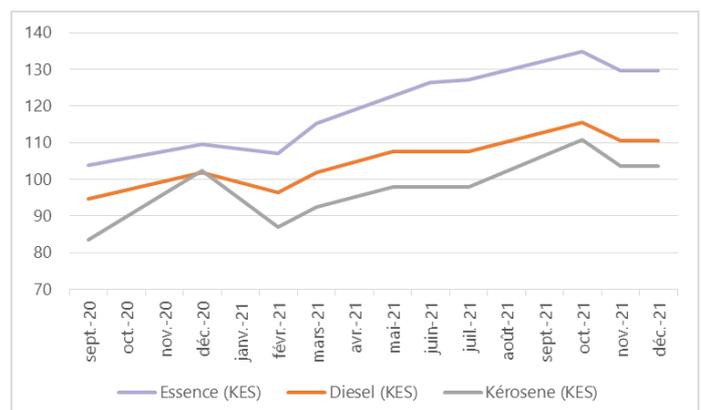


Figure 5 : Décomposition du prix de vente au détail de l'essence à Nairobi (Source : EPRA, décembre 2021)

Figure 6 : Evolution du prix des carburants à Nairobi entre septembre 2020 et décembre 2021 (Source : EPRA)



<sup>8</sup> Agence Internationale de l'Énergie (2019)

<sup>9</sup> KPC est détenue à 99,9% par le Trésor Kenyan et 0,1% par le Ministère de l'Énergie

<sup>10</sup> Le *Petroleum Development Fund* est lui-même alimenté par la taxe sur le développement pétrolier.

## Communauté d'Afrique de l'Est – Ouganda

### Par le SE de Kampala



Futur pays exportateur, l'Ouganda compte sur les projets d'infrastructures régionales pour son développement socioéconomique

*Disposant de réserves confirmées estimées à 6,5 milliards de barils de pétrole, dont 1,4 milliard exploitables, et plus de 500 milliards de pieds cube de gaz, situées dans le bassin du Lac Albert, l'Ouganda s'apprête à devenir un pays producteur et exportateur de pétrole. Le projet de développement du Lac Albert, visant à exploiter ces ressources, est une priorité du gouvernement, avec trois objectifs affichés : i) produire de l'électricité ; ii) répondre aux besoins nationaux et régionaux en produits pétroliers ; et iii) accroître les revenus grâce à l'exportation de pétrole brut sur les marchés internationaux. Le gouvernement entend également tirer parti de ce projet pour accélérer le développement socio-économique du pays.*

**Avec la découverte de gisements dans le bassin du Lac Albert en 2006, l'Ouganda devrait rejoindre le groupe des pays producteurs et exportateurs de pétrole.**

**Avec la découverte des premiers gisements confirmés, en 2002 (gaz) et surtout 2006 (pétrole et gaz), l'Ouganda dispose de ressources hydrocarbures commercialement exploitables.** Les réserves confirmées, à date, sont estimées à 6,5 milliards de barils de pétrole, dont 1,4 milliard exploitables, et plus de 500 milliards de pieds cube (Bcf) de gaz. Ces découvertes sont le résultat des actions de prospection menées sur 40% du bassin du Lac Albert, laissant espérer la découverte de nouveaux gisements avec la poursuite de l'exploration dans les zones à potentiel. En 2017, trois nouvelles licences d'exploration, couvrant 6 blocs, ont été attribuées à deux sociétés (*Oranto Petroleum Limited* et *Armour Energy Uganda Limited*), à l'issue d'un appel d'offre compétitif, et le processus d'attribution de nouvelles licences couvrant 5 nouveaux blocs est en cours (auquel participent 4 sociétés : *TotalEnergies*, *Uganda National Oil Company*, *DGR Global Limited* et le consortium constitué de *PetroAfrik Energy Ressources East Africa Limited* et *Niger Delta Petroleum Ressources Limited*).

**Concernant les réserves confirmées, l'exploitation des champs pétroliers de Tilenga et Kingfisher**, a été confiée à *TotalEnergies* (8 licences de production), *China National Offshore Oil Corporation – CNOOC* (1 licence) et *Uganda National Oil Corporation (UNOC)*, représentant les intérêts de l'Etat ougandais dans le secteur. Le projet de Tilenga (4 Mds USD), conduit par *TotalEnergies*, vise à installer une unité centrale de traitement (*Central processing facility – CPF*) à Buliisa, d'une capacité de 190 000 b/j, construire 426 forages, 31 puits (*well pad*), 360 km de conduites pour transporter le pétrole vers et en sortie de la CPF. Quant au projet de Kingfisher (1,5 Md USD), il comportera une CPF à Kikuube, d'une capacité de 40 000 b/j, 31 forages, 4 puits et 74 km de canalisation.

La production sur l'ensemble des champs doit débuter en 2025 en est attendue sur **un plateau de 230 000 barils/jours**, ce qui, au cours du brut actuel de 75 USD/barils correspond à un revenu annuel de plus de 6 Mds USD, réparti entre le repaiement des coûts d'investissements, les frais d'exploitation, les revenus fiscaux pour l'Etat Ougandais et les profits des entreprises. Les longues discussions depuis plus de 10 ans avant le lancement du projet ont largement **porté sur les enjeux de taxation**.

**La construction d'un oléoduc (*East African Crude Oil Project - projet EACOP*) reliant Hoima au port de Tanga en Tanzanie vise à acheminer le pétrole brut destiné à l'exportation.** Cet ouvrage enterré et chauffé<sup>11</sup>, de 1 443 km de long et 60 cm de diamètre, comportera 6 stations de pompage (2 en Ouganda et 4 en Tanzanie), 20 stations de chauffage (5 en Ouganda), 73 km de vannes principales (23 km en Ouganda), 2 stations de baisse de tension en Tanzanie et des équipements de chargement du pétrole brut sur les camions citernes. Le principal actionnaire est *TotalEnergies*, suivi de *CNOOC*, *UNOC* et *TPDC*, représentant les Etats

<sup>11</sup> L'ouvrage sera le plus long oléoduc chauffé au monde, en raison de la viscosité du brut ougandais.

ougandais et tanzanien. L'investissement est estimé à 3,5 Mds USD, financé par un droit de passage estimé à 12 USD/baril.

**Après plusieurs années de préparation et négociation, les compagnies pétrolières et les gouvernements ougandais et tanzanien ont signé le 1<sup>er</sup> février 2022, la Décision finale d'investissement,** entérinant l'engagement des parties. Cette signature, maintes fois retardées, est une étape décisive qui consacre le lancement effectif des projets de Tilenga, Kingfisher et EACOP et ouvre la voie à la phase plus active de développement des infrastructures pétrolières. La production du brut devrait intervenir après une période de 3 à 4 ans et s'étendre sur une durée d'exploitation estimée à 25 ans.

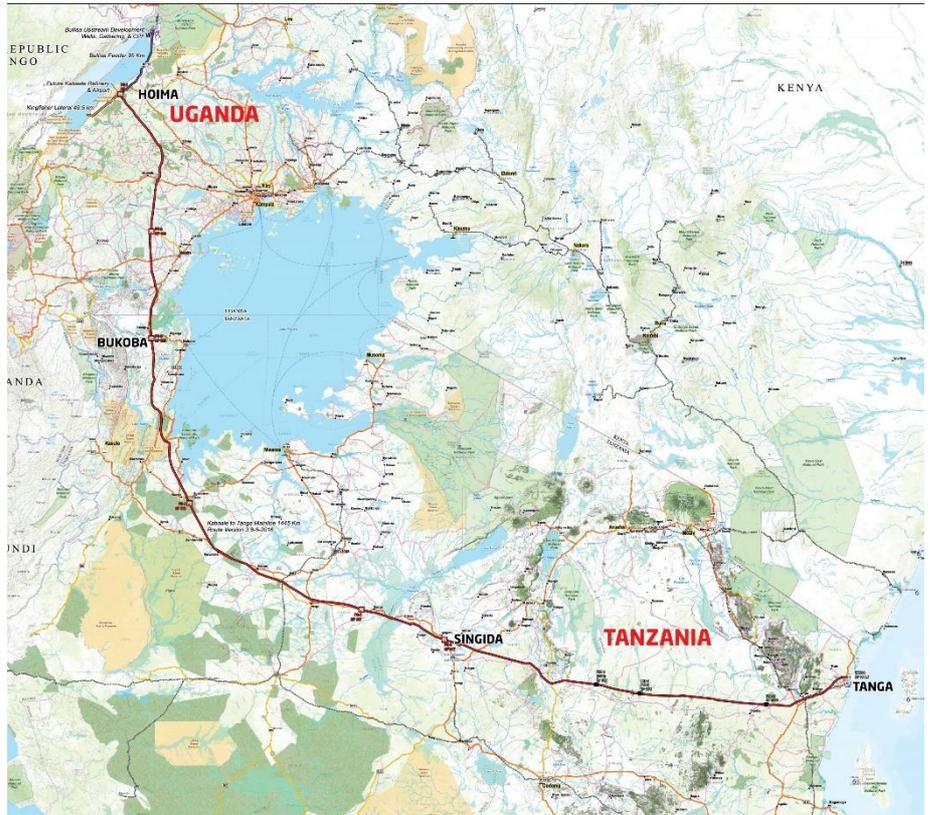
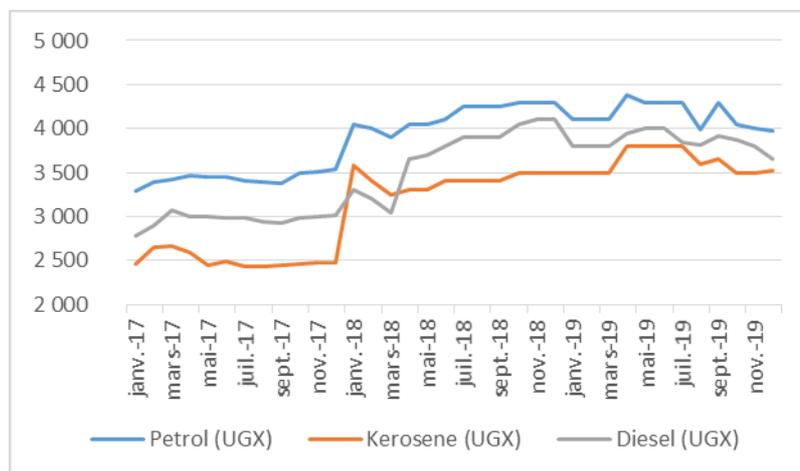


Figure 7 : Tracé du projet d'oléoduc EACOP entre Hoima et Tanga  
(Source : EACOP)

**Compte tenu de leur impact sur la biodiversité (une emprise sur le parc national de Murchison**

**Falls) et des déplacements de population** qu'ils engendrent, ces projets font l'objet de controverses de la part d'organisations de la société civile, ayant conduit plusieurs banques occidentales (y compris les principales banques françaises) à renoncer à y prendre part. Au niveau ougandais, ces projets ont déjà reçu l'approbation de la *National Environment Management Authority* (NEMA) pour leurs études d'impact environnemental et social, et l'approbation de la *Petroleum Authority of Uganda* pour leurs études d'avant-projet détaillé (FEED). La réalisation des projets Tilenga et EACOP nécessite la mise en œuvre d'un programme d'acquisitions foncières couvrant environ 6 400 hectares et la relocalisation de 18 800 parties prenantes, propriétaires ou utilisateurs.

**Le gouvernement ougandais souhaite assurer l'indépendance énergétique et accélérer le développement socio-économique du pays**



**Pour satisfaire sa demande intérieure de produits pétroliers, l'Ouganda dépend des importations** (19,6% de ses importations en 2019). Le pays est tributaire de l'évolution des cours internationaux et son enclavement est un facteur de vulnérabilité (en janvier 2022, par exemple, le pays a été confronté à une importante pénurie de carburant en raison de blocages des transporteurs routiers aux postes frontières de Busia et Malaba (liés aux protocoles sanitaires).

Figure 8 : Evolution des prix des carburants de 2017 à 2019. (Source UBOS)

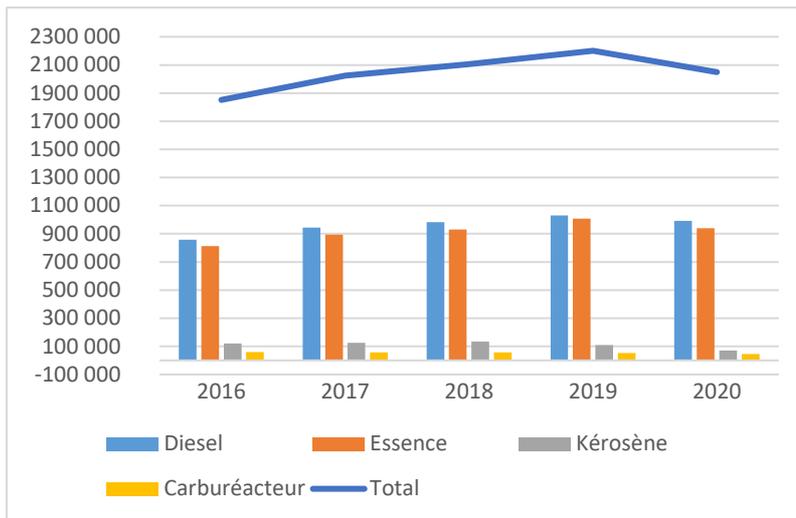


Figure 9 : Importations ougandaises annuelles de produits pétroliers de 2016-2020 (en mètres cubes). (Source UBOS)

**La construction d'une raffinerie à Kabaale, près de Hoima, vise à satisfaire les besoins nationaux et régionaux en produits pétroliers.** Outre la construction d'une unité de traitement, d'une capacité de 60 000 b/j<sup>12</sup>, ce projet comprend aussi la construction de 211 km de canalisation multi-produits entre Hoima à Mpigi, pour desservir plusieurs pays voisins, dont notamment le Burundi, le Rwanda, l'est de la République démocratique du Congo, le nord de la Tanzanie ou encore l'ouest du Kenya. Le projet a connu plusieurs revers, d'abord liés aux interrogations sur sa viabilité économique puis l'arrivée et le départ successifs de plusieurs investisseurs

potentiels. En avril 2018, un accord-cadre a été signé entre le gouvernement et le consortium AGRC (*Albertine Graben Refinery Consortium* - composé de *General Electric Oil and Gas*, *YAATRA Ventures LLC*, *Intracontinental Asset Holdings Ltd* et *Saipem*) pour la construction de cet ouvrage dans le cadre d'un Partenariat public privé (40% pour l'Etat et 60% pour les partenaires privés), dont le coût est estimé à 4,3 MUSD. L'Ouganda, qui détient 40 % des parts de la raffinerie, a invité les États de la CAE à en être copropriétaires. Le Kenya et la Tanzanie pourraient y participer à hauteur de 2,5 % et 8% respectivement. L'entreprise TotalEnergies aurait prévu une participation de 11,5%. Au niveau opérationnel, plusieurs études préalables à la décision finale sont en cours. L'avant-projet détaillé a été achevé et soumis à l'approbation des autorités. L'étude d'impact environnemental et social, en cours de réalisation depuis février 2020, devrait ensuite recueillir l'avis de la NEMA.

**Le gouvernement entend également tirer parti des projets pétroliers pour accélérer le développement socio-économique du pays**, par le développement des infrastructures (infrastructures de transport, développement du parc industriel de Kabaale, aéroport international de Kabaale, développement d'industries pétrochimiques, entrepôts de stockage, centre de transmission, ...), la participation des entreprises locales et la création d'emplois dans le secteur (l'objectif est de passer de 3 400 à 50 000 entre 2019 et 2025). Les investissements totaux prévus sont estimés entre 10 et 15 Mds USD (soit près de 30% du PIB actuel, et dont 3 Mds USD en 2022) devraient avoir un impact significatif sur l'activité. La politique de contenu national, approuvée en 2018, prévoit d'accompagner le renforcement des capacités des entreprises, le développement des compétences pour le secteur pétrolier et gazier, ainsi que le développement d'un Fonds national pour promouvoir la participation nationale dans l'industrie. Concernant la gestion des revenus pétroliers, on peut citer l'adhésion volontaire en 2019 de l'Ouganda à l'Initiative sur la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE).

<sup>12</sup> La capacité de production en produits finis serait d'environ 3 MT par an soit un peu moins de deux fois la conso annuelle du pays, même si la structure de production ne correspondra pas exactement à celle de la consommation locale.

## Communauté d'Afrique de l'Est – Rwanda

### Par l'Ambassade de France au Rwanda



### Dépendant des importations pétrolières, le Rwanda poursuit l'exploration et subit les fluctuations des marchés mondiaux

*Petit pays enclavé, le Rwanda ne dispose d'aucune ressource pétrolière mais à commencer à exploiter des ressources non conventionnelles de méthane au sein du lac Kivu. La politique du Rwanda sur le pétrole repose sur trois éléments principaux - une composant en amont, l'exploration de possibles ressources pétrolières, le composant midstream qui traite de l'infrastructure telle que les oléoducs ou les dépôts et une composante en aval qui concerne l'importation de produits raffinés. La dépendance du Rwanda aux importations pousse le pays à trouver des alternatives et à développer des partenariats avec ses pays voisins.*

### Le Rwanda ne dispose d'aucune réserve connue en pétrole malgré un potentiel gazier dans le bassin du lac Kivu

**Le Rwanda ne dispose aujourd'hui d'aucun gisement exploitable en hydrocarbures conventionnelles.** Néanmoins, porté par les découvertes de gisements en Ouganda (lac Albert) ou au Kenya dans des zones ayant la même structure géologique, le pays a démarré l'exploration au début des années 2010. Malgré des lueurs d'espoirs suite à la découverte de bassins pouvant potentiellement abriter du pétrole, l'exploration reste pour le moment au point mort. L'entreprise canadienne *VanOil* qui a exploré le lac Kivu durant six années (de 2010 à 2016) a fini par quitter le pays sans trouver trace de pétrole mais ses travaux ont confirmé l'existence d'un potentiel pour cette zone.

**Cette recherche a poussé le pays à adapter son cadre juridique en 2016 pour le rendre plus attractif à l'exploration dans le lac Kivu.** Concrètement, ce code permet d'accorder des permis d'exploration de 3 ans et des licences de production de 25 ans. En 2017, alors que six sociétés avaient soumissionné et qu'un premier contrat avait été signé avec la société chinoise *BGP Oil*, avant que celui-ci ne soit cassé, c'est finalement la société rwandaise *Ngali Mining* qui a remporté les droits d'exploration du lac Kivu. Cependant, après une première phase d'étude, le Rwanda a décidé de mettre en pause l'exploration du lac Kivu pour limiter le risque financier public dans cette recherche. Ce n'est qu'en juin 2021 que le pays a annoncé vouloir redémarrer rapidement l'exploration du bassin du lac après avoir alloué un budget d'un million de dollars à la *Rwanda Mines, Petroleum & Gas Board* (RMB) pour ce projet.

### Le lac Kivu, source d'un énorme potentiel énergétique grâce au méthane dissous

**Malgré ces efforts infructueux en matière d'exploration pétrolière le Rwanda peut s'appuyer sur une autre ressource du lac Kivu : le méthane (CH<sub>4</sub>).** En effet, ce lac profond de 2 400 km<sup>2</sup> à la frontière entre la RDC et le Rwanda, contient de fortes concentrations de ce gaz dissous ainsi que de CO<sub>2</sub> d'origine naturelle. Les concentrations en gaz les plus élevées se situent à des profondeurs allant de 270 à 500 m. En revanche, la couche supérieure du lac est oxygénée de la surface à une profondeur de 60 m, ce qui permet de soutenir l'écosystème du lac. En termes de volume, le lac Kivu contient environ 300 Mds M<sup>3</sup> de CO<sub>2</sub> et 60 Mds m<sup>3</sup> de méthane. Les gaz dans le lac se régénèrent par ailleurs de 120 à 250 M de m<sup>3</sup> par an. Ces réserves de gaz pouvant potentiellement être extrêmement dangereuses du fait d'un risque d'éruptions limniques<sup>13</sup>, le Rwanda a décidé de transformer ce qui représentait une menace en une véritable opportunité. Il a développé des projets afin de produire de l'électricité à travers l'extraction du méthane et travaille aujourd'hui à la production de gaz de cuisson à partir de cette ressource. Il est estimé que le méthane du lac Kivu est suffisant pour générer 700 MW (dont 350 MW pour le Rwanda) d'électricité sur une période de 55 ans. Ce potentiel attire les investisseurs puisque deux sociétés américaines exploitent déjà le gaz méthane du lac Kivu pour la production électrique,

<sup>13</sup> Le Cameroun a connu dans les années 1980 deux éruptions de ce type causant près de 2000 décès dans les lacs Nyos et Monoun, pourtant plus de 1000 fois moins concentrés en gaz que le lac Kivu.

*ContourGlobal* (KivuWatt au large de Karongi produit 26 MW avec un objectif d'atteindre 100 MW dans les prochaines années) et *Symbion Power* (production actuelle de 3,6 MW et deux projets en cours pour produire un total de 81 MW à moyen terme). Pour rappel, la capacité installée de production du Rwanda est de 238 MW par an en 2021.

### Un approvisionnement pétrolier dépendant de l'étranger

**La consommation finale d'énergie au Rwanda se répartit entre la biomasse (79 % ; consommée principalement par le secteur résidentiel pour la cuisson), le pétrole (18 % ; pour les transports routiers principalement), et l'électricité (3 %).** La consommation de pétrole au Rwanda s'élève à 23 millions de litres par mois. En montant, cela constitue environ 20 % du total des importations en augmentation annuelle moyenne de 12 % sur les cinq dernières années. Actuellement, l'infrastructure de stockage du pétrole au Rwanda consiste essentiellement en des dépôts de carburant appartenant au gouvernement et au secteur privé, équivalant à 72 M litres.

**Le pays compte une vingtaine de sociétés actives dans le domaine de l'importation, du transport, du stockage, de la distribution et de la vente en gros de produits pétroliers.** Sur le marché des stations-service, le marché est dominé par les trois réseaux que sont le Français *Rubis* (depuis le rachat du Kényan *KenolKobil* en 2019), le Sud-Africain *Engen* (qui opère sous licence pour le Néerlandais *Vivo Energy*) et la compagnie locale *SP* avec respectivement des réseaux de près de 60, 40 et 30 stations dans le pays. D'autres réseaux existent tels que *Merez* (une quinzaine de stations), le Kényan *Hashi Energy* (une dizaine de stations) ou la société tanzanienne *Meru* (moins d'une dizaine). Enfin, l'importateur suisse de produits pétrolier *Oryx*, leader au Rwanda, s'est lancé en 2021 dans l'ouverture de sa première station dans le pays.

**La crise du covid-19 a créé différents troubles dans l'acheminement et le stockage de l'essence au Rwanda, notamment à la faveur des confinements successifs qui ont réduit la demande. Plus problématique pour le pays, l'augmentation du prix du baril de pétrole sur les marchés mondiaux a affecté le pouvoir d'achat des Rwandais utilisant les transports en commun et la voiture.** Ainsi, le gouvernement par la *Rwanda Utilities Regulatory Agency (RURA)* en charge de la fixation des prix est intervenu pour subventionner le prix à la pompe en mai 2021, mesure prolongée successivement jusqu'en février 2022. Malgré ces subventions qui ont coûté, à ce stade, au moins 30 MUSD au budget de l'Etat, les prix ont augmenté passant de 1,088 USD le litre d'essence et 1,054 USD le litre de diesel en mai 2021 à 1,225 (+12,5%) et 1,140 (+8,5%) USD respectivement. Avec la hausse du prix du baril, ces augmentations devraient se prolonger, alourdissant la facture pour les ménages et les entreprises ainsi que pour le gouvernement.

### Une coopération nécessaire avec ses voisins d'Afrique de l'Est

**Pays enclavé, le Rwanda est éloigné et dépendant des deux principaux points d'entrée des hydrocarbures de la région, le port de Dar es Salam en Tanzanie et celui de Mombasa au Kenya.** Le pays n'est desservi par aucun oléoduc et ne doit ses importations qu'aux afflux massifs de camions citernes en provenance de ces deux ports. Cette dépendance oblige le Rwanda à accélérer la coopération régionale et le développement des infrastructures stratégiques afin de réduire les coûts d'approvisionnement, de transport et de stockage des produits pétroliers. Les gouvernements du Rwanda, du Kenya et de l'Ouganda ont convenu de poursuivre la mobilisation d'investissements pour l'extension de l'oléoduc terminant aujourd'hui à Eldoret au Kenya vers Kampala et Kigali. Une étude de faisabilité a été commandée en 2014 pour cet oléoduc de 1800 km (dont 1000 sont déjà en service entre Nairobi et Eldoret) pour un coût estimé de 5 Mds USD. Cependant, les difficultés de financement et les relations compliquées entre le Rwanda et l'Ouganda n'ont pour l'instant pas permis à ce projet d'aboutir. La concrétisation du projet d'exploitation et de raffinerie en Ouganda oblige à réviser le projet (notamment via une circulation des produits dans les deux sens).

## Communauté d'Afrique de l'Est – Soudan du Sud Par le SE de Kampala



Le Soudan du Sud, fortement dépendant de ses importantes réserves de pétrole, souffre d'une mauvaise gouvernance du secteur et d'une production en déclin.

*Au moment de son indépendance, le Soudan du Sud a hérité de la majorité des réserves pétrolières confirmées, estimées à 3,5 milliards de barils. Pour exporter sa production, il est cependant dépendant du Soudan, qui possède les oléoducs d'exportation et les accès maritimes. La production a été affectée par les guerres civiles qui ont endommagé les infrastructures et par les tensions avec le Soudan, qui ont par la suite été réglées avec l'accord financier de transition, signé en 2012 et prorogé en 2016 et 2019. Le pays reste toutefois confronté à plusieurs défis, qu'il devra relever, en particulier un assainissement de la gestion des recettes du pétrole, pour véritablement tirer profit de ses ressources.*

**Le Soudan du Sud a hérité de la majorité des réserves pétrolières connues du Soudan d'avant la partition, mais il reste tributaire de son voisin du Nord pour exporter**

**Lors de la partition du Soudan, le Soudan du Sud a hérité de la majorité des réserves pétrolières confirmées, estimées à 3,5 milliards de barils** (contre 1,5 milliards de barils pour le Soudan), les plus importantes de la région. Ces réserves sont, pour la plupart, situées dans les bassins de Muglad et de Melut, à la frontière entre les deux pays. L'exploration pétrolière et gazière est limitée en dehors de ces bassins en raison du manque de données sur l'existence de gisements potentiels et des différents troubles qui affectent le pays.

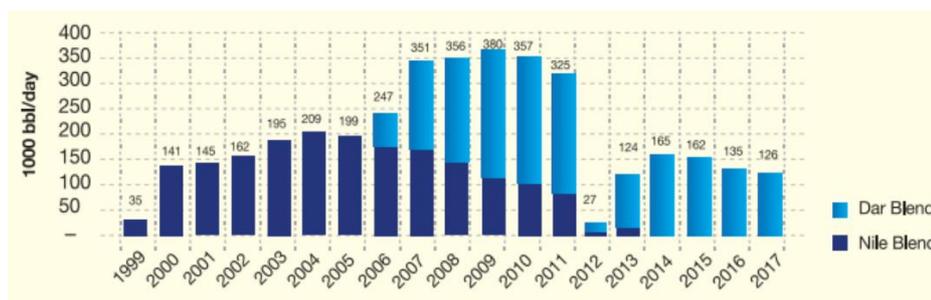


Figure 10 : Evolution de la production pétrolière  
(Source : National Development Strategy)

**La production est irrégulière, affectée par une série de difficultés.** Le pays a connu de fréquentes interruptions de sa production en raison de différends sur le partage des revenus pétroliers avec le Soudan, dont il dépend pour exporter son brut ; les infrastructures endommagées et

les champs fermés en raison des conflits ont fait chuter la production et sapé la confiance des investisseurs, malgré les efforts déployés pour attirer les investissements étrangers. En 2017, la production s'est élevée en moyenne à 150 000 barils par jour contre 350 000 au lendemain de l'indépendance.

**Ne disposant pas d'infrastructures pour exporter sa production, le Soudan du Sud est dépendant de son voisin du Nord**, qui possède les oléoducs d'exportation, des raffineries et les accès maritimes. En 2012, en raison de désaccords entre les deux pays concernant les conditions d'utilisation des infrastructures soudanaises, le Soudan a décidé de saisir la production du Soudan du Sud, conduisant ce dernier à interrompre sa production pendant plus d'un an (ce scénario s'est répété en 2013 avec la menace d'interdire l'accès de ses oléoducs à son voisin du Sud). **En 2012, les deux pays ont signé un accord (accord financier de transition – AFT)**, prévoyant le paiement à Khartoum d'une compensation de 3 Mds USD pour la perte de revenus provenant des puits de pétrole situés au Soudan du Sud et jusqu'à 1,5 Md USD pour la reconstruction des infrastructures pétrolières détruites pendant la guerre civile. Initialement conçu pour trois ans et demi, cet accord a été prolongé une première fois en 2016, puis en décembre 2019 pour une période de trois ans courant jusqu'en mars 2022. Au titre de cet accord, le Soudan du Sud doit payer 26 USD par baril transporté par le *Greater Nile Pipeline* (GNP) et exploité par *Petrolines for Crude Oil Ltd* et 24,1 USD par baril passant par le *Petrodar Pipeline* et exploité par la *Bashayer Pipeline Company*. Ces frais comprennent les coûts réels de transport du pétrole brut et une redevance de 15 USD correspondant aux 3 Mds USD de compensation. L'accord stipule également que le Sud-Soudan doit fournir jusqu'à 28 000 barils de pétrole brut par jour à la raffinerie de Khartoum. **Afin de réduire sa dépendance à l'égard du Soudan, le Sud-Soudan souhaite disposer d'alternatives, en rejoignant le**

**projet LAPSSET** (Lamu Port, South Sudan, Ethiopia Transport Corridor), lancé par le Kenya en 2016 et visant à créer un corridor de transport de marchandises entre les trois pays. Ce mégaprojet prévoit notamment la construction de deux oléoducs, dont l'un reliant Lamu à Isiolo et Isiolo à Juba pour le transport de brut. Ce projet (dont le coût est estimé à 4 Mds USD) est sur le principe soutenu par les institutions régionales africaines (Union africaine, NEPAD, etc) et par le Kenya mais ne bénéficie pas encore de financement.

**Le secteur est dominé par les compagnies pétrolières nationales asiatiques** (la société malaisienne *Petronas*, la société indienne *ONGC Videsh* et la *China National Petroleum Corporation-CNPC*), qui dirigent les trois principaux consortiums d'exploitation du pays (*Dar Petroleum Operating Company*<sup>14</sup>, *Greater Nile Petroleum Operating Company*<sup>15</sup> et *Sudd Petroleum Operating Company*<sup>16</sup>). D'autres sociétés telles que *Sinopec*, *TriOcean* et *KUFPEC* détiennent des parts mineures de même que la société pétrolière nationale, *Nilepet*, qui est présente dans chaque consortium opérant au Soudan du Sud. Les trois consortiums historiques ont récemment été rejoints par les sociétés SFF (Afrique du Sud) et *Oranto* (Nigéria), qui ont signé, en 2017 et 2019, des accords d'exploration pour deux des blocs pétroliers du pays. **Concernant les exportations, elles sont pour près de 99% dirigées vers la Chine.** La Chine est donc un acteur clé au Soudan du Sud, en tant que principal acheteur et principal investisseur dans le secteur pétrolier

### De nombreux défis à relever pour tirer profit de la richesse de son sous-sol

**Un nécessaire renforcement de la gestion des finances publiques** : En raison de sa dépendance à l'égard du pétrole, dont il tire la quasi-totalité de ses recettes d'exportation et près de 90 % des recettes budgétaires, le Sud-Soudan est particulièrement sensible aux chocs extérieurs. Le pays est régulièrement confronté à des crises économiques et financières, en raison de la baisse et de la gestion défailante des recettes. Pendant la guerre, le pays a accordé des avances sur pétrole, onéreuses et non transparentes, pour obtenir des prêts anticipés, hypothéquant ainsi une partie des futures exportations de pétrole. La faiblesse de la gouvernance et des capacités empêchent un contrôle efficace des recettes et dépenses, ce qui a permis des détournements de fonds de grande ampleur, alimentant les rivalités et conflits internes. Face à cette situation, un programme de réformes a été décidé dans l'accord de paix revitalisé (parmi lesquelles la centralisation des recettes sur un compte unique du Trésor), avec une mise en œuvre qui reste cependant perfectible.

**Des impacts environnementaux et sociaux qui devront être considérés** : Les décennies d'activité de production avant et après l'indépendance ont causé des dommages considérables à l'environnement et sont soupçonnées d'être à l'origine de l'émergence de problèmes de santé dans les communautés environnantes. Les dommages signalés comprennent la perte de pâturages, la déforestation et la contamination des sols et de l'eau. En janvier 2021, le gouvernement a annoncé le lancement d'un audit environnemental de tous les champs pétroliers en production qui permettra également d'identifier les mesures de protection nécessaires à adopter. Les résultats de cet audit ne sont pas encore connus.

**Depuis son indépendance, le Sud-Soudan a été périodiquement confronté à des épisodes de crise énergétique**, caractérisées par de graves de pénurie de carburant entraînant d'importantes hausses des prix à la pompe. Parfois liées à des facteurs conjoncturels (ex. la fermeture des frontières avec le Soudan), ces crises sont souvent le reflet de problèmes structurels. Ne disposant pas de capacités de raffinage suffisantes, le pays est dépendant des importations pour sa consommation intérieure et son approvisionnement est soumis à de nombreux aléas : une vulnérabilité à l'égard de ses voisins, du fait de son enclavement ; des capacités de stockage insuffisantes au regard des besoins (au demeurant croissants) des ménages et entreprises ; l'insuffisance des réserves en devises. Ces facteurs sont exacerbés par un cadre institutionnel et réglementaire inadaptés, le manque de transparence dans la mise en œuvre des politiques et les problèmes de gouvernance.

**Afin de garantir son indépendance énergétique, le pays prévoit de développer ses capacités de raffinage** en construisant quatre raffineries dans les régions de Bentiu (10 000 b/j), Paloch (40 000 b/j avec des options d'extension à 200 000 b/j), Thiangular (10 000 b/j) et Pagak (60 000 b/j). L'objectif affiché est de réduire les

<sup>14</sup> DPOC, exploitant les blocs 3 et 7 ayant une capacité de 175 000 b/j

<sup>15</sup> GPOC, exploitant les blocs 1A et 1B, ayant une capacité de 38.000 b/j

<sup>16</sup> SPOC, exploitant le bloc 5A à Tharjath, avec une capacité de 80 000 b/j

importations, répondre à la demande intérieure de carburant, accroître l'exportation de produits raffinés (pour augmenter la valeur ajoutée de ses ressources) et stimuler l'activité en amont et en aval. La raffinerie de Bentiu, située dans l'État d'Unity, a été mise en service en 2021 pour produire du diesel (principale de source de production de l'électricité dans le pays) et une petite quantité d'essence. D'un coût de 100 MUSD, elle a été construite par une société russe du Groupe Safinat, en coentreprise avec la compagnie nationale Nilepet. Concernant la raffinerie de Paloch, détenue par la société Trinity Energy Ltd et dont le coût est estimé à 500 MUSD, les discussions sont en cours avec des prêteurs potentiels. Le promoteur prévoit sa mise en service d'ici deux à trois ans. Les raffineries de Pagak et de Thiangrial sont en cours de construction mais les dates de mise en service ne sont pas connues.

## Communauté d'Afrique de l'Est – Tanzanie

Par le SE de Dar es Salam



### Des gisements de gaz importants qui placent la Tanzanie sur la voie de l'indépendance énergétique

*Malgré une exploration pétrolière initiée dans les années 1950, aucun gisement de pétrole n'a été découvert. Le pays – avec une consommation 35 000<sup>17</sup> barils par jour de produits pétroliers raffinés – dépend exclusivement de ses importations, mais maintient des prix à la pompe inférieurs à la moyenne mondiale, et les plus bas de la région. Afin de diversifier son mix énergétique, la Tanzanie a reconnu le potentiel d'un marché intérieur du gaz naturel, pour la production d'électricité et les usages industriels. La Tanzanie est en effet un important producteur de gaz naturel et exporte ce produit depuis plus de 50 ans. Le pays dispose de 57,54 trillions de pieds cubes standard (TCF) de réserves, les plus importantes de la région.*

### La Tanzanie ne produit pas de pétrole brut et n'a pas mis à jour de gisement pétrolier exploitable

**L'exploration pétrolière a commencé dans les années 1950, avec 23 puits d'essai profonds forés, mais aucune ressource pétrolière n'a encore été découverte<sup>18</sup>.** Actuellement, 116 580 km<sup>2</sup> du pays sont sous licence, ce qui représente environ 55% de la superficie totale couverte par les bassins pétroliers potentiels ; 14 licences d'exploration et de développement couvrent actuellement 5 zones travers le pays. Les gisements de pétrole découverts dans la région du lac Albert en Ouganda ont conduit de nombreuses sociétés d'exploration pétrolière à envisager la possibilité de présence de pétrole dans le bassin du lac Rukwa en Tanzanie via le lac Tanganyika dans la branche ouest de la vallée du Rift. Parmi ces sociétés figurent la société norvégienne *Statoil* ainsi que la société brésilienne *Petrobras*, toutes deux impliquées dans des projets d'exploration pétrolière en Tanzanie. En octobre 2016, la Tanzanie et la République démocratique du Congo (RDC) ont signé un protocole d'accord pour l'exploration pétrolière conjointe dans le lac Tanganyika.

**La Tanzanie consomme généralement environ 35 000 barils par jour de produits pétroliers raffinés, qui sont tous importés.** En 2020, 5 778 M de litres ont été importés, soit une baisse de 6,1 % par rapport à 2019. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des importations en transit à la suite des confinements dans les pays voisins et le ralentissement des activités économiques pendant la pandémie de Covid-19. Les importations pour le marché local représentaient 62% des importations totales en 2020 contre 57% en 2019. Les principaux secteurs d'activité qui consomment les produits pétroliers sont l'industrie et l'agriculture qui absorbent 49% du total des produits pétroliers consommés, le transport en a consommé 42%, l'exploitation minière 3,3% et l'aviation 1%. La consommation dans la production d'électricité était presque négligeable en raison de l'utilisation d'autres sources d'énergie, en particulier l'énergie hydraulique et le gaz naturel, ainsi que l'arrêt de nombreux groupes électrogènes diesel après la connexion de zones rurales au réseau principal d'électricité.

**La Tanzanie, l'Ouganda, TotalEnergies et CNOOC se sont accordés pour la construction de l'oléoduc, East African Crude Oil Pipeline (EACOP).** Le 11 avril 2021, un accord a été conclu pour la construction d'un oléoduc de 1 440 km qui partira du Lac Albert en Ouganda vers le port tanzanien de Tanga. D'un coût de 3,5 Mds USD, cette infrastructure permettra le transport de 216 000 barils de pétrole brut par jour<sup>19</sup>. Ce projet devrait générer d'importantes recettes d'exportation à l'Ouganda mais également des frais de transit conséquents et des emplois pour la Tanzanie.

### Les prix à la pompe des produits pétroliers en Tanzanie restent les plus bas de la région

<sup>17</sup> International Trade Organisation <https://www.trade.gov/energy-resource-guide-tanzania-oil-and-gas>

<sup>18</sup> Tanzania Petroleum Development Corporation (2020)

<sup>19</sup> EACOP

**Malgré les inquiétudes apparentes du public concernant l'augmentation des prix des produits pétroliers, la plupart des enquêtes montrent que les prix à la pompe des produits pétroliers en Tanzanie restent les plus bas de la région de l'Afrique de l'Est et inférieurs à la moyenne mondiale.** Les prix moyens à la pompe de l'essence en Tanzanie en 2021 étaient de 0,94 EUR/L, soit 12% de moins que les prix moyens mondiaux (1,07 EUR/L)<sup>20</sup> et parmi les plus bas de la région de l'Afrique de l'Est<sup>21</sup>. Les prix locaux à la pompe ou les prix de détail du pétrole pour toutes les régions sont calculés sur la base du coût de déchargement aux ports de Dar es Salam, Tanga et Mtwara. Depuis 2009, les prix plafonds sont publiés sur une base mensuelle par l'autorité de régulation multisectorielle autonome *Energy and Water Utilities Regulatory Authority (EWURA)*. Si EWURA fixe le prix maximum de vente au détail des produits pétroliers, en imposant des différences régionales, les mises à jour mensuelles n'empêche pas les prix à la pompe de refléter l'évolution structurelle du prix du baril sur les marchés internationaux.

**Les prix ont été réduits, selon les régions, de 4 à 35 TZS par litre d'essence, et de 43 à 67 TZS par litre de diesel en janvier 2022.** Avec cette baisse, les consommateurs de Dar es Salam paient désormais 2 501 TZS/L (0,97 EUR) d'essence et 2 325 TZS/L (0,90 EUR) pour le diesel. Les prix sont légèrement plus élevés à Tanga (2 521 TZS/L ; 2 369 TZS) ainsi qu'à Mtwara (2 534 TZS/L ; 2 425 TZS/L). En octobre 2021, le gouvernement avait déjà réduit les frais et charges (environ 30 TZS) des institutions gouvernementales imposés sur les produits pétroliers et, en décembre, suspendu la perception des redevances pétrolières de 100 TZS/L.

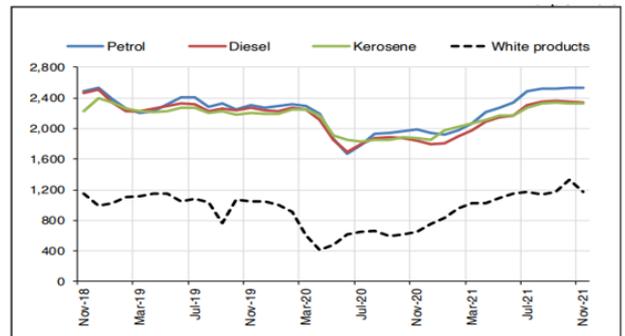


Figure 11 : Evolution du prix des carburants entre novembre 2018 et novembre 2021

(Source : NBS)

White products : impliquent les prix moyens des produits pétroliers sur le marché mondial.

**Les infrastructures de transport et de distribution des produits pétroliers sont toutefois vieillissantes.** Le stockage et le transport des produits raffinés importés vers les stations de distribution est assuré par EWURA. Il existe 22 terminaux de réception de pétrole en Tanzanie continentale, situés dans les ports de Dar es Salam, Tanga et Mtwara avec une capacité de stockage totale de 1 288 101 m<sup>3</sup>. Ces terminaux reçoivent les produits pétroliers des navires. D'autre part, il existe 29 terminaux situés à l'intérieur du pays avec une capacité totale de stockage de 75 625 m<sup>3</sup> dont la plupart souffrent toutefois du vieillissement des infrastructures.

**La route reste le mode dominant de transport des produits pétroliers en Tanzanie.** En l'absence de pipeline dédié au transport des produits pétroliers vers l'intérieur du pays, les camions citernes sont largement utilisés pour effectuer la distribution. Ils relient les terminaux de réception de Dar es Salam, Tanga et Mtwara aux consommateurs locaux dans toute la Tanzanie continentale et vers les pays voisins : Rwanda, Burundi, Malawi, Zambie, République démocratique du Congo et Ouganda. En revanche, le pipeline TAZAMA achemine du pétrole brut du port de Dar es Salam à Ndola en Zambie (qui dispose d'une raffinerie) avec une capacité de stockage totale de 231 000 m<sup>3</sup>.

La mise en construction de la ligne ferroviaire de 1700 km à écartement standard (SGR) qui reliera la Tanzanie au Burundi, au Rwanda, à la République démocratique du Congo et à l'Ouganda marque la volonté de gouvernement d'améliorer les infrastructures de transport et de distribution des produits pétroliers. La distribution et la vente au détail est assurée par un réseau de 1893 stations<sup>22</sup>. Au sein de ce marché très fragmenté de plus d'une soixantaine d'acteurs, l'opérateur français TotalEnergies occupe la deuxième place et couvre l'ensemble du pays avec un réseau d'une centaine de stations-services (15% de part de marché, en constante augmentation). Depuis la Tanzanie, TotalEnergies couvre les pays frontaliers enclavés. Elle opère ainsi le plus grand dépôt de produits pétroliers d'Afrique de l'Est dont 50% est destiné à l'export par la voie routière

<sup>20</sup> *Global Petrol Prices*

<sup>21</sup> Voir tableau récapitulatif p. 9

<sup>22</sup> EWURA

(environ 100 camions/jour vers les pays voisins enclavés, Zambie, RDC, Burundi, Rwanda). Son usine de lubrifiants, construite il y a deux ans, alimente les 7 pays voisins.

## Afin de diversifier son mix énergétique, la Tanzanie mise sur ses ressources en gaz naturel pour la production nationale d'électricité et les usages industriels

**Le mix électrique tanzanien dépend à 65,7% du gaz, 31,4% des ressources hydrauliques, 1,6% des importations, 1,1% de combustibles liquides et 0,2% de biomasse.** La Tanzanie étant sujette aux sécheresses, l'hydroélectricité, qui composait à 96% son mix électrique en 2003, a été progressivement remplacée par du gaz afin de réduire sa dépendance aux aléas climatiques. La Tanzanie a d'importantes réserves de gaz naturel dans sa région côtière à l'est du pays, en exploitation depuis le début des années 2000. La découverte en 2016 d'un nouveau gisement de 2 170 Mds de pieds cubes (Bcf) dans la même région géographique porte à 57 000 Mds Bcf l'ensemble des réserves prouvées de gaz naturel du pays. Localisées à proximité de la côte et à quelques centaines de kilomètres au sud de Dar Es Salam, les ressources en gaz pourront facilement être acheminées vers le reste du pays afin de : i) sécuriser l'accès à l'électricité et ii) mettre fin à l'utilisation de générateurs externes alimentés au fuel, coûteux et polluants. L'imprévisibilité des réglementations en matière de ressources naturelles freine toutefois les initiatives pour accélérer l'exploitation de ces ressources et de passer d'une utilisation domestique à une exportation (via GNL ou oléoduc). En juin 2021, le ministre tanzanien de l'Énergie a déclaré au Parlement que la construction du projet de gaz naturel liquéfié (GNL) de 30 Mds USD de Lindi devrait commencer en 2022/23 et s'achever en 2028. Le projet aura une capacité de production de 10 millions de tonnes de GNL par an. Dans le même temps, les gouvernements tanzanien et kenyan ont entamé des discussions pour relier, par gazoduc, Dar es Salam à Mombasa.

### **Depuis 2005, Maurel & Prom a été pionnier dans le développement du potentiel gazier de la Tanzanie.**

L'exploitation du champ de gaz naturel de Mnazi Bay opéré par *Maurel & Prom Tanzania*, au sud de Mtwara, a largement contribué à la transition d'une production d'électricité au charbon et au diesel vers une production d'électricité au gaz. Actuellement, *M & P Tanzania* est l'un des principaux acteurs industriels du pays, produisant 45% du gaz utilisé pour la production d'électricité.

**Le gouvernement souhaite moderniser l'accès à l'énergie pour la cuisson par l'utilisation du gaz de pétrole liquéfié (GPL).** La politique énergétique nationale fixe un objectif de 75% de la population ayant accès à des technologies de cuisson propres d'ici 2030. Il existe cinq installations de réception de GPL importé opérationnelles à Dar es Salam et à Tanga avec une capacité totale de stockage de 15 750 tonnes métriques (MT). Le GPL est progressivement perçu comme une option énergétique rentable, propre et saine par rapport au charbon de bois, notamment pour les consommateurs à revenu moyen et élevé des zones urbaines. Au cours de la dernière décennie, l'approvisionnement en GPL pour la cuisine domestique a augmenté régulièrement, passant de moins de 20 000 MT en 2010 à plus de 195 000 MT en 2020<sup>23</sup>. *Oryx Gas* est le leader du marché (46,6% des parts de marché), suivi de *Taifa Gas* (22,2%).

<sup>23</sup> EWURA. Annual report 2020

## Indicateurs régionaux : Communauté d'Afrique de l'Est

Indicateurs Pays	Burundi	Kenya	Ouganda	Rwanda	Sud Soudan	Tanzanie
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	11,9	53,8	45,7	13,0	11,2	59,7
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	3,1	2,3	3,6	2,6	0,9	3,0
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	166	56	116	38	185	141
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	165	124	142	49	179	94
<b>Macroéconomie</b>						
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	3,0	102,4	38,1	10,3	4,4	64,1
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	256	2 104	925	816	322	1 110
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	-1,0	-0,3	-0,8	-3,4	-6,6	4,8
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	7,3	5,2	2,8	7,7	24,0	3,3
<b>Finances Publiques</b>						
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-6,7	-8,1	-7,6	-6,2	-1,8	-1,8
<i>Dette publique (%PIB) FMI, 2020</i>	67,0	67,6	44,1	60,1	35,8	39,1
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI, 2020</i>	17,7	31,6	30,2	53,7	-	28,2
<b>Echanges</b>						
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-19,8	-12,0	-13,2	-15,1	-	-6,6
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	7,6	173,0	26,5	20,9	3,5	62,2
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	3,3	110,5	11,8	4,4	0,2	33,6
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	-10,4	-4,4	-9,6	-12,2	-5,8	-1,8
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	1,4	2,9	4,6	2,6	34,4	0,6
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	0,7	4,7	3,7	3,6	0,2	4,6
<b>Développement</b>						
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,43	0,60	0,54	0,54	0,43	0,53
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	61,0	66,2	62,8	68,4	57,4	64,8
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	71,8	36,8	41,7	55,5	42,7	49,1
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,04	0,31	0,14	0,08	0,14	0,23
<b>Notation Dette Souveraine</b>						
S&P	-	B	B	B+(-)	-	-
Moody's	-	B2(-)	B2	B2(-)	-	B2
Fitch	-	B+(-)	B+(-)	B+(-)	-	-
<b>Politique Monétaire</b>						
<i>Taux directeur **</i>	-	7,0	7,0	4,5	-	5,0

## ❖ Corne de l'Afrique – Djibouti

### Par le SE d'Addis-Abeba



## Djibouti souhaite s'affirmer comme plateforme régionale d'importation et de redistribution de produits pétroliers

*Djibouti ne possède, à ce jour, aucune réserve prouvée de pétrole ou gaz naturel, malgré des recherches débutées en 2011. Djibouti est néanmoins un acteur central pour le transport d'hydrocarbures : tous les produits pétroliers distribués en Ethiopie sont importés via Djibouti. En 2020, les hydrocarbures représentaient 29,5 % du total du volume du trafic portuaire du pays. Afin de faire face à la demande croissante en hydrocarbures et produits transformés en Ethiopie, le gouvernement djiboutien souhaite améliorer et augmenter ses infrastructures pétrolières. Le pays a également conclu un accord avec son voisin éthiopien visant la construction d'un gazoduc permettant d'acheminer le gaz naturel découvert en Ethiopie vers les ports djiboutiens.*

### Dépourvu de ressources en hydrocarbures, Djibouti est un point de passage central pour le transport d'hydrocarbures

**Djibouti ne détient pas de réserves prouvées d'hydrocarbures.** L'exploration à Djibouti a commencé en septembre 2011 avec la signature d'un contrat de partage de production entre le gouvernement et l'entreprise canadienne *Oyster Oil and Gas limited*. La compagnie s'est vue attribuer quatre blocs, *onshore* et *offshore*, représentant une surface d'environ 1,4 M ha. Après plusieurs années d'études exploratoires et des difficultés financières de l'entreprise, la présence de réserves d'hydrocarbures n'a pour l'instant pas pu être prouvée.

**Le pays est totalement dépendant des importations de produits pétroliers.** La gestion du secteur est assurée par la Société internationale des hydrocarbures de Djibouti (SIDH), société publique créée en 2015 et dont la mission est d'assurer l'importation des hydrocarbures et dérivés dans les meilleures conditions de prix et de développer le secteur au niveau national. La SIDH sécurise l'approvisionnement en carburants et garantit la qualité des produits pétroliers importés via ses dépôts de stockage. Elle gère l'exploitation de la fourniture des produits pétroliers et dérivés de la raffinerie de Djibouti dans tous les secteurs d'activités. Elle est également habilitée à prendre des participations dans le capital des industries de transformation de pétrole brut en produits finis.

**Djibouti dispose d'une position stratégique à la croisée du continent africain et de la péninsule arabique et souhaite devenir une plateforme régionale d'importation et de redistribution de produits pétroliers et dérivés.** Le détroit de Bab El-Mandeb est le quatrième point de passage maritime mondial dans le transport d'hydrocarbures. La totalité des carburants distribués en Ethiopie sont importés de Djibouti et les besoins de l'Ethiopie en hydrocarbures et produits transformés sont en forte croissance (+15-20 % sur un an). Les importations de pétrole transitent par le port de Doraleh, construit en 2006 par le groupe émirati Horizon Terminal. Il comprend une capacité de stockage de 377 000 m<sup>3</sup> de pétrole. En 2019, les importations d'hydrocarbures de Djibouti s'élevaient à 402,6 M USD, soit environ 10 % du total des importations du pays. Le trafic portuaire d'hydrocarbures représentait 4,2 M de tonnes métriques en 2020, soit 29,5 % du total du trafic portuaire, après 4,4 M en 2019 (27,2 %).

TotalEnergies était actif à Djibouti et premier distributeur de produits pétroliers du pays jusqu'en 2015. En 2015, le groupe français Rubis Energie a remporté l'appel d'offres pour la reprise des actifs et du fonds de commerce de la marque TotalEnergies à Djibouti. Rubis Energie est présent sur l'ensemble des compartiments du secteur : réseau de stations-service, aviation, commercial, marine et lubrifiants. Rubis Energie possède un dépôt aviation et 10 stations-service à Djibouti.

**Les prix du carburant à la pompe à Djibouti sont parmi les plus élevés de la région** : 200 FDJ/L (1 EUR/L) pour le diesel et 305 FDJ/L (1,53 EUR/L) pour l'essence, plus élevé qu'en Ethiopie (0,52 EUR/L pour le diesel ; 0,57 EUR/L pour l'essence), au Kenya (0,89 EUR/L ; 1,04 EUR/L) ou au Soudan (0,63 EUR/L ; 0,72 EUR/L)

## Pour faire face à l'augmentation des besoins en hydrocarbures dans la région, Djibouti investit dans ses infrastructures pétrolières

**Le pays investit pour améliorer ses infrastructures pétrolières, dont la construction d'un parc industriel à Damerjog, qui comprend un port pétrolier.** Le projet du *Djibouti Damerjog Industrial Park* ou DDID s'inscrit dans le cadre d'un prêt de 120 M USD via l'Afrexim Bank et piloté par le marocain SOMAGEC, en lien avec le sous-traitant français Négri. Ce projet, inauguré en septembre 2020 a pour vocation de se doter : i) d'un espace de stockage, ii) d'une raffinerie, iii) d'une centrale électrique, et iv) de logements.

Les travaux de construction de la nouvelle jetée, confiés au groupe marocain Somagec, ont débuté en septembre 2020. Ce port comprendra deux quais : un quai destiné à accueillir les navires d'une capacité de 2 000 à 30 000 tonnes de pétrole lourd et un quai pour accueillir les navires de 5 000 à 100 000 tonnes de pétrole lourd. Le port pétrolier de Damerjog aura une capacité de traitement annuel de plus de 13 M tonnes et une capacité de stockage de plus de 750 000 m<sup>3</sup>. SOMAGEC a remporté le contrat de construction du premier terminal de stockage du Park Industriel de Damerjog, avec une capacité de 150 000 m<sup>3</sup> dans la première phase.

**Djibouti a conclu début 2019 un accord avec l'Éthiopie pour la construction d'un gazoduc de 767 km de long**, permettant de transporter le gaz naturel éthiopien vers les ports de Djibouti. Le gaz (découverte de ressources de 200 à 225 M de m<sup>3</sup> de gaz naturel) serait extrait de la région Somali, à l'est de l'Éthiopie, et transporté à Djibouti via ce gazoduc, où il serait liquéfié puis exporté par voie maritime. Ce gazoduc sera construit par le groupe chinois Poly-GCL – une coentreprise formée par l'établissement public China POLY Group Corporation et la holding Golden Concord Group, basée à Hong-Kong – à l'origine des découvertes de réserves de gaz naturel en Éthiopie. Le groupe chinois avait signé dès 2017 un mémorandum avec le gouvernement djiboutien dans lequel il s'engageait à investir 4 Mds USD pour construire ce gazoduc ainsi qu'une usine de liquéfaction de gaz et un terminal d'exportation à Damerjog. Depuis la conclusion de cet accord, le projet a peu progressé, en lien notamment avec l'instabilité politique et économique dans la région.

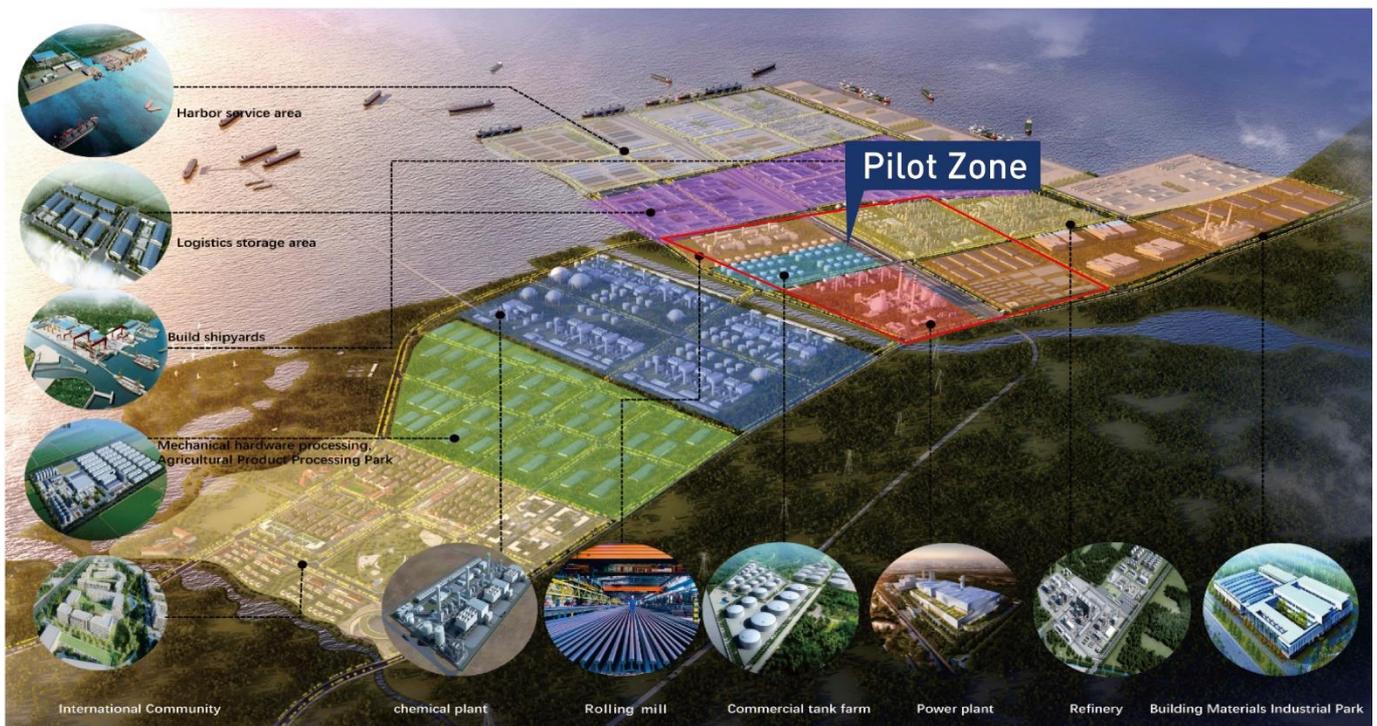


Figure 12 : Projet Djibouti Damerjog Industriel Development (DDID)  
(Source : AFREC, 2018)

## ❖ Corne de l'Afrique – Érythrée

### Par le SE d'Addis-Abeba



## Dotée de réserves d'hydrocarbures inexploitées, l'Érythrée souhaite développer son potentiel énergétique

L'Érythrée dispose de réserves de pétrole et de gaz qui restent à ce stade peu exploitées. Afin de réduire sa dépendance à l'égard des produits pétroliers importés, l'exploration et la production de pétrole est une priorité pour le gouvernement érythréen. Ainsi, le gouvernement, qui souhaite attirer davantage d'investisseurs, a mis en place un cadre légal et établi une étude qui recense les opportunités du secteur dans le pays.

### L'Érythrée dispose de réserves de pétrole et de gaz encore peu exploitées...

Dans son rapport d'étape national 2016, le gouvernement érythréen affirme qu'il existerait des gisements avec un potentiel de production de 200 000 barils de pétrole par jour. En effet, **la mer Rouge au large de Massawa contiendrait des gisements accessibles de pétrole et de gaz naturel**. Néanmoins, malgré des forages sur les îles Dahlak effectués de 1938 à 1940, aucun gisement n'a été mis au jour. Depuis, d'autres entreprises (*Gulf, AGIP, GAO, Shell*) ont poursuivi les forages, mais ceux-ci ont également été abandonnés en raison de l'instabilité politique du pays. En octobre 2008, le gouvernement a signé deux accords avec la *Defba Oil Share Company* (une JV sino-érythréenne) pour explorer une vaste zone près de la frontière avec le Soudan. Aujourd'hui, l'exploration de la mer Rouge érythréenne reste largement inexploitée. Par ailleurs, l'Érythrée disposait d'une raffinerie de pétrole anciennement exploitée par l'Éthiopie à Assab, mais celle-ci est désormais vétuste et serait inopérante.

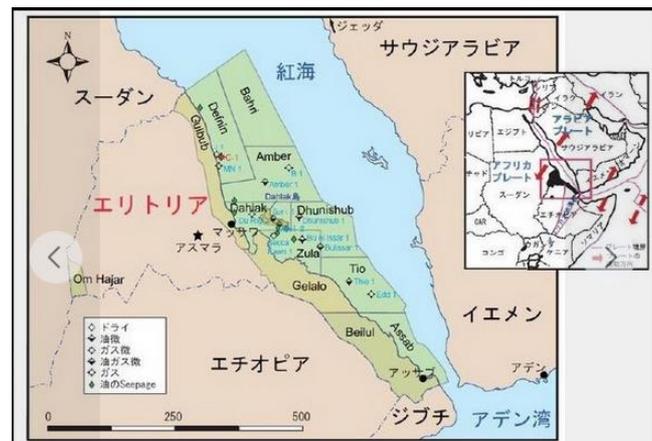


Figure 13 : Répartition des blocs d'exploration pétrolière  
(Source : Ministère de l'Énergie et des Mines)

### ... dont aimerait tirer profit le gouvernement érythréen

**L'exploration et la production de pétrole est une priorité pour le gouvernement érythréen qui a développé un cadre légal à cet effet.** Deux lois ont été promulguées en juillet 1993, la première pour régir les opérations pétrolières (Proclamation n° 40/1993) et la deuxième relative au paiement de l'impôt sur le revenu (Proclamation n° 41/1993). Ces deux proclamations ont été révisées pour donner des incitations supplémentaires aux investisseurs et sont remplacées, respectivement, par les proclamations n°108/2000 et n°109/2000. A titre d'exemple, l'impôt sur le revenu a été réduit de 50 % à 35 %.

**Afin d'attirer davantage d'investisseurs, le ministère de l'Énergie et des Mines a compilé toutes les informations techniques des zones prospectives de la mer Rouge érythréenne.** En collaboration avec *Robertson Red Sea International*, le bassin érythréen de la mer Rouge (environ 125 000 km<sup>2</sup>) a été étudié. Celui-ci comporterait des unités sédimentaires pré-rift (Mésozoïque), syn-rift (Miocène) et post-rift (Miocène tardif au début du Quaternaire). Le secteur présente aussi des opportunités d'investissements dans les segments avals telles que la réhabilitation de la raffinerie d'Assab, l'attribution de licences de distribution de pétrole et de gaz, la construction de dépôts, la construction/l'exploitation de stations de vente au détail dans les zones urbaines/semi-urbaines et par l'intermédiaire d'agents dans les zones rurales, et de stations de vente au détail de GPL dans les zones urbaines/semi-urbaines.

**L'entreprise française TotalEnergies est établie en Érythrée depuis 1994.** Leader du marché érythréen depuis la fusion avec *ExxonMobil* en 2006, la filiale de TotalEnergies commercialise des produits raffinés tels que les carburants (essence, diesel et kérosène), les lubrifiants, le HFO et le Jet A-1. Total dispose de 40 salariés dont 1 expatrié et opère 35 stations-service actives dont 14 à Asmara, deux terminaux (Terminal Massawa – Actif & Terminal Assab – Inactif) et un dépôt aéronautique en JV avec OIL LIBYA.

## ❖ Corne de l'Afrique – Ethiopie

### Par le SE d'Addis-Abeba



Importateur net, aux ressources en hydrocarbures limitées, l'Éthiopie subit les conséquences de l'évolution des cours internationaux

*Malgré la découverte d'un gisement de pétrole dès 1920, l'Éthiopie reste entièrement dépendante des importations pour sa consommation de produits pétroliers. Dans un contexte de pénurie de devises, la demande de produits pétroliers augmente de 10 % chaque année et coûterait près de 3 Mds USD / an au pays, soit l'équivalent du total des exportations de l'Éthiopie. La distribution des produits pétroliers souffre d'infrastructures insuffisantes et d'une structure des prix peu avantageuse pour les distributeurs. La suppression progressive des subventions gouvernementales sur la vente des produits pétroliers exerce une pression sur le coût de la vie en Éthiopie. Autant d'enjeux auxquels l'Éthiopie souhaite remédier par le développement de l'exploitation d'hydrocarbures.*

Des ressources en hydrocarbures limitées, qui oblige le pays à recourir aux importations

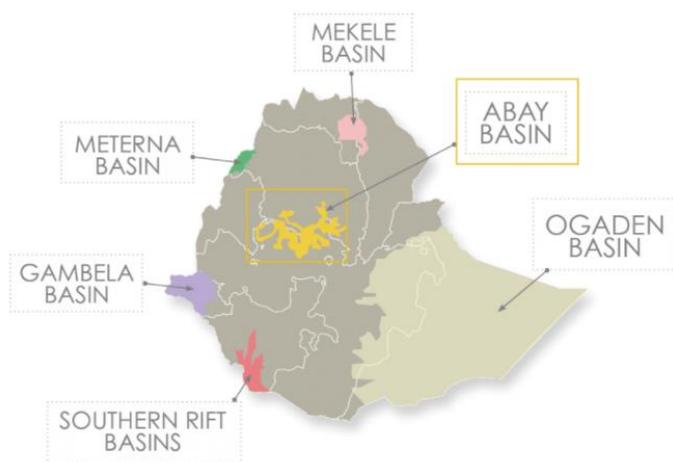


Figure 14 : Carte des bassins abritant des ressources en hydrocarbures

**Les débuts de l'exploration pétrolière en Éthiopie datent des années 1920 dans le Bassin de l'Ogaden, bien qu'aucune découverte majeure n'ait été réalisée avant 2018.** Ce n'est qu'en juin 2018 que l'Éthiopie a commencé à produire du pétrole brut dans les champs de Kalub et Hilala, dans l'est du pays (en Ogaden, région Somali). Ce premier essai de production a permis d'identifier trois puits de pétrole mais, selon le ministère des Mines, cette zone contiendrait **6 à 8 Mds m<sup>3</sup> de pétrole brut**. Le Bassin de l'Ogaden contiendrait également des ressources en gaz Naturel (0,9 TCF de réserves prouvées, jusqu'à 7 TCF de ressources). Des projets ambitieux

existent pour mettre en valeur ces ressources en gaz, avec au premier plan des partenaires chinois : gazoduc jusqu'à Djibouti (plus de 4 Mds USD de CAPEX), ou valorisation industrielle sur place (productions d'engrais par exemple). Ces projets font cependant face à de grandes difficultés dans leurs concrétisations, dans une région très instable et isolée des centres de consommation internes ou des ports d'exportation. Par ailleurs, 25 % du pays a déjà été cartographié en *Full Tensor Gravity*<sup>24</sup>, et six bassins contenant des hydrocarbures ont été identifiés (voir carte ci-dessus).

**L'approvisionnement en produits pétroliers raffinés est un monopole d'Etat depuis 1997.** Initialement établie en 1951 pour gérer la raffinerie d'Assab, aujourd'hui en Érythrée, l'entreprise d'Etat *Ethiopian Petroleum Supply Enterprise* (EPSE) est l'unique responsable des importations de pétrole raffiné dans le pays. Sur l'année fiscale 2020/21, l'EPSE a importé 3,7 M tm<sup>3</sup> de produits pétroliers d'une valeur de 1,8 Md USD. Alors que les importations de pétrole avaient atteint 2,2 Mds USD (3,8 M tm<sup>3</sup>) en 2017/18, dans un contexte de demande croissante, depuis la pandémie les importations de pétrole ont connu une légère baisse (probablement temporaire) en raison de la baisse des prix internationaux et de la baisse marginale de 0,6 % du volume des importations de pétrole.

**Afin de réaliser les achats de pétrole, le gouvernement éthiopien dispose de deux canaux : les accords bilatéraux et la publication d'appels d'offres (AO) internationaux.** Depuis 2010, le gouvernement répond à une partie de la demande (100 % de la demande en jet fuel et 50 % de la demande en diesel) via un accord avec le Koweït

<sup>24</sup> Technologie qui mesure le taux de changement de gravité dans toutes les directions du champ, lié à la géologie du sous-sol. Les contrastes de densité résultant des différentes strates peuvent alors être cartographiés.

; quant à la partie restante (100 % essence et 50 % du diesel), l'entreprise britannique *Trafigura* a remporté les AO deux années de suite (après *PetroChina*, *Exxon* et *IPG* précédemment). En raison de la pénurie structurelle de devises dans le pays, les AO précisent des délais de paiement flexibles (180-270 jours par exemple) et indiquent une fourchette de volume d'achat qui sera négociée mensuellement selon les besoins. Néanmoins, le pétrole figure dans la catégorie 1 des priorités d'allocation de devises de la Banque centrale.

**Depuis la construction d'un terminal de stockage à Djibouti, les importations de produits pétroliers passent par le port de Doraleh à Djibouti.** Construit en juin 2006 par un groupe Emirati, *Horizon Terminal* dispose d'une capacité de stockage de 377 000 m<sup>3</sup> de pétrole, dont 170 000 m<sup>3</sup> alloués à l'Éthiopie. Sur son territoire, l'Éthiopie compte 13 dépôts d'une capacité totale de 420 600 m<sup>3</sup>, réservés principalement à des cas de force majeure. Pour répondre à la demande croissante, l'EPSE a décidé de construire un nouveau dépôt national à Dukem, à 35 km au sud-est de la capitale, d'une capacité de 300 000 m<sup>3</sup>.

### Un secteur de la distribution fragmenté marqué par des pénuries et des prix en augmentation

**Quarante distributeurs se partagent la distribution de pétrole en Éthiopie, dont les cinq premiers représentent 85 % du marché** (*NOC*, *Oil Libya*, *TotalEnergies*, *Yetebaberut*, *TAF*). Ces derniers achètent le pétrole auprès de l'EPSE grâce à une structure de marge fixe établie par le gouvernement et assurent la distribution en région. Les distributeurs estiment que les infrastructures existantes seraient insuffisantes (stockage, transport, distribution) et le tarif de transport serait de 22 % inférieur au seuil de rentabilité (40 % - 50 % inférieur par rapport au tarif de l'Ouganda et du Kenya). En effet, malgré une population de plus de 100 M d'habitants, l'Éthiopie ne compte que 930 stations-service, tandis que le Kenya voisin (55 M d'habitants) compte plus de 2 000 stations-service. Par ailleurs, afin de remédier aux pénuries et aux prix élevés observés dans les régions rurales et éloignées du pays, une nouvelle directive permettra aux particuliers et aux entreprises à l'extérieur des villes de distribuer du carburant.

**Les prix de vente aux distributeurs et aux ménages ainsi que les marges sont fixés par le ministère de l'Industrie.** Les prix de vente sont de 50 % à 75 % inférieurs à ceux des pays limitrophes de la région (voir carte ci-contre), en lien avec la mise en place par décret d'un fond de stabilisation des prix du pétrole en 2004, qui visait à stabiliser les prix et réduire l'impact des fluctuations des prix sur le marché local. En pénurie structurelle de devises et profondément impacté par le conflit dans le Tigré, le gouvernement a décidé en janvier 2022 d'alléger le poids des subventions pétrolières sur le budget du gouvernement en introduisant une suppression progressive des subventions. Déjà en décembre 2021, conformément à l'évolution des prix internationaux du pétrole, les prix de détail intérieurs ont été ajustés à la hausse (+ 24 % en moyenne début décembre).

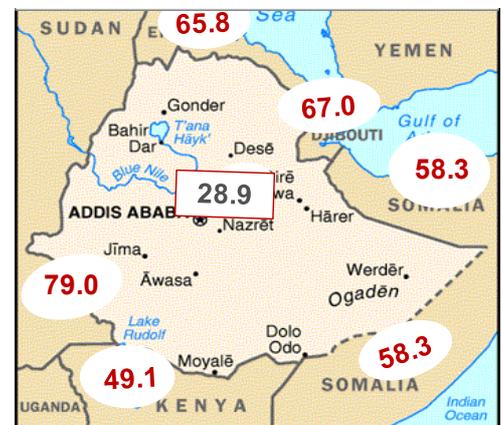


Figure 15 : Prix à la pompe dans la région Etb/l en mars 2021

**Le ministère de l'Industrie a récemment modifié le système de ventes de pétrole aux compagnies distributrices.** Alors que les ventes de pétrole aux distributeurs étaient réalisées via un crédit d'un mois, désormais, ces entreprises devront fournir 10 % de liquidités et le solde avec une garantie bancaire. Il est prévu d'accroître progressivement le pourcentage de liquidités exigé au cours de l'année pour couvrir la dépense totale de l'achat. En effet, seuls 1/3 des distributeurs régleraient le crédit à temps.

**Une autorité de régulation, *Petroleum and Petroleum Products Supply and Distribution Regulatory Authority*, a été mise en place par décret en mai 2019.** Elle vise à : i) s'assurer que le pétrole destiné aux utilisateurs finaux réponde aux normes nationales, ii) coordonner les acteurs du secteur et iii) déterminer la nature et la quantité de pétrole et de produits pétroliers à détenir en réserve. Cette autorité permettra également de : i) mettre en place des normes dans l'industrie, ii) d'aligner progressivement le prix des carburants à celui des pays voisins, iii) d'ouvrir l'approvisionnement en carburant à des sociétés pétrolières privées et de iv) revoir la marge sur le carburant et établir une nouvelle structure de prix avec une marge adaptée pour les compagnies pétrolières.

**TotalEnergies** a été l'une des quatre compagnies pétrolières pionnières à pénétrer le marché éthiopien dans les années 1950. Elle a acquis *Mobil Oil* au milieu des années 2000, l'aidant à se consolider. 3<sup>ème</sup> distributeur du pays, TotalEnergies exploite la moitié des 150 stations-service opérant sous sa marque en Éthiopie ; la moitié restante appartient aux concessionnaires ou aux propriétés relevant de la *Federal Housing Corporation*.

**En termes d'opportunités, le gouvernement éthiopien cherche à engager davantage d'entreprises internationales** pour des projets d'exploration et de développement de gisements de pétrole et de gaz, le transport et le stockage de produits pétroliers, la construction de raffineries et les infrastructures associées. En effet, le pays dispose d'importantes réserves de pétrole inexploitées dans le bassin de l'Ogaden, le bassin du Rift et le bassin d'Abay et le nouveau régime fiscal en cours d'élaboration fournirait un cadre plus propice pour l'utilisation des réserves de gaz naturel de l'Éthiopie.

## Corne de l'Afrique – Somalie

Par le SER de Nairobi



### La Somalie mise sur le secteur des hydrocarbures pour son développement économique

*En quête de stabilité politique et de développement économique, la Somalie, dont les ressources en hydrocarbures sont potentiellement importantes, souhaite attirer les entreprises étrangères pour mener des activités d'exploration. La mise en place d'un nouveau cadre réglementaire et fiscal, plus favorable à la redistribution des revenus entre le gouvernement fédéral et les états fédérés somaliens, semble porter ses fruits. Si les priorités sont concentrées autour du développement du secteur amont, l'aval, caractérisé par une dépendance aux importations de produits raffinés et une absence de régulation des prix de vente au détail, ne fait à ce jour l'objet d'aucune stratégie politique particulière.*

### La Somalie, riche en hydrocarbures, tente d'attirer de nouveau les investisseurs étrangers pour l'exploration de ses ressources

**Après une cessation d'activité de plus de 25 ans, la Somalie souhaite relancer les secteurs pétroliers et gaziers.** A la suite des premières découvertes de pétrole en Somalie dans les années 1950, de nombreuses majors ont engagé des activités dans le pays, mais l'effondrement de l'Etat en 1991 et la guerre civile ont conduit Amoco (aujourd'hui BP), Shell, Chevron, ENI et Total à déclarer la clause de force majeure<sup>25</sup> et à se retirer du pays

**Si des études sismiques récentes conduites par Soma Oil & Gas et Spectrum Geo suggèrent la présence d'importantes réserves sur la côte somalienne** entre les villes de Garad et Kismayo, **la quantité de réserves prouvées n'est pas connue à ce jour.** D'autres études ont également été menées au Somaliland en 2018 et 2019 par l'entreprise britannique *Genel*. **L'exploitation des ressources somaliennes en hydrocarbures ont été longtemps conditionnées au conflit qui oppose le Kenya et la Somalie sur la délimitation de leurs frontières maritimes.** Les deux pays se disputent depuis 2014 une zone de 100 000 km<sup>2</sup> le long des côtes somalo-kenyanes, et notamment le bassin de Lamu potentiellement riche en ressources pétrolières et gazières. La Cour Internationale de Justice a tranché le différend le 14 octobre 2021 en attribuant à la Somalie une part conséquente de la zone disputée - une décision que le Kenya rejette fermement (voir carte des potentiels gisements en annexe).

**Afin de favoriser la reprise des activités d'exploration et attirer de nouveau les investisseurs et entreprises étrangères, le cadre fiscal et réglementaire a été renouvelé et renforcé.** En février 2020, un nouveau code pétrolier (*Petroleum Law*) a été adopté et ratifié, destiné à fournir un cadre réglementaire stable et encourager les compagnies internationales à développer leurs activités en Somalie. L'acte inclut également des dispositions spécifiques sur le partage des revenus pétroliers entre le gouvernement fédéral somalien et les états régionaux (qui recevraient donc une part importante des potentiels revenus) ainsi que l'établissement d'une autorité de régulation du secteur, la *Somalia Petroleum Agency*, sous la tutelle du Ministère de Pétrole et des Ressources Minières.

Tableau 2 : Répartition des revenus pétroliers  
(Source : Petroleum Law, 2020)

Répartition des revenus	Gouvernement fédéral somalien	Etats régionaux
Ressources onshore	30%	70%
Ressources offshore	55%	45%

Ce nouveau code pétrolier fait néanmoins l'objet de critiques de la part de plusieurs partenaires de développement dont la Banque Mondiale. La répartition des revenus est notamment vu comme trop favorable aux états fédérés, mettant à mal la constitution d'un réel Etat fédéral et d'une nécessaire péréquation entre régions plus ou moins bien dotées en ressources.

<sup>25</sup> Gundel, J (2020) *Oil and Gas in the Political Marketplace in Somalia*. Conflict Research Programme, LSE.

**Les activités d'exploration devraient être amenées à reprendre prochainement, sous l'impulsion de plusieurs accords de coopération et l'attribution de licences d'exploration.** Début 2020, le gouvernement somalien a signé des protocoles d'accords (MoU) avec l'Égypte et le Soudan pour le développement des ressources naturelles. Le ministère du Pétrole somalien, s'est par ailleurs entendu avec le consortium composé de Shell et Exxon, sur une feuille de route d'exploration et de développement de plusieurs blocs d'exploration offshore. La dynamique de renforcement de l'attractivité du pays s'est poursuivie en août 2020, avec le lancement d'un programme d'octroi de 7 licences d'exploration, au sein de blocs offshore qui pourraient contenir près de 30 M de barils<sup>26</sup>.

### Distribution de carburants: une dépendance aux importations, une absence de régulation et des prix élevés

**A l'instar de nombreux pays de la région, la biomasse (bois, charbon) est la principale source d'énergie primaire du pays (95,6%).** Cette

dépendance à la biomasse apparaît toutefois peu soutenable au regard de la vulnérabilité importante de la Somalie aux conséquences du changement climatique<sup>27</sup>. La Somalie importe par ailleurs l'intégralité de ses besoins en produits pétroliers des Emirats Arabes Unis (93,5%), de Turquie (1,7%) et des Pays Bas (1,2%)<sup>28</sup>. Ces importations, qui s'élevaient en 2019 à 33 MUSD, ne représentent qu'une très faible part des importations du pays (0,9%). Les secteurs de l'industrie et du transport sont les principaux consommateurs de ces biens. Le stockage des produits pétroliers s'effectue à partir de deux entrepôts de stockage à Mogadiscio, avant d'être distribués par la route dans le reste du territoire. Les coûts du transport couplés aux difficultés d'approvisionnement liées à l'insécurité peuvent considérablement augmenter le prix des carburants dans les autres états de Somalie, par rapport à la capitale. Les prix de détail ne sont pas régulés dans la plupart des états fédérés, à l'exception du Somaliland où depuis mars 2021, un prix maximum de vente, réévalué chaque mois, est imposé, en réaction à l'augmentation des cours internationaux<sup>29</sup>.

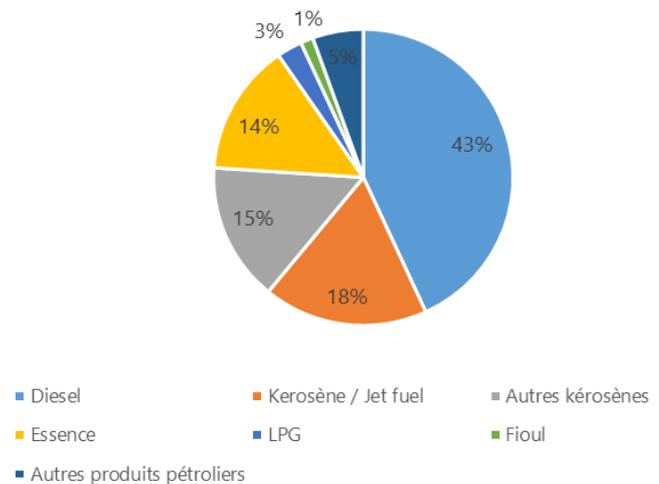


Figure 16 : Répartition des importations en produits pétroliers  
(Source : AFREC, 2018)

<sup>26</sup> Données issues du Ministère du Pétrole et des Ressources Minières

<sup>27</sup> Sans politiques de gestion durable, l'utilisation généralisée de la biomasse contribue notamment à la déforestation du pays (-28% du couvert forestier depuis 1990), phénomène qui accélère la dégradation des sols et la désertification.

<sup>28</sup> Données issues du CEFII

<sup>29</sup> Somaliland Standard (2020) *Somaliland government imposes fuel price controls*.

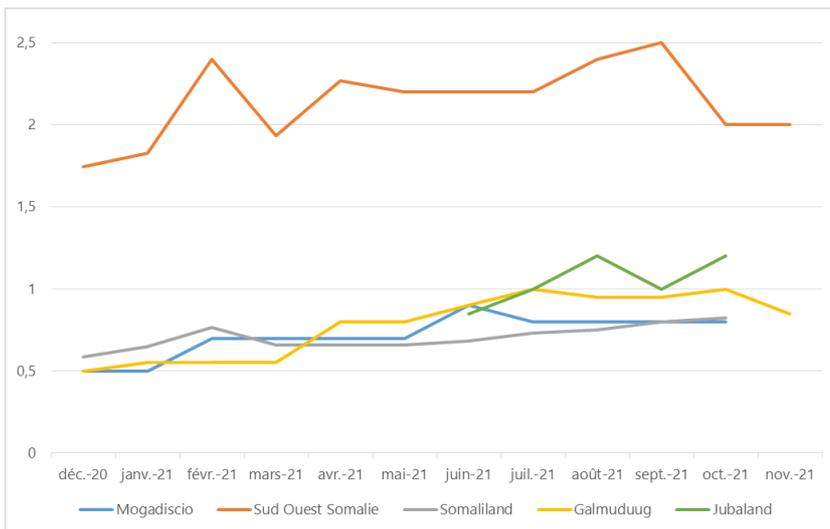


Figure 17 : Evolution du prix de l'essence dans différents états fédérés de Somalie en USD/litre. (Source : World Food Programme)

S'il reconnaît l'importance de la maîtrise de la chaîne de valeur du secteur pétrolier comme source de revenus et de développement socio-économique du pays, **le Plan National de Développement de Somalie (2020-2024) élaboré en 2019, ne contient pas d'objectifs stratégiques spécifiques sur le développement du secteur aval (marketing, distribution), ni sur les besoins de régulation des tarifs de vente des carburants.**

**Annexe :**

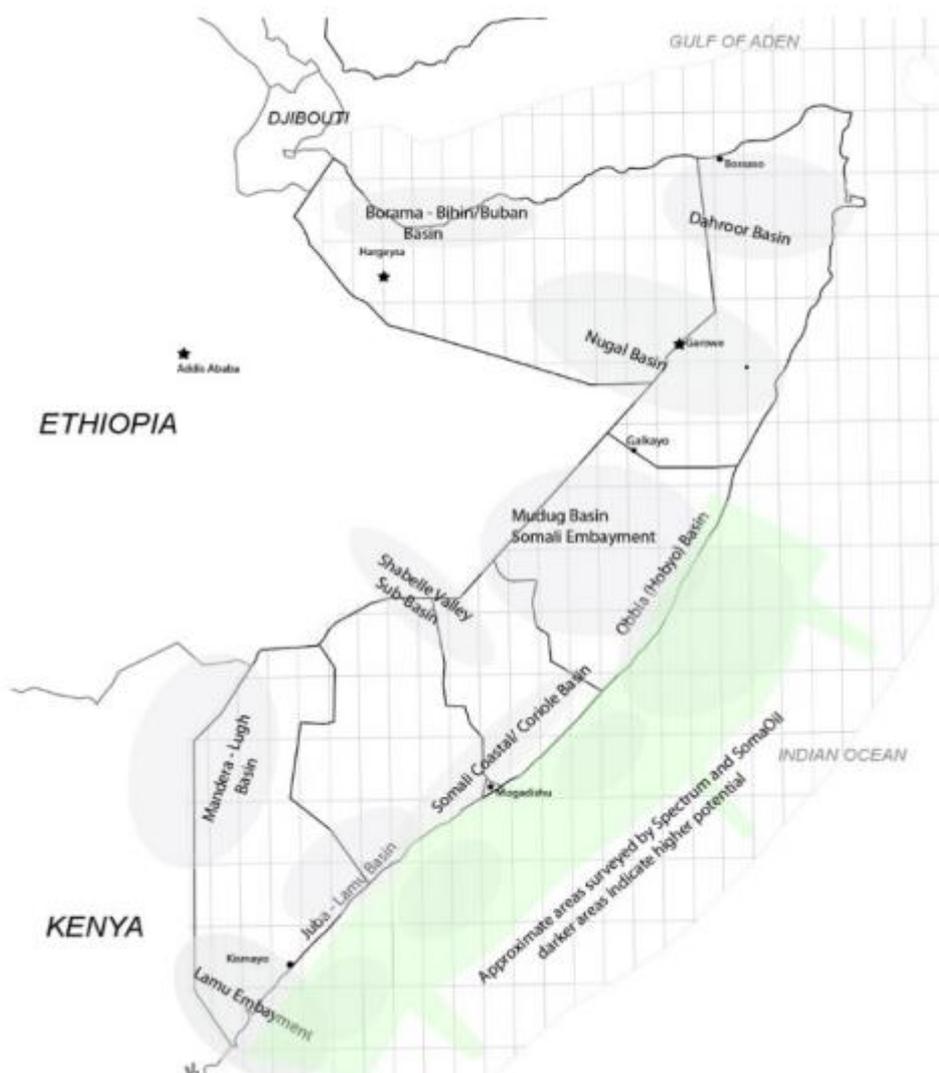


Figure 18 : Carte des potentiels gisements de gaz et de pétrole en Somalie (Source : Gundel, J. 2020)

## Corne de l'Afrique – Soudan Par le SE de Khartoum



### Le Soudan tente de répondre à sa demande nationale en relançant la production pétrolière

Initié par des majors internationales dans les années 1970 - dont Chevron et Total -, l'exploitation du pétrole au Soudan est passée aux mains des opérateurs asiatiques (Chine, Malaisie et Inde<sup>30</sup>) suite aux sanctions économiques américaines et à la situation sécuritaire dégradée du pays. Lors de la sécession du Sud-Soudan en 2011, le Soudan actuel a perdu 2/3 de sa production pétrolière et 4/5<sup>ème</sup> de ses réserves et a ainsi vu sa balance commerciale énergétique devenir fortement déficitaire. Avec une production inférieure à 100 000 barils/jour (b/j) et une capacité de raffinage de 115 000 b/j, le pays couvre à peine 50% de ses besoins en produits pétroliers. Dès 2020, le gouvernement a procédé progressivement à la levée des subventions sur les carburants, qui est devenue effective en juin 2021. Les autorités ont également annoncé un nouveau plan de développement de sa production pétrolière mais restent en attente de financement.

### Suite à la sécession du Sud-Soudan, le Soudan a vu ses réserves et sa production diminuer drastiquement

**Le Soudan actuel dispose de réserves estimées à 1,5 Md de barils**, dont la majorité sont situées dans les bassins Muglad et Melut, à la frontière sud. Les premières explorations pétrolières ont été lancées dès la fin des années 70 par l'Américain Chevron. Le Soudan a signé ensuite des accords avec d'autres majors internationales dont Total (pour l'exploration sur une zone de 117 000 km à Jonglai, située dorénavant au Soudan du Sud) et l'Américain Sun Oil. Ces groupes ont dû suspendre leurs activités à cause de la situation sécuritaire résultant de la guerre civile (1983-2005). La détérioration des relations entre le Soudan et les Etats-Unis s'est traduite par le départ des majors occidentales remplacées par leurs homologues asiatiques à travers la constitution de plusieurs consortiums : GNPOC (Chinois CNPC 40%, Malaisien Petronas 30%, ONGC 25% et Sudapet<sup>31</sup> -5%) ; Petroenergy (CNPC 95%, Sudapet 5%) et Petrodar (CNPC 41%, Petronas 40%, Sudapet 8%, Cinopec - 6%). Après le retrait en 2019 de Petronas et d'ONGC, le secteur pétrolier est dorénavant dominé par la société publique Sudapet, tandis que le chinois CNPC, reste le principal actionnaire de Petroenergy, l'autre grand producteur. En janvier 2020, le Norvégien Noroil a signé un accord<sup>32</sup> avec le Ministère de l'Energie et du Pétrole portant sur l'exploration d'un bloc dans le Kordofan de l'Ouest.

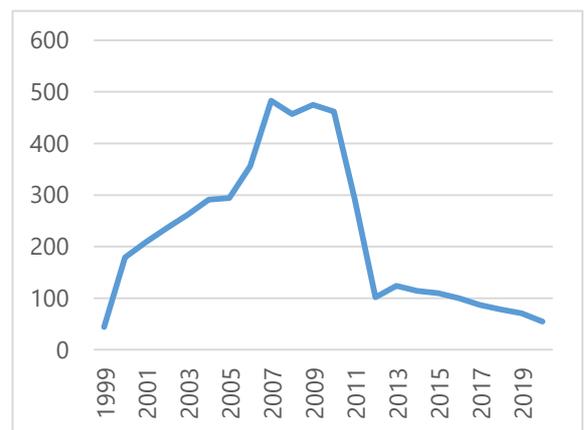


Figure 19 : Production pétrolière (1999-2020) en milliers barils/jour.  
(Source : Ministère de l'Energie et du Pétrole)

**Si en 2007, la production pétrolière au Soudan avait atteint un pic de 483 000 b/j, la sécession du Soudan du Sud en 2011, où se trouvaient la majorité des champs de production, l'a fait chuter à 102 000 b/j.** Dès lors, la production a continué à décliner, faute de technologie de pointe et d'un manque d'investissements de la part des opérateurs, liés notamment aux impayés de la part des autorités soudanaises (3 Mds USD en 2013) et de fortes fluctuations des cours internationaux du pétrole. Dans le

<sup>30</sup> Qui, à l'exception des Chinois (CNPC), se sont retirés en 2019 à cause des impayés et à la fin de leurs concessions.

<sup>31</sup> La Sudan National Petroleum Corporation est une société pétrolière publique fondée en 1997, détenue en totalité par le ministère de l'Energie et du Pétrole.

<sup>32</sup> Cet accord fait référence au programme d'assistance technique, l'initiative Oil for development que les autorités des deux pays ont relancé en 2016.

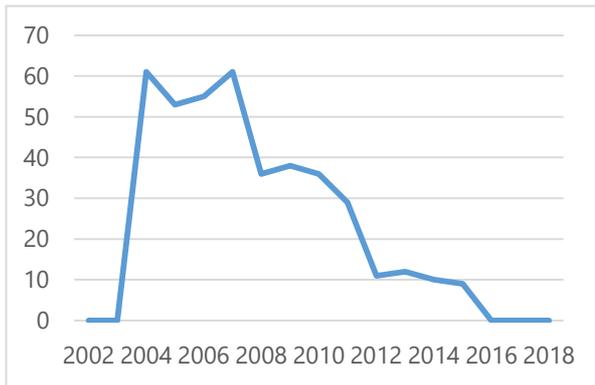


Figure 20 : Contribution du pétrole au PIB (%)  
(Source : Ministère de l'Énergie et du Pétrole)

même temps, les exportations pétrolières ont plongé de 88% atteignant, en 2021, un minimum historique de 3300 b/j<sup>33</sup>. Elles ne constituent plus, avec 65 MUSD, que la 10<sup>ème</sup> source de devises. Fin 2021, le Ministère du Pétrole a annoncé rechercher des financements pour un plan visant à doubler en 5 ans la production actuelle, estimée à 70 000 b/j.

**Quant aux réserves de gaz exploitables, elles sont relativement peu élevées et sont estimées à 3 TCF m<sup>3</sup>.**

Elles se trouvent sous les deux formes – associée à du pétrole et libre - dans les blocs pétrolier 4 et 6 du bassin de Muglad, dans le bloc 8 dans le Nil Bleu et dans la mer

rouge. A noter qu'en janvier 2020, la société norvégienne Monitor Power Système a signé un accord d'exploration<sup>34</sup> avec Sudapet.

### Une capacité de raffinage insuffisante pour couvrir les besoins nationaux

**Le Soudan dispose de deux raffineries avec une capacité effective d'environ 115 000 b/j.** La principale, *Khartoum Refinery Co* (KRC), d'une capacité de 105 000 b/j, se situe à Al Jaili au nord de Khartoum. Elle traiterait environ 80 000 b/j (60 000 b/j d'origine nationale et le solde en provenance du Sud-Soudan). Sa production évolue en fonction des besoins, mais porte essentiellement sur l'essence, le GLP pour les ménages et le jet fuel. La seconde raffinerie, basée à El Obeid, traite environ 15 à 20 000 b/j, permettant notamment la production de fuel lourd pour alimenter les centrales thermiques. Le tableau en annexe détaille la consommation de carburants.

**L'achat à l'étranger de produits pétroliers, estimé en 2021 à 1,25 Md USD<sup>35</sup>, représente le principal poste d'importation dans la balance commerciale soudanaise.** Un nouveau mécanisme d'importation par la tenue d'appels d'offres mensuels pour l'ensemble des opérateurs et de fixation des prix en fonction du coût d'importation lors de chaque appel d'offres. Le règlement de ces importations est assuré à parts égales par les distributeurs publics et privés. Si globalement, 50% de la consommation en hydrocarbures doit être importée, les capacités portuaires d'accueil, d'entreposage et de transport sont à ce jour insuffisantes pour répondre à cette demande et encore moins à sa croissance. Des investissements sont attendus pour : i) la construction d'un quai supplémentaire au port d'Alkhair (260 MUSD), à proximité de Port Soudan, qui pourrait tripler la capacité de déchargement et ii) 7 nouveaux centres d'entreposage (338MUSD).

### Un réseau de 4 oléoducs permettant notamment l'exportation la production du Soudan du Sud

**Le Soudan dispose de 4 oléoducs, dont les deux principaux sont surtout dédiés à l'exportation du brut sud soudanais,** qui génère, au titre des frais de transit, une soulte annuelle d'environ 1,3 Md USD en faveur des autorités soudanaises<sup>36</sup>. Le premier, détenu par l'opérateur public PETCO, relie Higlig (frontière

<sup>33</sup> Ces ventes annuelles (1,2 M de barils exportés en 2020) représentent moins d'une demi-journée de production irakienne et sont exportées vers la Chine par la société chinoise CNPC, actionnaire principal de Petroenergy

<sup>34</sup> Cet accord porte sur l'exploration et le traitement de gaz associé sur les blocks 4 et 6 à Al Foula (sud du pays). A terme ce projet devrait permettre la production de 460 MW d'électricité, de 350 tonnes par jour de GPL et de 3000 barils de gaz condensé. Actuellement environ 60% du gaz associé est torché.

<sup>35</sup> mais avec une chute de 30% par rapport à l'année dernière, fruit d'une libéralisation des prix des carburants, qui n'est devenue complète qu'à partir de juin 2021, et d'une baisse des prix internationaux.

<sup>36</sup> L'arrangement financier transitionnel viendrait à échéance cette année. C'est pourquoi, il existe une volonté des autorités soudanaises d'aider le Sud-Soudan à augmenter sa production pétrolière ce qui se traduirait pour le Soudan d'un accroissement des frais de transit.

avec le Sud-Soudan) à Port Soudan, avec une extension vers la raffinerie de Khartoum. Cet oléoduc transporte la production du brut de Petroenergy, de 2BOPCO et Sharif, ainsi que de l'opérateur du Sud-Soudan, GPOC<sup>37</sup>. Il devrait également accueillir la production de Thorjath, au Sud-Soudan, détenu par Petronas. Le second, d'une capacité de 500 000 b/j, transporte la majorité du brut du Sud-Soudan exploité par DPOC<sup>38</sup>, entre la frontière est du Sud-Soudan et Port Soudan, et est géré par BAPCO. Le troisième oléoduc, d'une capacité de 600 000 Mt/an, est détenu par la société publique *Sudanese Petroleum Pipelines Co.* (SPPC), et transporte les produits pétroliers importés<sup>39</sup> (principalement essence, diesel et kérosène) entre Port Soudan et Al-Royan Khartoum. Un quatrième oléoduc de plus petite taille relie le champ d'Al Foula (exploité par Petroenergy) au Kordofan de l'Ouest à la raffinerie d'El Obeid.

### La libéralisation des prix des hydrocarbures permet une concurrence timide entre les différents réseaux de distribution publics et privés

**Le prix de l'essence et du diesel était, jusqu'en février 2020, très fortement subventionné, en faisant l'un des plus faibles de la région (0,54 EUR/L d'essence).** Dans le cadre du programme FMI, les autorités ont progressivement levé ces subventions, qui à elles seules représentaient 30% des dépenses budgétaires. Les prix en vigueur depuis juin 2021 – actuellement 0,72 EUR/L d'essence et 0,63 EUR/L de diesel – devraient, en principe, mettre fin au marché de contrebande transfrontalier. De plus, la nouvelle grille tarifaire générera de nouvelles ressources fiscales importantes, au travers de la TVA qui vient d'être introduite dans le prix de vente des carburants. Enfin, un coût de revient réel appliqué aux carburants raffinés localement, prenant en compte la maintenance et la modernisation de toute la filière en amont, devrait désormais permettre aux autorités soudanaises de : i) disposer de ressources budgétaires supplémentaires et ii) mobiliser des financements pour une mise à niveau des projets d'infrastructures de la filière.

**Une trentaine de sociétés se partagent le marché de la distribution de produits pétroliers, dominé par la société publique *Nile Petroleum*, et l'opérateur privé *Oil Energy*.** En termes de réseaux, les deux principales compagnies sont privées : le groupe privé MIG (qui dispose de 170 stations d'essence Petrola, réparties sur l'ensemble du territoire, rachetées à l'Italien Agip) et le Libyen *Oil Libya Company* (qui a racheté le réseau Shell, 120 stations).

Tableau 3 : Consommation de produits pétroliers en 2020 en tonnes  
(Source : Ministère de l'Énergie et du Pétrole)

Produit	Consommation / j	Consommation annuelle (tonnes)	Capacité de raffinage / j	Production réelle de raffinage / j	Production annuelle (tonnes)	Solde importé
Gasoil	10 000	3 650 000	5 000	4 200 à 4 300	1 551 250	2 098 750
Essence	4 500	1 642 500	3 000	2 700 à 2 800	1 003 750	638 750
GPL	1 500	547 500		750 à 800	282 875	264 625

<sup>37</sup> Greater Pioneer Operating Company, qui a repris sa production d'environ 50 000 barils/jour dans les champs de Thar Jath et Mala.

<sup>38</sup> À partir des champs de Falogue et Adar Yale dans le Melut Basin

<sup>39</sup> Ces importations de carburants sont acheminées à 65% par la route et à 35% par oléoduc

## Indicateurs régionaux : Corne de l'Afrique

Indicateurs Pays	Djibouti	Erythrée	Ethiopie	Soudan	Somalie
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	1,0	3,5	115,0	43,8	15,9
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	1,6	1,2	2,6	2,4	2,8
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	112	189	159	171	190
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	142	160	94	174	180
<b>Macroéconomie</b>					
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	3,4	2,1	96,6	34,4	5,0
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	3 482	588	994	776	332
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	1,0	-0,6	6,1	-3,6	-0,7
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	1,8	4,8	20,4	163,3	-
<b>Finances Publiques</b>					
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-1,3	-5,0	-2,8	-1,8	-
<i>Dette publique (%PIB) FMI, 2020</i>	40,9	184,9	55,4	272,9	-
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI, 2020</i>	-	58,1	29,1	-	-
<b>Echanges</b>					
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-10,6	-19,1	-12,9	-16,9	-15,5
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	72,4	3,1	700,6	76,6	8,8
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	1,5	0,1	39,1	47,1	5,6
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	10,7	10,9	-4,6	-17,5	-17,2
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	1,9	-	0,6	1,4	-
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	0,0	2,2	2,1	0,0	0,0
<b>Développement</b>					
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,52	0,46	0,4ç	0,51	-
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	66,5	65,7	66,0	64,9	56,9
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	17,1	-	30,8	12,7	-
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,8	-	0,1	0,3	0,0
<b>Notation Dette Souveraine</b>					
S&P	-	-	CCC+(-)	-	-
Moody's	-	-	Caa2(-)	-	-
Fitch	-	-	CCC	-	-
<b>Politique Monétaire</b>					
<i>Taux directeur **</i>	-	-	13,0	-	-

## Océan Indien – Comores

### Par le SE de Tananarive et l'AFD aux Comores



#### Un secteur des hydrocarbures règlementé, et des prospections en cours

L'Union des Comores a confié un monopole d'Etat sur l'importation d'hydrocarbures, hors gaz, à la Société Comorienne des Hydrocarbures (SCH). Les capacités de stockage de l'archipel restent limitées et les prix des carburants fixés par voie réglementaire, entraînent régulièrement des ventes à perte. L'entreprise française Vitogaz est le principal opérateur du secteur gazier. Les activités de prospection ont démarré sur la dernière décennie, sans avoir pour l'instant donné de résultats probants.

#### L'importation d'hydrocarbures est un monopole d'Etat confié à la SCH, qui règlemente les prix des carburants

**La Société comorienne des hydrocarbures (SCH) détient le monopole d'importation des hydrocarbures (kérosène, diesel et essence), à l'exclusion du gaz butane.** Afin de répondre à la demande nationale, elle importe 86 000 tonnes équivalent pétrole (tep) d'hydrocarbures par an dont 50% de diesel, 25% d'essence et 25% de kérosène. Elle assure également l'ensemble des activités d'approvisionnement (via un *tanker*<sup>40</sup> du gouvernement), de stockage et de distribution. Les hydrocarbures sont fournis depuis 2016 par le néerlandais *Vitol*, via sa filiale à Bahrein, et ponctuellement par *Oryx Energies* en 2019 (filiale du suisse *Addax Ory Group*).

**Les capacités de stockage du pays sont relativement peu élevées : environ 20 000 m<sup>3</sup> répartis sur les trois îles.** Elles correspondent à près de deux mois de consommation et les livraisons se font tous les 45 jours, soit six à huit petites commandes par an. Cela a un impact sur le coût d'achat des produits importés, relativement élevé. La *Sonocam*, société de transport maritime, assure le transport des hydrocarbures entre les îles.

**La distribution est principalement destinée aux clients institutionnels, notamment la Société nationale d'électricité (Sonelec),** qui consomme près la moitié des importations nationales de diesel afin d'assurer la production d'électricité du pays. Un réseau de 37 stations-services gérées par autant d'exploitants privés (21 à Grande Comore, 22 à Anjouan et 4 à Mohéli) assure la vente des carburants aux consommateurs.

**Le secteur est fortement règlementé : les prix de ventes sont décidés par le gouvernement.** Les prix actuels, en vigueur depuis 2016, ainsi que les volumes importés, sont répertoriés dans le tableau ci-contre.

Tableau 4 : Quantités importées et prix des produits pétroliers (2016)

Quantités importées et prix	Essence	Kérosène	Diesel
Quantité importée/an (milliers de tonnes)	19 492	18 141	43 314
Prix à la consommation finale (€)	1,22	0,91	1,02

**Cette réglementation des prix entraîne potentiellement des ventes à perte pour la SCH, notamment sur le kérosène.** Par ailleurs un niveau élevé d'impayés est constaté de la part de la *Sonelec*, dont 20% des dettes sont dues à la SCH fin 2020, entraînant des coupures d'électricité à intervalles réguliers.

#### L'importation de gaz butane est gérée par un distributeur privé, le français Vitogaz

**Dans le secteur gazier/GPL, l'importation de gaz butane est principalement assurée par Vitogaz (filiale du groupe Rubis), en provenance de Madagascar.** La distribution locale est assurée par l'entreprise comorienne *Gazcom S.A.* La consommation nationale en gaz (GPL) s'élève à près de 650 000 t/an, soit un marché d'environ 2,6 MEUR (prix minimum de 2 EUR/L). La SCH a également débuté sa propre activité de gaz en 2021.

#### Les Comores ne disposent actuellement d'aucune réserve prouvée d'hydrocarbures, malgré une activité de prospection qui se développe

**Depuis 2012, l'Etat comorien émet des permis d'exploration, en raison de la potentielle présence de gisements gaziers dans sa zone économique exclusive (ZEE).** Les explorations ont surtout lieu au nord-ouest. La dernière délivrance de permis, au bénéfice du britannique *Tullow Oil*, date de 2018. Aucun résultat marquant n'est apparu depuis dix ans. Le gouvernement garde toutefois comme objectif de devenir un pays producteur de pétrole.

<sup>40</sup> Les tankers sont des navires citernes destinés à transporter le pétrole brut et les produits pétroliers.

## Océan Indien – Madagascar

### Par le SE de Tananarive



Le pays importe la totalité des hydrocarbures qu'il consomme, mais fait face à de multiples enjeux liés à l'étroitesse du marché, aux contraintes logistiques et à des coûts de distribution élevés. Le prix à la pompe du carburant est fixé par voie réglementaire en concertation avec les entreprises pétrolières. Bien que les projets d'exploration pétrolière tardent à se concrétiser, les entreprises françaises sont positionnées pour la modernisation des infrastructures existantes, ainsi que dans le secteur de la distribution (Rubis, TotalEnergies).

### Le secteur malgache des hydrocarbures se concentre autour de grands opérateurs

**Le secteur des hydrocarbures a fait l'objet d'une libéralisation progressive depuis 1993, date à laquelle le pays s'est doté d'un cadre légal ouvrant le secteur aux entreprises privées, nationales et internationales.** En 1999, la société d'Etat Solima est privatisée (nationalisée en 1976), et l'Office malgache des hydrocarbures (OMH) créée dans le but de réguler l'ensemble du secteur. L'Etat maintient une présence importante à travers sa participation au capital des principaux opérateurs pétroliers.

### Le secteur pétrolier aval à Madagascar se décompose en cinq activités principales :

- le transfert des produits pétroliers dans les installations portuaires est assuré par Plateforme Terminal Pétrolier Tamatave (PTP), filiale à 80% du groupe français Rubis (20% pour l'Etat).
- la gestion du principal terminal de stockage de carburants est assurée par Galana Raffinerie Terminal (GRT, filiale à 90% de Rubis ; 10% pour l'Etat) qui dispose, dans l'enceinte portuaire de Tamatave, de capacités de stockage de 171 000 m<sup>3</sup> ;
- la gestion des dépôts pétroliers est assurée par Logistique pétrolière SA (LPSA) dont les actionnaires sont TotalEnergies (36%), Vivo Energy (33%) et l'Etat (31%). Elle gère 23 dépôts pétroliers répartis sur l'ensemble du territoire pour une capacité de stockage de 134 718 m<sup>3</sup> ;
- la distribution des hydrocarbures se répartit entre quatre opérateurs regroupés au sein du Groupement des pétroliers de Madagascar (GPM) : Jovena (groupe Axian), TotalEnergies, Galana Distribution Pétrolière (groupe Rubis) et Vivo Energy (groupe néerlandais Vitol, distributeur de Shell). Ils exploitent près de 300 stations-services sur l'ensemble du territoire (dont un tiers dans la région de la capitale).

Société	Actionariat	Chiffre d'affaires (MEUR) <sup>41</sup>	Effectif	Nb de stations-services
Jovena	Groupe Axian (93,9%) ; Etat (6,1%)	nc	nc	100
Société malgache de Pétroles Vivo Energy (SMPVE)	Vivo Energy (72%) ; Société financière de Belmont (8%) ; Etat (20%)	280,4	70	72
Groupe Galana (PTP, GRT, GDP)	Groupe Rubis (90%) ; Etat (10%)	240	120	72
TotalEnergies Madagascar <sup>42</sup>	TotalEnergies (79,4%) ; Etat (20,6%)	166,1	190	73

- le transport d'hydrocarbures est assuré par des sociétés locales telles que Sodiata SA, Enac ou Indian Ocean Services Trading Company (IOSTC) pour la partie terrestre et Madarail pour la partie ferroviaire.

**Vitogaz, filiale à 100% du groupe Rubis, contrôle près de ¾ des parts du marché du GPL (stockage et distribution),** destiné à près de 40% au secteur minier. Vitogaz exploite également un terminal gazier de près de 5 000 m<sup>3</sup> à Majunga et a réalisé 18,8 MEUR de CA en 2019.

Dans un pays qui importe la totalité de ses hydrocarbures, les problématiques d'approvisionnement et de fixation des prix à la pompe persistent

<sup>41</sup> Chiffre d'affaires au 31/12/18, source : Eco Austral Top 500 régional 2020

<sup>42</sup> TotalEnergies dispose de la licence jet pour le carburant dans l'aviation dans une douzaine de sites (capacité de 2 616 m<sup>3</sup>). Il a récemment augmenté ses capacités de stockage à travers de nouveaux dépôts aux abords du nouveau terminal aéroportuaire d'Ivato.

**Madagascar importe la totalité des carburants qu'elle consomme et les hydrocarbures représentent le premier poste d'importation de la Grande Ile** : 326 MEUR, soit 11% des importations en 2020, quoiqu'en baisse de 41% en raison de la crise sanitaire. En raison du caractère insulaire du pays, la question de l'approvisionnement reste structurante : chaque titulaire d'une licence de distribution doit détenir dans chaque circonscription un stock de sécurité de 21 jours, soit 314 500 m<sup>3</sup>. L'essence et le diesel représentent près de 70 % du volume importé durant la dernière décennie, contre 20 % pour le fioul lourd (destiné à alimenter les centrales thermiques du pays), 6 % pour le carburant dédié à l'aviation, et 4 % pour le pétrole lampant et le gaz.

**L'Etat fixe le prix du carburant à la pompe par voie réglementaire, en concertation avec les pétroliers<sup>43</sup>.** En l'absence de mise à jour régulière de la structure des prix et au regard de l'évolution des cours mondiaux, ce dispositif a fait apparaître un écart entre le prix théorique et le prix réel et a généré des arriérés de l'Etat envers les pétroliers. Si ces arriérés ont été résorbés durant la crise sanitaire à la faveur d'une baisse des cours mondiaux, la tendance s'inverse actuellement. Leur niveau a atteint 49 MEUR fin 2021, au-dessus du niveau fixé dans le cadre du programme de Facilité Elargie de Crédit du FMI.

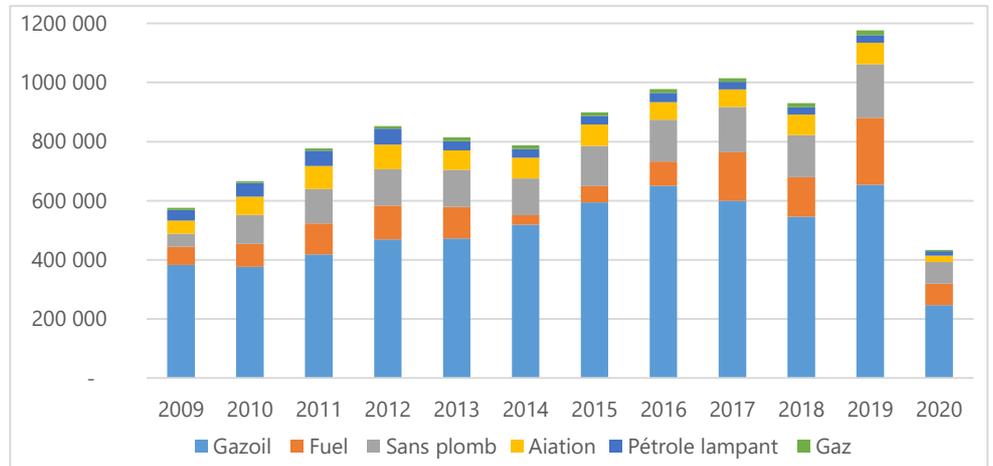


Figure 19 : Evolution de la consommation en hydrocarbures entre 2009 et 2020 (m<sup>3</sup>).

Si ces arriérés ont été résorbés durant la crise sanitaire à la faveur d'une baisse des cours mondiaux, la tendance s'inverse actuellement. Leur niveau a atteint 49 MEUR fin 2021, au-dessus du niveau fixé dans le cadre du programme de Facilité Elargie de Crédit du FMI.

**Les coûts liés au transport et au stockage ainsi qu'à la distribution et aux marges diverses** sont, selon la Banque Mondiale, supérieurs à ceux observés dans d'autres pays africains. Dans ce contexte, l'Etat malgache a créé en 2020 la société *State Procurement of Madagascar* (SPM) dont l'une des missions, non encore concrétisée, est l'importation de carburant.

**Des projets d'exploration non concrétisés et des entreprises françaises volontaristes dans la modernisation des infrastructures existantes**

**Deux champs pétroliers on-shore, Bemolanga et Tsimiroro, ont été découverts au XX<sup>ème</sup> siècle**, stimulant au fil des années les activités d'exploration et d'études par les compagnies internationales (*Elf, Chevron, Exxon, Total*). Concernant l'*off-shore*, la proximité de Madagascar avec le canal du Mozambique nourrit également des espoirs de gisements futurs. La société *Madagascar Oil* (filiale du groupe singapourien *Benchmark Group*) a obtenu en 2015 une licence de développement de 25 ans pour explorer et exploiter le gisement d'huile lourde de Tsimiroro (réserves estimées à 1,7 Md de barils). Sa phase de développement tarde à se concrétiser.

**LPSA (dont le principal actionnaire est TotalEnergies) projette également le transfert de son dépôt pétrolier** situé dans le quartier d'affaires de la capitale vers Bongatsara (sud de la capitale). La réalisation de cet investissement estimé à 60 MEUR permettra à LPSA de quadrupler ses capacités de stockage (de 15 000 m<sup>3</sup> à plus de 60 000 m<sup>3</sup>). Le projet compte répondre à des problématiques de sécurité (du fait de la croissance urbaine rapide de l'agglomération et de sa proximité par rapport à l'axe le plus fréquenté de la capitale) ainsi qu'à une augmentation de la demande. Les opérations de terrassement sont actuellement achevées.

**L'entreprise Vitogaz envisage la construction à Tamatave d'un second terminal gazier** doté des mêmes capacités de stockage et de traitement que le terminal existant de Majunga. Elle vise à sécuriser ses circuits d'approvisionnement en gaz à travers un investissement de 10 à 15 MUSD.

<sup>43</sup> La structure des prix pour le carburant en prenant en compte le coût des différents postes (prix international du carburant, cout d'acheminement, stockage et distribution, taxes, redevances) et des marges associées avec un mécanisme de lissage et d'ajustement pour étaler dans le temps les fluctuations des cours mondiaux. Cette structure a vocation à être actualisée chaque semestre, sans que cela ne se traduise dans la réalité.

## Océan Indien – Maurice

Par l'Ambassade de France à Maurice



Un secteur énergétique nettement dominé par les hydrocarbures, fortement encadré par les autorités mauriciennes

Avec une consommation énergétique annuelle supérieure à une tonne équivalent pétrole (tep) par habitant (1,1 en 2020), Maurice est un pays particulièrement énergivore en comparaison avec ses voisins. Il a ainsi largement recours aux importations d'hydrocarbures et de charbon qui comblent respectivement 56 % et 31 % de ses besoins énergétiques primaires. Cette situation de dépendance est une source de vulnérabilité dont l'impact devient tangible lorsque les approvisionnements deviennent plus difficiles ou lorsque les cours des hydrocarbures fluctuent fortement. Conscientes de cette fragilité, les autorités encadrent largement la filière stratégique de l'approvisionnement et de la distribution des produits pétroliers.

Le mix énergétique peu diversifié de Maurice crée une situation de dépendance, source de fragilité

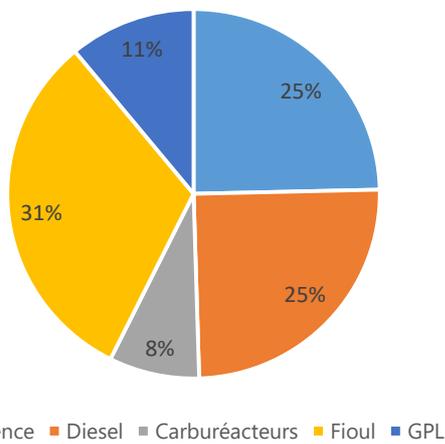


Figure 22 : Répartition de la consommation d'hydrocarbures en 2020  
(Source : Statistic Mauritius)

Afin de garantir un approvisionnement régulier, une compagnie publique, la State Trading Corporation (STC), importe l'ensemble des produits pétroliers raffinés et du gaz de pétrole liquéfié (GPL). Selon les contrats signés, les fournisseurs varient d'une année sur l'autre. Ainsi, dans les années 2010, les produits pétroliers provenaient pour plus des deux tiers d'une raffinerie indienne (située à Mangalore dans le Karnataka). En 2020, un changement de fournisseurs a favorisé les importations depuis les Emirats Arabes Unis qui ont pourvu 87,7% de la valeur importée. Cette parenthèse devrait se refermer avec l'octroi récent du contrat d'approvisionnement pour les produits pétroliers (essence, diesel...) à l'Indian Oil Corporation.

**La répartition de la consommation d'hydrocarbures à Maurice reflète son mix énergétique.** Le secteur des transports arrive en tête avec une consommation en hydrocarbures qui représente la moitié des besoins du pays en 2020 (396 000 tep sur 747 000). Après une année atypique, le recours aux carburéacteurs (kérosène

pour avions) est minoré avec une consommation qui s'est établie à 58 000 tep (contre 153 000 en 2019). Le deuxième secteur le plus dépendant des hydrocarbures est celui de la production électrique qui utilise 204 000 tep de fioul dans cinq centrales thermiques. Les usages domestiques, industriels et agricoles se partagent les 20 % restants.

**Le coût total des importations a fortement diminué à 484 MEUR (-32,8% par rapport à 2019)<sup>44</sup>**, soit 14,5% de la valeur totale des importations (18,5% en 2019). Cette diminution est liée à la baisse de consommation durant la crise sanitaire combinée à la contraction du prix du baril. Elles ont néanmoins progressé en moyenne de 2,3 % par an sur la décennie.

Secteur clef de l'économie mauricienne, le commerce des hydrocarbures occupe un marché mature et largement encadré

**Si la STC distribue directement le fioul aux centrales électriques publiques de la Central Electric Board (CEB), la vente des autres produits pétroliers est assurée par quatre distributeurs agréés.** Le Britannique Vivo Energy, filiale du Néerlandais Vitol qui exploite la franchise Shell, se place en leader et génère 170 MEUR de chiffre d'affaires en 2021. Elle devance le Sud-Africain Engen Petroleum (152 MEUR), TotalEnergies (118 MEUR) et Indian Oil (71 MEUR). Disposant de centres de stockage proches du terminal pétrolier de Port Louis, ces entreprises collaborent également avec la STC, qui assure l'entretien des cuves de carburéacteurs à

<sup>44</sup> Statistics Mauritius, Energy and water statistics, 2020.

l'aéroport (au Sud-Est de l'île). Elles assurent la livraison des produits pétroliers utilisés dans l'industrie, le soutage et l'avitaillement. Pour les transports terrestres, les quatre compagnies comptent plus 160 stations-service - un maillage dense pour répondre à un marché important mais mature et très encadré.

**Les prix de vente du diesel et de l'essence sont soumis au *Petroleum Pricing Mechanism (PPM)*.** Défini par le gouvernement, il prend en compte le prix « coût, assurance et fret » (CIF) du produit, les différentes taxes générales et spécifiques aux produits pétroliers et les marges du distributeur et des éventuels intermédiaires. Si le prix CIF est trop élevé, un « ajustement » (subvention budgétaire) est appliqué par la STC. Il en résulte un prix de vente fixe, réévalué régulièrement, qui s'établit depuis décembre 2021 à 55,75 roupies par litre d'essence et 41 roupies pour le diesel, soit environ 1,1 et 0,8 EUR.

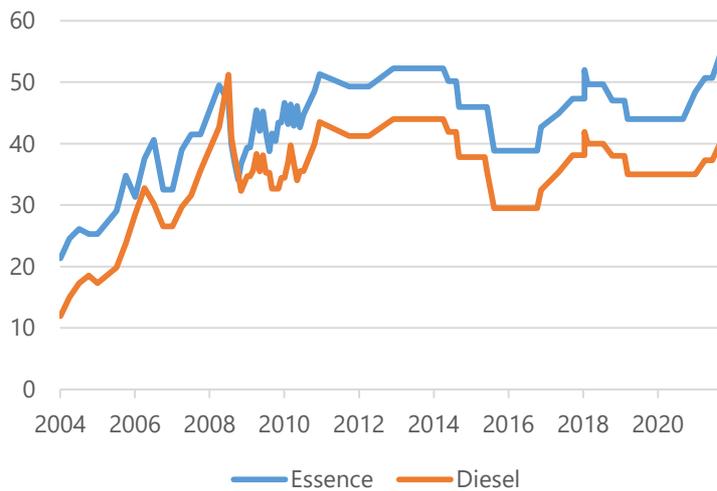


Figure 23 : Evolution des prix de vente des carburants entre 2004 et 2021 en Rs/litre (Source : STC)

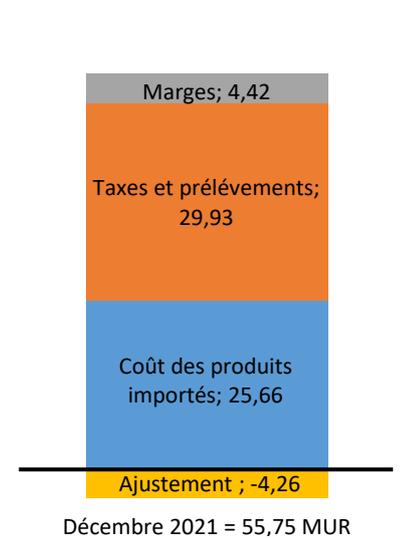


Figure 24 : Décomposition du prix de vente d'un litre d'essence

Face aux enjeux de sécurité énergétique et environnementaux, le secteur des hydrocarbures a vocation à évoluer dans les années à venir

**Depuis les années 1970, plusieurs études ont confirmé la présence d'hydrocarbures sur le plateau océanique des Mascareignes.** Alors qu'aucun projet de prospection n'a abouti, l'actualité récente a relancé les espoirs d'une production locale de pétrole. A la fin de l'année 2021, le gouvernement mauricien a en effet fait adopter un nouveau cadre législatif régissant les opérations d'exploration sur le plateau continental sous souveraineté mauricienne : l'*Offshore Petroleum Bill*. Une société française, CGG (ex-Compagnie Générale de Géophysique-Veritas) a été mandatée pour mener évaluer les ressources présentes dans certaines zones au Nord des territoires mauriciens. Néanmoins, le spectre d'une production pétrolière à Maurice a suscité de nombreuses critiques, notamment de la part des membres de l'opposition, qui ont souligné l'incompatibilité d'un tel projet avec les engagements climatiques et de protection de la biodiversité marine pris par le gouvernement.

**Dans le cadre de la transition énergétique, les autorités ont également fait part à plusieurs reprises de leur volonté de développer un réseau de centrales électriques thermiques fonctionnant au gaz naturel liquéfié (GNL).** Malgré les avantages économiques et écologiques du GNL, cette stratégie impliquerait d'importants investissements pour des infrastructures de stockage, de distribution et de transformation qui sont encore inexistantes.

## ❖ Océan Indien – Seychelles

### Par le SE de Tananarive



## Des activités d'exploration pétrolière balbutiantes pour limiter la forte dépendance de l'archipel aux importations

*Le secteur des hydrocarbures a été nationalisé en 1985 à travers la création de la Seychelles Petroleum Company (Seypec). Cette dernière assure la quasi-totalité des activités liées au secteur pétrolier et gazier aval. Les hydrocarbures sont fournis par TotalEnergies. Le pays bénéficie d'une position stratégique grâce à sa proximité avec les voies maritimes internationales et les zones de pêches. La production électrique du pays dépend fortement des importations de fioul lourd, auquel le gouvernement tente de répondre à travers un projet de centrale thermique fonctionnant au gaz naturel liquéfié. Les projets d'exploration pétrolière tardent encore à se concrétiser.*

### La société d'Etat Seychelles Petroleum Company (Seypec) domine le secteur seychellois des hydrocarbures

**Le secteur des hydrocarbures a été nationalisé en 1985 à travers la création de l'entreprise publique Seypec**, suite au départ de la compagnie pétrolière américaine *Shell Oil Company* (SOC). Cette société, entièrement détenue par le gouvernement seychellois, dispose actuellement du monopole de l'approvisionnement, du stockage, du transport et de la distribution des produits pétroliers.

#### La Seypec assure la totalité les activités liées au secteur pétrolier et gazier aval :

- L'importation des hydrocarbures à travers cinq *tankers* dont elle est propriétaire, exploités par l'allemand *German Tanker Shipping*. Les tankers approvisionnent l'archipel en moyenne une fois toutes les six semaines. Les hydrocarbures sont fournis par le français TotalEnergies (essence, fioul lourd, diesel, kérosène, gaz butane) tandis que les lubrifiants sont fournis par l'américain *Chevron* ;
- La gestion de trois dépôts pétroliers et gaziers : i) un dépôt d'hydrocarbures d'une capacité totale de 188 000 m<sup>3</sup> est situé dans le port de Victoria, ainsi qu'un terminal gazier d'une capacité de près de 4 500 m<sup>3</sup> ; ii) un terminal gazier d'une capacité de 188 m<sup>3</sup> est situé sur l'île d'Eve approvisionnant Praslin et la Digue ; iii) un dépôt, d'une capacité de 6 600 m<sup>3</sup>, pour le carburant d'aviation est situé à l'aéroport de Victoria, relié au port par une conduite de 8 km ;
- Le transport et la distribution des hydrocarbures sont assurés par Seypec. Il existe dix stations-services dans l'archipel dont sept à Mahé, deux à Praslin et une à La Digue.

### L'archipel bénéficie d'une position stratégique grâce à sa proximité avec les voies maritimes et les zones de pêches

**L'archipel bénéficie du marché d'approvisionnement des navires qui transitent par la zone et des flottilles de pêche.** La Seypec, dont la consommation a baissé durant la crise sanitaire en raison de la diminution des activités économiques, a néanmoins réalisé un bénéfice net de 10 MEUR. Près de 60 % de son chiffre d'affaires se concentre autour de l'industrie de la pêche et de l'aviation.

**Les Seychelles importent la totalité des carburants que l'archipel consomme et les hydrocarbures représentent son deuxième poste d'importation** en 2019 : 210 MEUR, soit 11% des importations, quoiqu'en baisse de 22%. Le volume d'achat correspond à des produits fournis par une raffinerie de TotalEnergies située aux Emirats Arabes Unis. Le coût des carburants représente plus de 90% des coûts de production de l'électricité dans ce secteur, le rendant particulièrement vulnérable à la variation des prix.

**Seul opérateur du secteur, la Seypec définit ses prix en fonction des cours du baril à l'international.** La structure des prix est régulièrement mise à jour et atteint actuellement les niveaux suivants : 1,4 EUR/L d'essence et de diesel (en hausse de 11% en moyenne depuis 2018), 2EUR/L de kérosène et 1,2 EUR/kg de gaz butane (en hausse de 3% depuis 2018). La structure des prix est actuellement composée des coûts de production (45%), des taxes diverses (42%) et des marges (13%).

## Des projets d'exploration tardent à se concrétiser, tandis qu'un projet de centrale fonctionnant au gaz naturel liquéfié est à l'étude

**Le gouvernement seychellois a créé en 1984 une entreprise publique, *Petro Seychelles Ltd*, chargée de la promotion et de la supervision des activités d'exploration pétrolière** dans la Zone Economique Exclusive (ZEE) de l'archipel. Plusieurs projets d'exploration pétrolière ont été mis en œuvre depuis les années 80 – notamment par les sociétés américaine *Amoco*, britannique *Enterprise Oil*, et australienne *WHL Energy Ltd* – mais sans succès.

**Une entreprise privée australienne, *Sub-Sahara Resources NL*, détient depuis 2018 un permis d'exploration *off-shore*** portant sur deux zones situées à l'est de Mahé et au nord de La Digue. Une entreprise publique japonaise, *Japanese National Oil Company (JOGMEC)*, détient également un permis d'exploration depuis 2013, renouvelé en 2016 et 2018.

**Le gouvernement étudie depuis 2018 (en partenariat avec la SFI, filiale de la Banque mondiale) la faisabilité de la construction d'une centrale thermique de 75 MW fonctionnant au gaz naturel liquéfié (GNL)** afin de diminuer sa dépendance envers les produits pétroliers. La *Public Utilities Corporation (PUC)*, promoteur du projet, évalue les investissements à près de 200 MUSD.

## Indicateurs régionaux : Océan Indien

Indicateurs Pays	Comores	Madagascar	Maurice	Seychelles
<i>Population (M hab.) ONU, 2020</i>	0,9	27,7	1,3	0,1
<i>Croissance démographique (%) ONU, 2015-2020</i>	2,2	2,7	0,2	0,7
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	160	161	13	100
<i>Indice de corruption - Transparency international 2020</i>	160	149	52	27
<b>Macroéconomie</b>				
<i>PIB (Mds USD) FMI, 2020</i>	1,2	13,2	10,9	1,1
<i>PIB/hab (USD) FMI, 2020</i>	1 355	462	8 619	11 701
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI, 2020</i>	-0,5	-6,1	-14,9	-12,9
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI, 2020</i>	0,8	4,2	2,5	1,2
<b>Finances Publiques</b>				
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI, 2020</i>	-1,0	-4,3	-11,9	-18,4
<i>Dettes publiques (%PIB) FMI, 2020</i>	22,3	46,0	96,9	96,5
<i>Dettes publiques extérieures (%PIB) FMI, 2020</i>	24,1	33,5	21,1	43,8
<b>Echanges</b>				
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED, 2019</i>	-14,8	-10,2	-23,5	-39,5
<i>Exportation française vers (MEUR)*</i>	35,6	378,0	554,8	56,2
<i>Importation française depuis (MEUR)*</i>	13,8	562,7	261,2	102,4
<i>Balance courante (%PIB) FMI, 2020</i>	-1,7	-5,3	-12,6	-29,5
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) FMI, 2019</i>	11,5	3,5	1,2	1,4
<i>Réserves de change (mois d'import) FMI, 2019</i>	5,9	3,5	7,9	2,0
<b>Développement</b>				
<i>IDH, BM, 2020</i>	0,55	0,53	0,80	0,80
<i>Espérance de vie à la naissance (2015-2020) ONU</i>	64,0	66,5	74,8	73,3
<i>Taux de pauvreté (&lt;1,90 USD/jours, %) BM</i>	17,6	77,6	0,2	1,1
<i>Emissions de CO2 par habitant (tonnes) BM 2014</i>	0,20	0,13	3,35	5,42
<b>Notation Dette Souveraine</b>				
S&P	-	-	-	-
Moody's	-	-	Baa2(-)	-
Fitch	-	-	-	B
<b>Politique Monétaire</b>				
<i>Taux directeur **</i>	1,04	-	1,85	4,94

## CONTACTS

### Kenya, Somalie, Burundi, Rwanda

Page pays : [Kenya](#) / [Somalie](#) / [Burundi](#) / [Rwanda](#)

Twitter : [DG Trésor Kenya](#)

Contact : Jérôme BACONIN [jerome.baconin@dgtrésor.gouv.fr](mailto:jerome.baconin@dgtrésor.gouv.fr)

En collaboration avec l'ambassade de France à Kigali : [quentin.dussart@diplomatie.gouv.fr](mailto:quentin.dussart@diplomatie.gouv.fr)

### Madagascar, Comores, Maurice, Seychelles

Page pays : [Madagascar](#) / [Seychelles](#) / [Maurice](#) / [Comores](#)

Twitter : [DG Trésor Madagascar](#)

Contact : Frédéric CHOBLET [frederic.choblet@dgtrésor.gouv.fr](mailto:frederic.choblet@dgtrésor.gouv.fr)

### Ethiopie, Erythrée, Djibouti

Page pays : [Ethiopie](#) / [Djibouti](#) / [Erythrée](#)

Contact : Anne-Brigitte MASSON [anne-brigitte.masson@dgtrésor.gouv.fr](mailto:anne-brigitte.masson@dgtrésor.gouv.fr)

### Ouganda, Soudan du Sud

Page pays : [Ouganda](#) / [Soudan du Sud](#)

Contact : Suzanne KOUKOU PRADA [suzanne.koukouprada@dgtrésor.gouv.fr](mailto:suzanne.koukouprada@dgtrésor.gouv.fr)

### Tanzanie

Page pays : [Tanzanie](#)

Contact : Annie BIRO [annie.biro@dgtrésor.gouv.fr](mailto:annie.biro@dgtrésor.gouv.fr)

### Soudan

Page pays : [Soudan](#)

Contact : Rafael SANTOS [rafael.santos@dgtrésor.gouv.fr](mailto:rafael.santos@dgtrésor.gouv.fr)

La direction générale du Trésor est présente dans plus de 100 pays à travers ses Services économiques.  
Pour en savoir plus sur ses missions et ses implantations : [www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international](http://www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international)



Responsable de la publication : Service économique de Nairobi  
([jerome.baconin@dgtrésor.gouv.fr](mailto:jerome.baconin@dgtrésor.gouv.fr)).

Rédacteurs : SER de Nairobi et SE de l'AEOI.

Pour s'abonner : [sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr](mailto:sary.zoghely@dgtrésor.gouv.fr)

Crédits photo : ©DGTresor