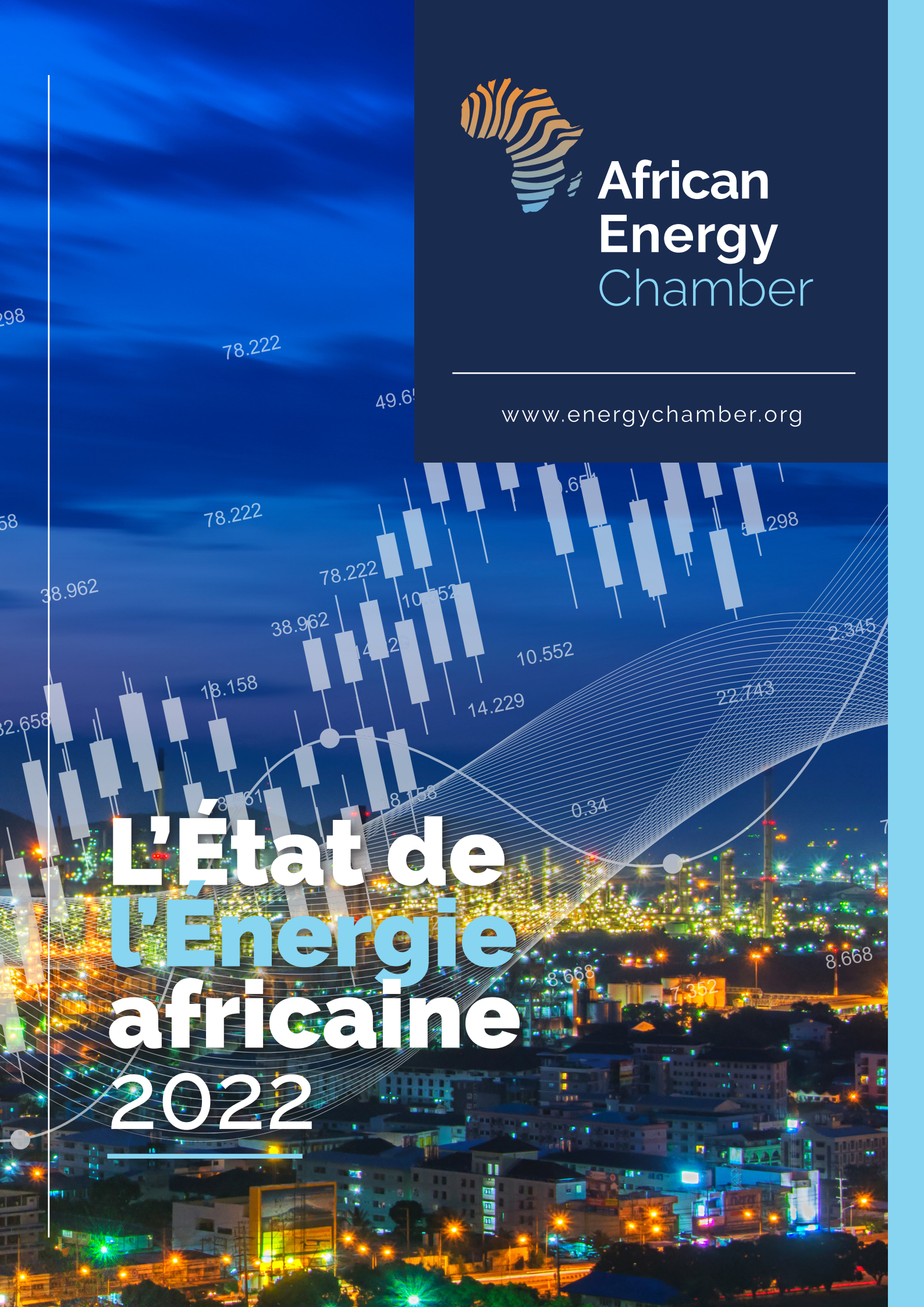




**African  
Energy  
Chamber**

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)

# L'État de l'Énergie africaine 2022





African  
Energy  
Chamber

**L'État de l'Énergie  
africaine 2022**

# Équipe de Production

**Président exécutif**

NJ Ayuk

**Vice-Président**

Verner Ayukegba

**Responsable Marketing & Communication**

Motheo Motlhanke

**Spécialiste du Marketing numérique**

Amina Williams

**Coordinateur des Communications**

Sipho Ndlovu

**Gestion de contenu, Analyse et Edition**

Andrés Vega

**Concepteur et concepter principal**

Ahmet Sağır



# L'état de l'Énergie africaine 2022

## Sommaire

<b>Avant-propos</b>	6
<b>Introduction</b>	8
<b>Points Clés</b>	9
<b>Chapitre Un</b>	
<b>Industrie en revue</b>	<b>10</b>
1.1. Aperçu du marché. La production de FTD devrait diminuer jusqu'en 2022 avec l'émergence d'un cycle vertueux d'investissement	10
1.2. Marché du pétrole. La COVID provoque une agitation sans précédent du marché pétrolier, les mesures de restriction/confinement liées à la COVID s'assouplissent au niveau mondial et les accords OPEP+ ont entraîné une reprise des prix du brut	16
1.3. Marché du gaz. Les prix du gaz devraient augmenter en raison d'une forte demande mondiale.	20
1.4. Impact de la COVID-19 sur l'industrie E&P	25
<b>Chapitre deux</b>	
<b>Examen en amont de l'Afrique</b>	<b>29</b>
2.1. État de l'industrie énergétique africaine en 2022	29
2.2. L'exploration prête à resurgir en 2022	38
2.3. Des projets de GNL pour stimuler les perspectives des services pétroliers en Afrique	44
<b>Chapitre trois</b>	
<b>Les majors sortent, les CPN acquièrent</b>	<b>34</b>
<b>Chapitre quatre</b>	
<b>Le financement de l'E&amp;P en Afrique pourrait devenir plus dépendant de l'Asie</b>	<b>58</b>
<b>Chapitre cinq</b>	
<b>ÉLECTRICITE &amp; MINÉRAUX</b>	<b>66</b>
5.1. Une année difficile pour l'économie et l'industrie de l'électricité en Afrique	67



5.2. Évolution du marché : le secteur électrique en Afrique en 2020 et 2021	70
5.2.1. Approvisionnement	70
5.2.2. Demande	74
5.4. Climat d'investissement et projets de pipeline	77
5.5. Scénarios de perspectives d'approvisionnement en électricité	79
5.5.1. Scénario 1 : Scénario BAU – flux d'investissement normaux	81
5.5.2. Scénario 2 : Éliminer la pauvreté énergétique d'ici 2030	81
5.5.3. Scénario 3 : Un mix « plus propre »	82

## Chapitre six

### **LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, LES MARCHÉS ÉNERGÉTIQUES EN AFRIQUE : ENJEUX ET OPPORTUNITÉS 83**

6.1. Transition énergétique et marchés énergétiques africains	83
6.2. L'impact du scénario Net Zero Emission (NZE) de l'AIE sur l'industrie énergétique africaine	86
6.3. Perspectives des énergies renouvelables	89
Photovoltaïque (PV)	89
Éolien	90
Hydroélectricité	92
Géothermie	94

## Chapitre sept

### **NOTRE STRATÉGIE POUR FOURNIR DE L'ÉLECTRICITÉ AU SERVICE DU DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE POUR TOUS 96**

7.1. Fournir de l'électricité qui stimule le développement économique pour tous	96
7.2. Pleins feux sur le gaz : Promouvoir activement le gaz naturel pour l'industrialisation de l'Afrique	97

## Chapitre huit

### **TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ET CHAÎNES DE VALEUR DES MINÉRAUX EN AFRIQUE 103**

8.1. La demande croissante	103
8.2. Part de l'Afrique dans l'offre mondiale	104
8.3. Approfondissement des liens de la chaîne de valeur des minéraux essentiels de l'Afrique	106

## Prefácio

Cher lecteur,

Le rapport de cette année sur L'état de l'énergie africaine 2022 ne ressemble à aucun de ceux que nous avons produits précédemment. L'année dernière a été une année extraordinaire pour l'industrie pétrolière et gazière alors que la pandémie de la COVID-19 a frappé la demande mondiale, entraînant une chute des prix du pétrole. Les entreprises ont réagi rapidement en réduisant leurs budgets et en retardant les décisions de sanction des projets à venir. La pandémie a également été particulièrement difficile pour de nombreux pays dans le monde, plus encore en Afrique. Le continent est entré dans sa première récession depuis des décennies, plusieurs économies africaines connaissant un net ralentissement de l'activité économique depuis le début de 2020 avec le déclenchement de la pandémie de coronavirus (COVID-19). Bien que nous ayons assisté à un rebond de l'activité économique, cette nouvelle dynamique de croissance sur le continent reste à la traîne par rapport à d'autres régions telles que l'Asie émergente en plein développement.

Les raisons des projections de croissance modestes sur le continent incluent le manque persistant d'accès à tous les vaccins importants (inégalité vaccinale) et la situation budgétaire plus faible de la plupart des gouvernements. À la fin de la mi-octobre 2021, moins de 5 % de la population adulte du continent avait été complètement vaccinée. Alors que le continent africain a enregistré relativement moins de cas de virus et de décès, la pandémie a plusieurs conséquences socio-économiques imprévues, notamment pour le secteur énergétique du continent. Le déclin économique induit par la pandémie a affecté négativement les progrès réalisés en matière d'électrification en Afrique. Les sociétés pétrolières et gazières et les services publics, par exemple, ont été confrontés à de graves difficultés financières en



raison du gel des investissements.

Au cours de la même période, les gouvernements internationaux, les investisseurs et les gouvernements ont appelé à faire plus pour lutter contre la menace existentielle du changement climatique - un événement clé cette année sera le Sommet COP26 des Nations Unies sur le climat à Glasgow, en Écosse.

Ces priorités changeantes ont reflété l'attention accrue portée aux questions environnementales, sociales et de gouvernance (ESG) par les actionnaires et les investisseurs, qui s'est manifestée par divers engagements en faveur du Net Zero

Emission (NZE). À l'avenir, les projets énergétiques, en particulier le pétrole et le gaz en amont, seront soumis à davantage de pressions pour montrer leur « réputation verte » afin d'attirer des financements.

Dans ce contexte, le rapport sur l'état de l'énergie en Afrique 2022 évalue la chaîne de valeur énergétique englobant les besoins d'investissement en amont, à mi-parcours et en aval, en particulier à la lumière des chocs de marché liés à la pandémie et des opportunités qui s'y présentent.

Ces Perspectives sur l'État de l'Énergie africaine 2022 démontrent que tout n'est pas perdu, particulièrement pour le continent africain. Il y a au moins trois raisons pour lesquelles certaines des prévisions négatives concernant le pétrole et le gaz en Afrique et l'industrie énergétique au sens large doivent être mises en perspective. Premièrement, l'activité d'exploration dans la région devrait augmenter progressivement jusqu'aux niveaux de 2019, bien que bien en deçà des niveaux d'avant 2015. L'activité greenfield devrait continuer d'augmenter pour le reste de cette décennie, car de nombreux projets de GNL en Afrique de l'Est commencent à attirer des investissements. Les investissements greenfield offshore en Afrique subsaharienne devraient également augmenter avec la reprise des activités de sanction. Six cycles de licences devraient se terminer avant la fin de 2021, avec environ 92 blocs proposés, tandis que quatorze autres devraient se clôturer en 2022.

Deuxièmement, un changement clé visible en Afrique est que le continent devrait sanctionner plus de ressources gazières que la dernière décennie, qui se concentrait principalement sur les projets de pétrole brut. En raison de la pauvreté énergétique en Afrique, les objectifs nets zéro ne sont pas au premier plan des préoccupations de la plupart des pays. Au lieu de cela, fournir suffisamment d'énergie pour répondre aux besoins de base de la population est primordial. Les abondantes réserves de gaz naturel de 600 trillions de pieds cubes (Tcf) de l'Afrique peuvent aider à répondre à la future demande énergétique du continent et jouer un rôle clé dans l'électrification dans divers pays en raison de son accessibilité. La production d'électricité au gaz peut permettre de s'éloigner d'autres combustibles conventionnels plus polluants et d'accompagner la transition énergétique.

Troisièmement, des mesures rapides pour atteindre le NZE à tout prix auront un impact négatif grave

sur les secteurs énergétiques de l'Afrique, qui sont une source essentielle d'emplois et d'acquisition de devises étrangères. L'Afrique reste parmi les moins émetteurs de CO<sub>2</sub> – et d'autres gaz à effet de serre – dans le monde. La transition est moins une question de choix technologiques et énergétiques que de moyens de subsistance durables pour les millions de personnes qui vivent sur le continent africain. L'augmentation de la demande de métaux pour batteries va perturber les chaînes d'approvisionnement mondiales et ouvrir de nouvelles opportunités de marché pour les pays du monde entier, en particulier en Afrique.

Enfin, pour ce qui est de faire des affaires sur le continent, nous devons réduire les formalités administratives pour faciliter la vie des Africains, des entreprises et des investisseurs qui travaillent dur pour travailler et développer le secteur de l'énergie. Nous savons par expérience que cela réduira le coût des affaires, accélérera les approbations et améliorera la vie des Africains. Nous ne devons jamais avoir honte de soutenir une industrie qui a tant apporté à l'Afrique et qui continuera à sortir des personnes de la pauvreté et à réduire la dépendance à l'égard de l'aide étrangère.

Le message principal du rapport de cette année est que l'Afrique a une belle opportunité de tirer parti de toutes les ressources énergétiques à sa disposition pour soutenir son programme de relance économique post-COVID, combler le fossé d'accès et lutter contre la pauvreté. Cet impératif ne doit pas nous échapper.

J'espère que vous prendrez plaisir à lire le rapport.

Merci,

NJ Ayuk  
Président  
Chambre Africaine de l'Énergie







## Points Clés

- La création de flux de trésorerie disponible (FTD) et les recettes d'hydrocarbures étatiques ont diminué d'un peu moins de 50 % en 2020-2022
- Création des flux de trésorerie disponible les plus élevés attendue en 2021, soutenue par l'amélioration des prix des matières premières et la réduction des investissements en capital
- Augmentation des activités de sanction et d'investissement en 2022, diminuant les flux de trésorerie disponible de 15 %
- Les perspectives à court terme suggèrent un bon équilibre entre l'offre et la demande pour le reste de 2021, mais une offre excédentaire si l'OPEP+ atteint ses nouveaux objectifs d'approvisionnement
- Il pourrait y avoir une correction des prix de référence à partir de 2022+ si des volumes supplémentaires de l'OPEP+ entraînent une offre supérieure à la demande
- La demande et l'offre se redressent après avoir subi un coup dur en 2020 en raison de la COVID-19 et d'une pénurie de l'offre en 2021
- Les principaux prix de référence resteront à la hausse en raison de nouveaux retards d'approvisionnement en GNL, illustrés par la récente escalade des prix du gaz en 2021, également impactés par les flux des gazoducs
- On estime que la COVID-19 et la perturbation des marchés mondiaux qui s'ensuit ont anéanti près de 150 milliards de dollars américains de dépenses d'exploration et de développement en Afrique entre 2020 et 2025
- Au cours des 12 à 15 derniers mois, de plus en plus d'entreprises et en particulier de majors ont annoncé des révisions stratégiques mettant davantage l'accent sur la transition énergétique, réduisant leurs émissions de carbone et, ce faisant, réduisant leurs dépenses respectives en amont à l'avenir
- Alors que 2021 devrait voir des investissements en amont légèrement plus élevés totalisant un peu plus de 33 milliards de dollars en 2019 en Afrique, la baisse estimée des dépenses en amont africaines au cours des années 2022 à 2025 est proche de 34 milliards de dollars par rapport aux estimations de la fin de l'année 2020
- Les dépenses de capital en amont réduites de moitié, passant de plus de 60 milliards de dollars en 2014 à environ 33 milliards de dollars d'activités de forage devraient tomber à environ 950 puits par an en 2022 par rapport aux 1475 puits forés en 2012
- La demande de plates-formes offshore en 2021 a diminué de 22 % par rapport à 2020, mais la demande en 2022 devrait doubler par rapport aux niveaux de 2021, ce qui indique un marché chargé pour les fournisseurs de services de forage
- Alors que 2020 a connu le deuxième plus faible volume découvert au cours de la dernière décennie, jusqu'à présent en 2021, des volumes beaucoup plus faibles ont été découverts
  - Un seul puits à fort impact a été foré en 2021, ce qui a entraîné des flux de pétrole non commerciaux ; 3 autres devraient être forés avant la fin de l'année
  - Une année beaucoup plus encourageante est prévue en 2022 avec 13 puits à fort impact qui devraient être forés
- 6 cycles de licences devraient se conclure avant la fin de 2021, avec environ 92 blocs proposés. En 2022, 14 rounds devraient être clôturés, bien que 7 de ces rounds restent incertains
- Les majors se départissent d'actifs de pétrole brut à forte intensité de carbone pour atteindre les objectifs de neutralité carbone en vendant aux CPN et aux CPNI, dans un paysage d'acteurs en évolution
- Les CPN acquièrent des actifs de pétrole brut majeurs
- Les majors européennes devraient augmenter leur production de gaz avec l'intention de puiser sur les marchés mondiaux grâce à la production de GNL
- Les gouvernements du G20 allouent 123 milliards de dollars de financement du secteur public à l'Afrique et au Moyen-Orient à partir de 2013-2019
- Les institutions financières européennes sont les plus réticentes à investir dans des projets liés aux énergies fossiles
- Les institutions financières asiatiques devraient rester les principales sources de financement des projets d'énergies fossiles en Afrique

## 1.1. Aperçu du marché. La production de FTD devrait baisser jusqu'en 2022 avec l'émergence

**La création de flux de trésorerie disponible (FTD) et les recettes publiques d'hydrocarbure ont diminué d'un peu moins de 50 % en 2020**

**Création de flux de trésorerie disponible les plus élevés attendue en 2021 soutenue par l'amélioration des prix des matières premières et des investissements de capitaux diminués**

**Augmentation des activités de sanction et d'investissement en 2022, diminuant le flux de trésorerie disponible de 15 %**

La création de flux de trésorerie disponible (FTD) et les recettes publiques d'hydrocarbure ont diminué d'un peu moins de 50 % en 2020

Création de flux de trésorerie disponible les plus élevés attendue en 2021 soutenue par l'amélioration des prix des matières premières et des investissements de capitaux diminués

Augmentation des activités de sanction et d'investissement en 2022, diminuant le flux de trésorerie disponible de 15 %

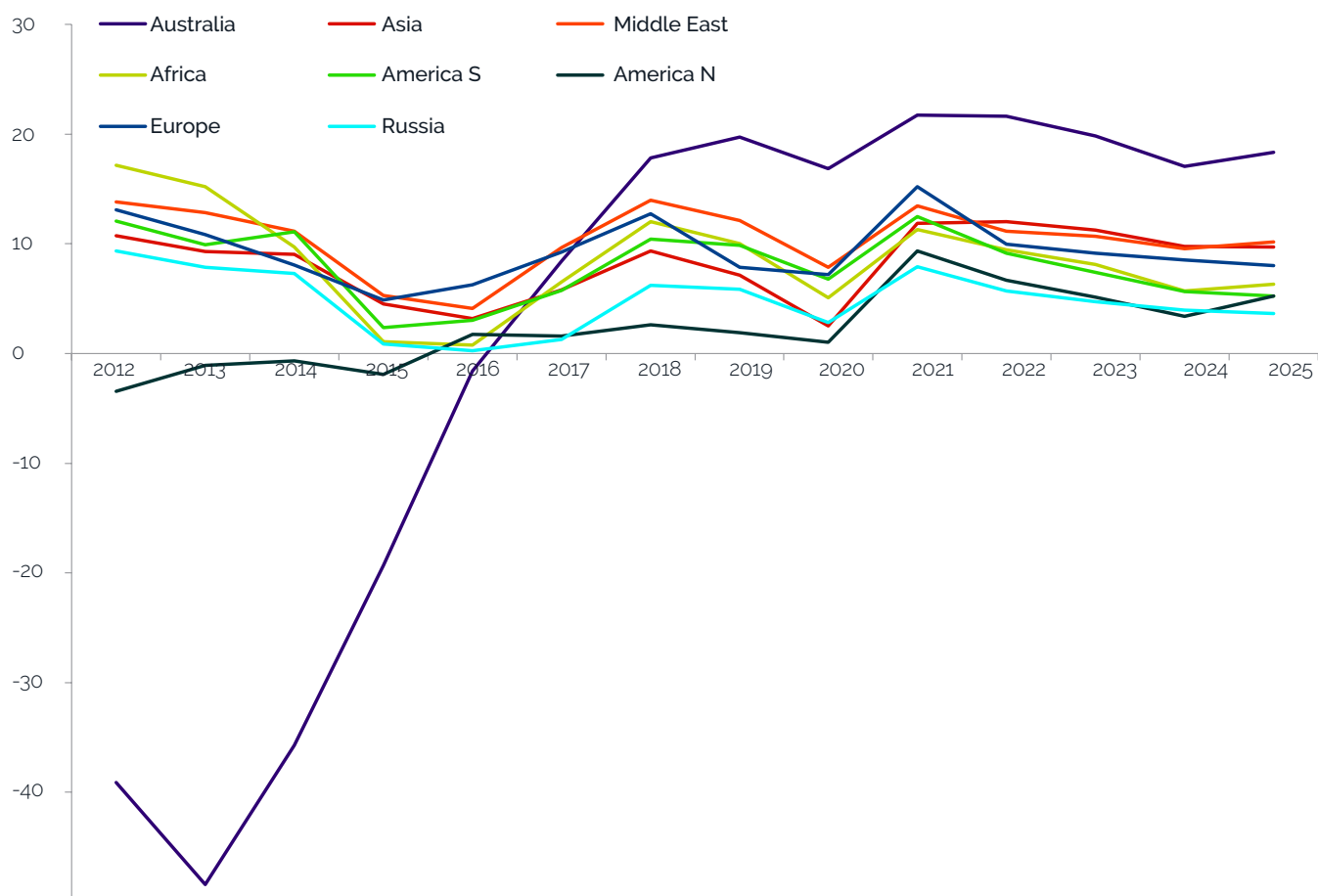
L'année dernière a été une année extraordinaire pour l'industrie pétrolière et gazière, car la COVID-19 a frappé la demande mondiale, entraînant par conséquent une chute des prix du pétrole. Les entreprises ont réagi rapidement en réduisant leurs budgets et en retardant les décisions de sanction des projets à venir. De telles mesures ont aidé les exploitants à résister à la tempête et ont mis les entreprises en position de récolter les bénéfices dans les années à venir. Cette année devrait être une année record en termes de création de flux de trésorerie disponible. La création mondiale de flux de trésorerie disponible pour toutes les sociétés cotées en bourse est estimée à plus de 350 milliards de dollars, soutenue par l'augmentation des prix du pétrole. La majeure partie de l'augmentation devrait provenir de l'Amérique du Nord, tandis que l'Afrique devrait contribuer à environ 24 milliards de dollars du total. Il reste un risque à la baisse sur les prix du pétrole en 2022 et nous estimons donc que les flux de trésorerie disponibles diminueront à environ 300

milliards de dollars en 2022 dont 17 milliards proviendront de l'Afrique, ce qui reste toujours au-dessus du niveau de 2019 de 220 milliards de dollars.

Lorsque l'on observe les tendances de la figure 1.1.1 où le flux de trésorerie disponible généré par baril d'équivalent pétrole est illustré par continent, tous les continents devraient générer des flux de trésorerie disponibles positifs à l'avenir. Les activités d'investissement plus élevées en Australie et aux États-Unis étaient responsables des flux de trésorerie négatifs au cours de la période 2012 à 2015, mais des investissements majeurs dans le passé et des sanctions retardées ont ramené les continents à une position de flux de trésorerie disponible positive. L'Australie devrait générer les flux de trésorerie disponibles les plus élevés de plus de 20 dollars/bep, suivie par l'Europe générant 15 dollars/bep en 2021. Alors que l'Australie devrait générer plus de 18 dollars/bep à court terme, les flux de trésorerie par baril de l'Afrique devraient diminuer progressivement de 11 dollars/bep en 2021 à 6,5 dollars/bep en 2025. Globalement, les principaux contributeurs ayant fait de 2021 une année record sont les États-Unis, générant environ 10 dollars/bep en 2021 par rapport à 1 dollar/bep en 2020. Le flux de trésorerie par baril de l'Amérique du Nord devrait chuter à environ 5 dollars/bep en 2025 par rapport aux niveaux actuels de 9,5 dollars/bep. Au début du prochain cycle d'investissement, la création de flux de trésorerie disponible devrait diminuer progressivement à court terme.

**Figure 1.1.1 : Industrie en revue – Aperçu du marché**

Évolution des flux de trésorerie disponible en amont par continent – USD/bep nominal



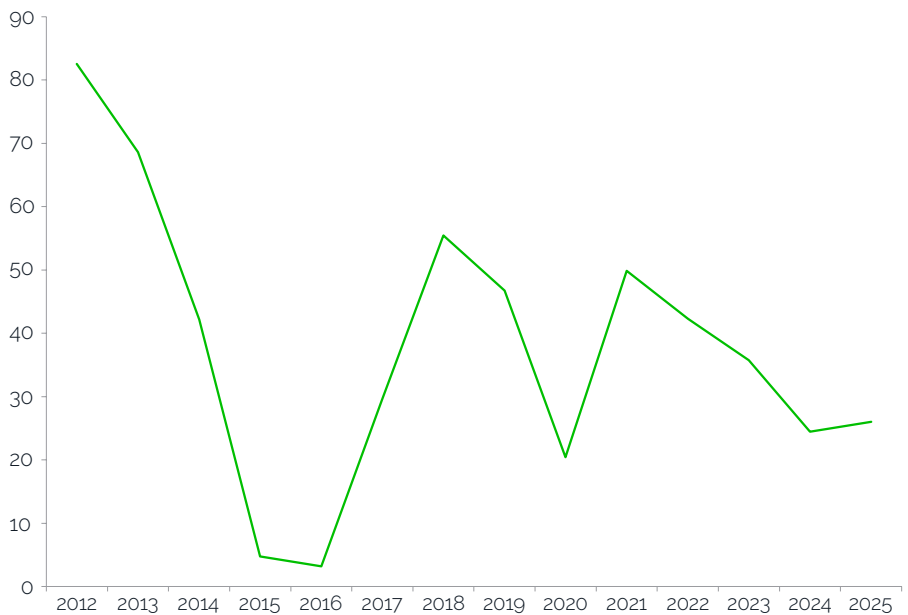
L'Afrique est plus en ligne avec les autres continents et le flux de trésorerie disponible cumulé de tous les projets africains est illustré sur la figure 1.1.2. En 2021, le continent devrait générer des flux de trésorerie disponibles d'environ 50 milliards de dollars, légèrement en deçà des niveaux de 2018 de 55 milliards de dollars. Avec une réponse rapide des entreprises, l'onde de choc en 2020 a été moins grave que celle du crash de 2015. Cependant, le rebond devrait être limité à 2021, car la création de flux de trésorerie disponibles commence à diminuer à mesure que davantage de ressources sont sanctionnées et que les niveaux d'investissement augmentent. Cela conduit à une baisse attendue de 15 % de la création de flux de trésorerie disponible en 2022. Dans la première moitié de cette décennie, nous estimons que le plus grand volume de ressources sera sanctionné en 2024, avec plus de la moitié comprenant des projets en eaux profondes offshore et en eaux ultra-profondes.

L'activité d'exploration dans la région devrait augmenter progressivement jusqu'aux niveaux de 2019, mais bien en deçà des niveaux d'avant 2015. La reprise est principalement tirée par l'exploration au Ghana et en Angola. Cependant, on s'attend à ce que l'activité greenfield continue d'augmenter pour le reste de la décennie, car de nombreux projets de GNL en Afrique de l'Est commencent à attirer des investissements. Les nouveaux investissements offshore en Afrique sub-saharienne devraient également augmenter avec la reprise de l'activité de sanction. Un changement de tendance clé qui est clairement visible en Afrique est que le continent devrait sanctionner davantage de ressources en gaz par rapport à la dernière décennie, qui se concentrerait principalement sur les projets de pétrole brut.

Source: Rystad Energy UCube August 2021

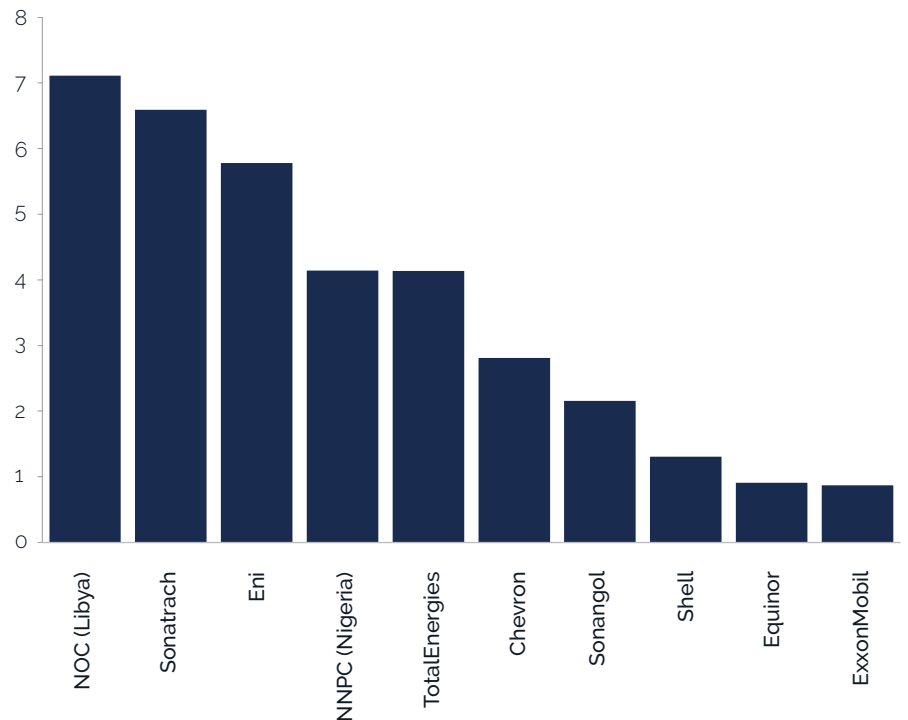
La figure 1.1.3 ventile les flux de trésorerie disponibles attendus respectivement en 2021 et 2022 pour les 10 principales entreprises actives en Afrique. Avec l'amélioration des prix des matières premières et la reprise de la production dans des pays comme la Libye, la liste est dominée par les compagnies pétrolières nationales et les Majors. Les compagnies pétrolières nationales de Libye (CPN Libye) et d'Algérie (Sonatrach) sont les principaux contributeurs pour les deux années et Eni étant le plus gros contributeur parmi les Majors. Les flux de trésorerie de BP s'améliorent considérablement grâce à l'augmentation de la production de sa base d'actifs en Égypte et Rosneft figure également sur la liste en 2022.

**Figure 1.1.2 : Industrie en revue – Aperçu du marché**  
Évolution du FTD en amont et prévisions jusqu'en 2025, Afrique –  
Milliards de dollars nominaux



La figure 1.1.4 illustre l'évolution des flux de trésorerie disponibles engrangés par les gouvernements en Afrique. Divers paramètres fiscaux tels que les royalties, le solde de production et d'autres taxes contribuent à ces flux de trésorerie. Ceux-ci varient en fonction de différents paramètres tels que la production, la rentabilité et les prix des matières premières, en fonction des régimes fiscaux des pays respectifs. Bien que ces flux de trésorerie restent bien inférieurs aux niveaux de 2012, ils devraient rebondir vers les niveaux de 2019 d'environ 100 milliards de dollars cette année, contre 55 mil-

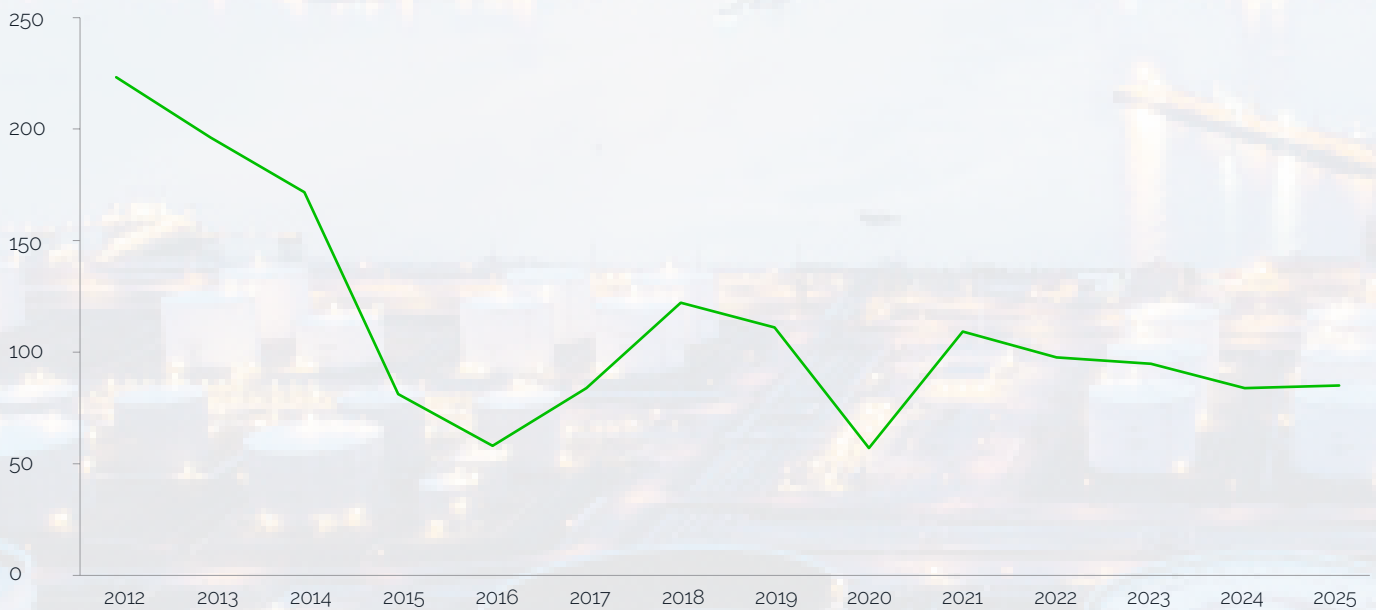
**Figure 1.1.3 : Industrie en revue – Aperçu du marché**  
Top 10 des entreprises d'ici 2021 flux de trésorerie disponibles en  
Afrique – en milliards de dollars nominaux



Source: Rystad Energy UCube August 2021



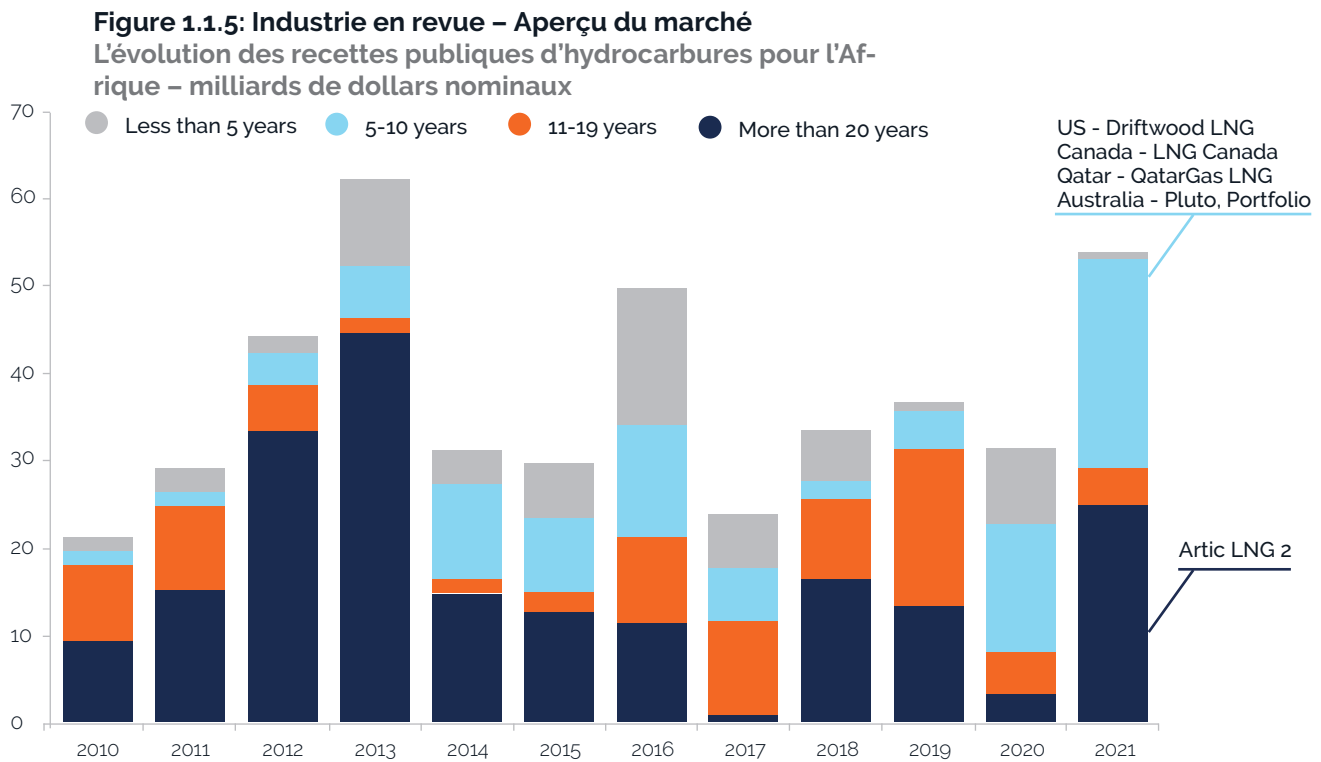
**Figure 1.1.4 : Industrie en revue – Aperçu du marché**  
Évolution des recettes publiques d'hydrocarbures pour l'Afrique – milliards de dollars nominaux



Récemment, le marché au comptant au sein du marché du gaz est devenu très actif en raison des conditions actuelles du marché telles que les prix élevés du gaz en Asie et en Europe. Nous avons en effet observé plus d'activité sur le marché au comptant cependant, en ce qui concerne la sanction des projets de GNL, les exploitants continuent de signer des accords à long terme pour éviter les incertitudes. Auparavant, il avait été remarqué que les projets de GNL étaient sanctionnés après la réservation d'au moins 85 % de la capacité du projet dans le cadre de contrats à long terme, mais cela a récemment diminué. Une autre tendance intéressante est le

passage de la signature de contrats de 20 ans à la signature de contrats de 5 à 10 ans. Cependant, même en ces temps de forte activité sur le marché du gaz au comptant, les contrats à long terme continuent de détenir une valeur importante, comme le montre la figure 1.1.5. En 2021, plus de 50 millions de tonnes de contrats GNL à long terme ont été signés, ce qui est comparable aux niveaux de 2016. Driftwood LNG aux États-Unis, LNG Canada au Canada, Qatar LNG au Qatar, Arctic LNG 2 en Russie et Pluto LNG en Australie sont quelques exemples de projets qui ont signé de tels accords à long terme.

Source: Rystad Energy UCube August 2021



Source: UCube August 2021

De nombreux pays africains dépendent encore des hydrocarbures pour leurs revenus d'exportation et leur consommation intérieure. En Afrique du Nord, l'Algérie est l'un de ces pays qui est un exportateur majeur de gaz vers l'Europe et produit d'importants volumes de brut. En Afrique subsaharienne, le Nigeria et l'Angola produisent tous deux chaque année plus d'un million de barils par jour de pétrole brut, tandis que des pays comme la Mauritanie et le Sénégal détiennent de vastes ressources gazières découvertes. En Afrique de l'Est, des pays comme l'Ouganda et le Kenya devraient commencer leurs premiers développements de pétrole brut dans la seconde moitié de la décennie et le Mozambique et la Tanzanie s'efforcent de commercialiser les ressources gazières.

---

# L'Afrique est une puissance

**Rejoignez-nous à la pointe de l'industrie énergétique africaine.**

Nous nous appuyons sur l'expérience, l'expertise et la force collective de nos membres pour diriger activement l'élaboration des politiques, le partage des meilleures pratiques et l'utilisation des ressources pour créer de la valeur pour les Africains.

**Ensemble, nous pouvons façonner l'avenir énergétique de l'Afrique.**

---



**African  
Energy  
Chamber**

---

En savoir plus  
[www.energychamber.org/members](http://www.energychamber.org/members)

Envoyez-nous un courriel à  
[members@energychamber.org](mailto:members@energychamber.org)

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)

## 1.2. Marché du pétrole. La COVID provoque des turbulences sans précédent sur le marché du pétrole, les mesures de confinements liés à la COVID s'assouplissent à l'échelle mondiale et les accords de l'OPEP+ ont entraîné une reprise des prix du brut

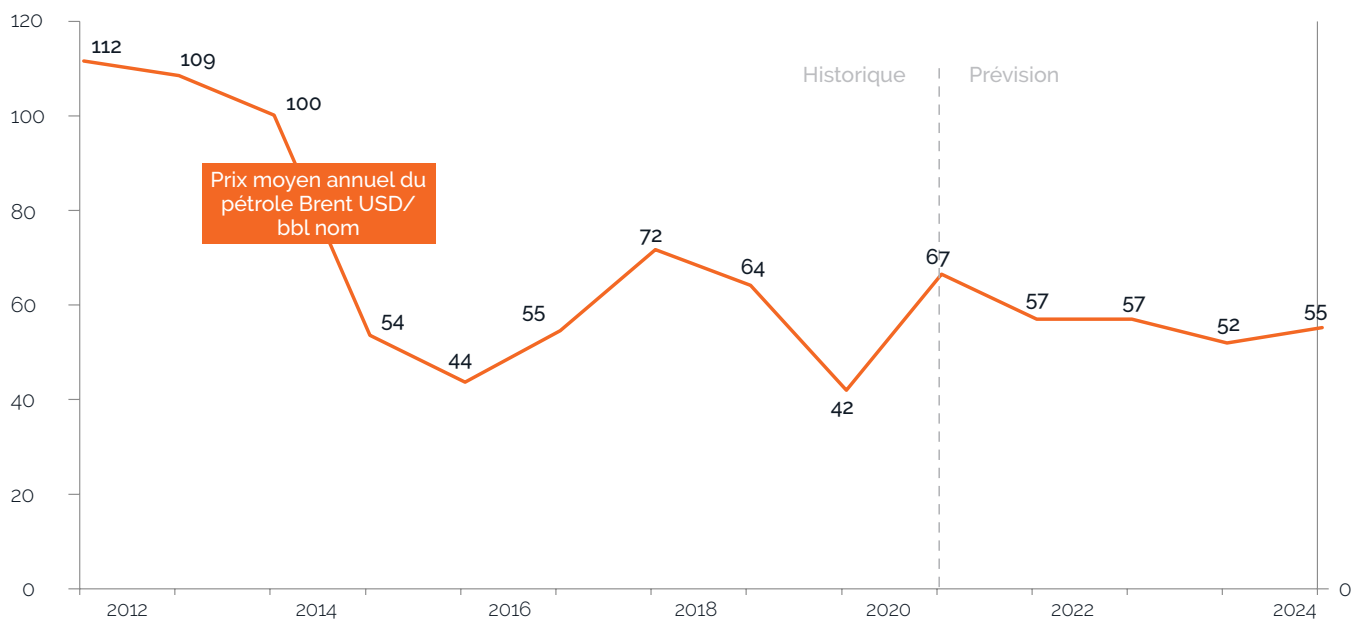
Les perspectives à court terme suggèrent un bon équilibre entre l'offre et la demande pour le reste de 2021 mais une offre excédentaire si l'OPEP+ atteint ses nouveaux objectifs d'approvisionnement

Il pourrait y avoir une correction des prix de référence à partir de 2022+ si des volumes supplémentaires de l'OPEP+ entraînent une offre supérieure à la demande

2021 a jusqu'à présent été l'année de la reprise des prix du pétrole brut après que la COVID-19 les aie faits chuter en 2020. Les mesures de confinements se sont progressivement assouplies dans le monde entier et ont entraîné la levée des restrictions de transport. Entre 2019 et 2020, la demande mondiale de pétrole a connu une contraction annuelle moyenne d'environ 9 mil-

lions de barils par jour, qui devrait se redresser d'environ 5,15 millions de barils par jour en 2021. La figure 1.2.1 illustre l'impact sur le prix moyen du pétrole Brent par an, ainsi que la projection de la meilleure estimation vers 2025.

**Figure 1.2.1: Oil price outlook**  
(Brent USD/bbl nominal)



Source: Rystad Energy Ucube August 2021

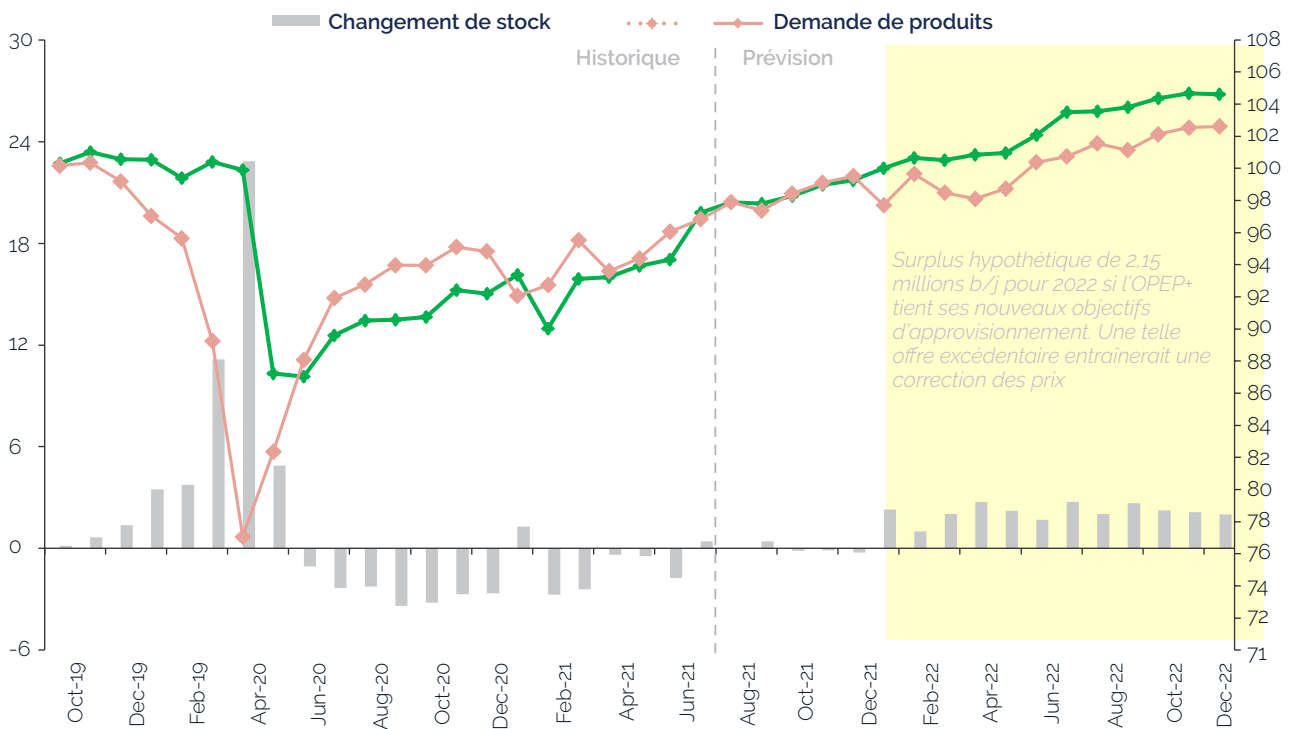


La figure 1.2.2 illustre les déséquilibres du marché d'un mois à l'autre avec la constitution ou le retrait de stocks correspondants. Le marché a connu un mois d'avril 2020 désastreux avec des turbulences sans précédent résultant de l'impact des mesures de confinement sur diverses économies, dont l'effet a été aggravé par l'augmentation de la production de l'OPEP et de la Russie, entraînant une situation de surproduction d'environ 23 millions de barils par jour. Les fournisseurs du monde entier

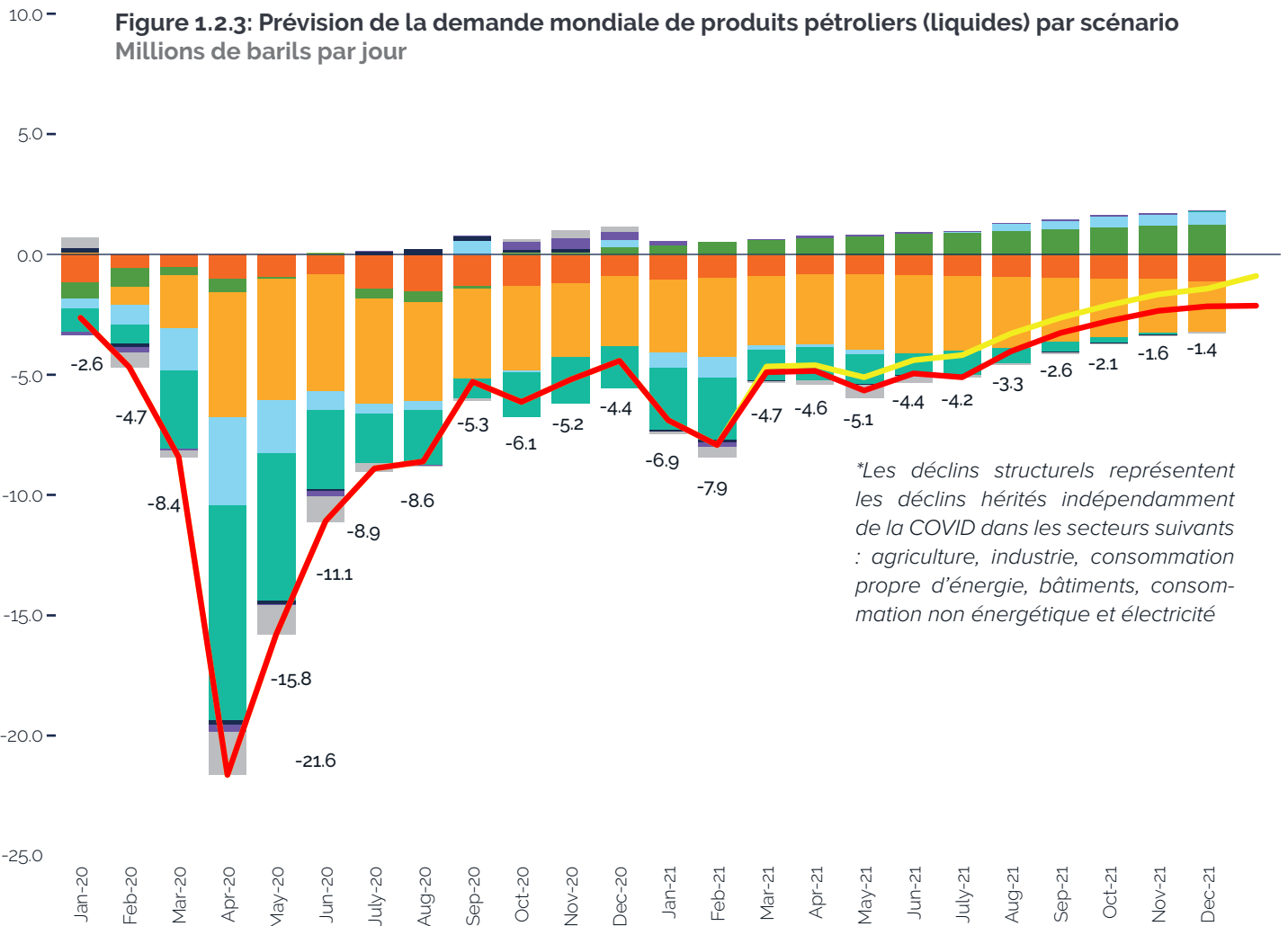
ont réagi au surplus d'offre et aux prix négatifs en réduisant la production. L'OPEP+ et les réductions de production imposées par le gouvernement ont permis de rétablir un certain équilibre par rapport à la situation d'offre excédentaire de 2020. Par la suite, l'équilibre offre-demande a été rétabli ou plutôt déplacé vers un marché sous-alimenté avec l'entrée en vigueur des restrictions. Le reste de l'année 2020 a vu l'offre d'hydrocarbures chuter à une moyenne de 90

millions de barils par jour, la demande se redressant progressivement pour atteindre une moyenne de 91,6 millions de barils par jour. Les quotas de production de l'OPEP+ sont restés en place et les restrictions de verrouillage se sont assouplies au début de 2021, ce qui a entraîné une baisse de l'offre d'hydrocarbures légèrement inférieure à la demande.

**Figure 1.2.2: Bilans mondiaux de l'offre et de la demande de pétrole : scénario de base actuel**  
Millions de barils par jour



Source: Rystad research and analysis; OilMarketCube

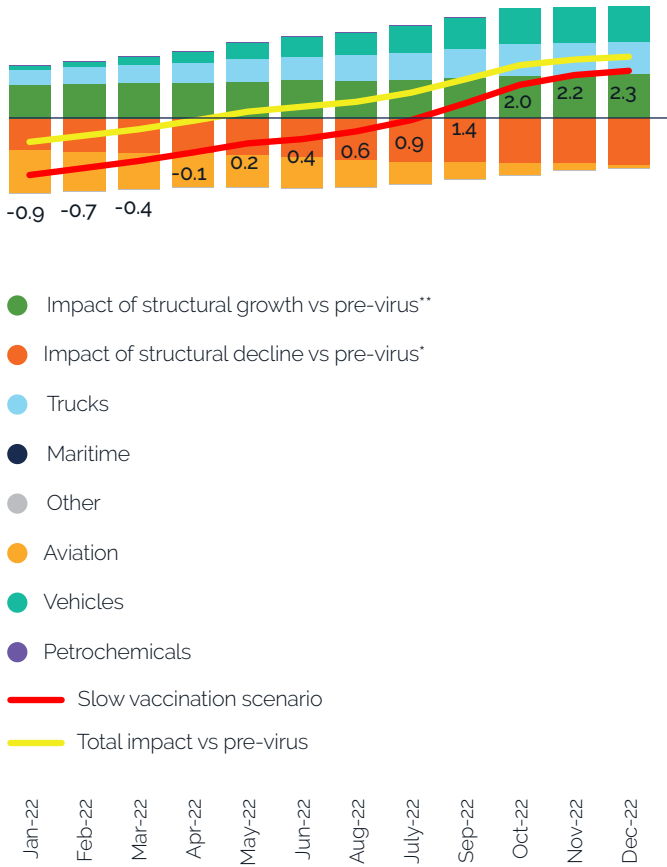


Début 2021 a retrouvé un nouvel équilibre, mais la deuxième vague de COVID-19 en Europe et en Asie a créé de nouvelles turbulences. Les effets durables de cette deuxième vague en Europe et les nouveaux foyers dans les pays asiatiques ont ralenti la reprise de la demande de pétrole au 1S21. Cependant, on peut s'attendre à ce que la reprise de la demande s'accélère au second semestre de l'année, induite par une mobilité interne accrue à mesure que les taux de personnes vaccinées augmentent dans le monde. Bien qu'une augmentation saisonnière de l'activité aérienne soit actuellement observée, les niveaux de demande mondiale de carburéacteur restent substantiellement

faibles et les restrictions de l'aviation internationale compromettent une reprise rapide de la demande de carburéacteur. Globalement, 2021 devrait connaître une situation équilibrée où l'offre correspond à la demande.

Jusqu'à présent, au second semestre 2021, la Chine a connu une augmentation des cas de COVID-19 et certaines régions de l'Inde affichent une tendance inquiétante des cas de COVID-19, avec des risques de restrictions supplémentaires toujours présents. En tant que tel, à l'horizon 2022, il reste une certaine incertitude quant au déroulement de l'épidémie de virus, à la réaction des économies, et in fine à l'impact sur les marchés pétroliers. Alors que les ex-

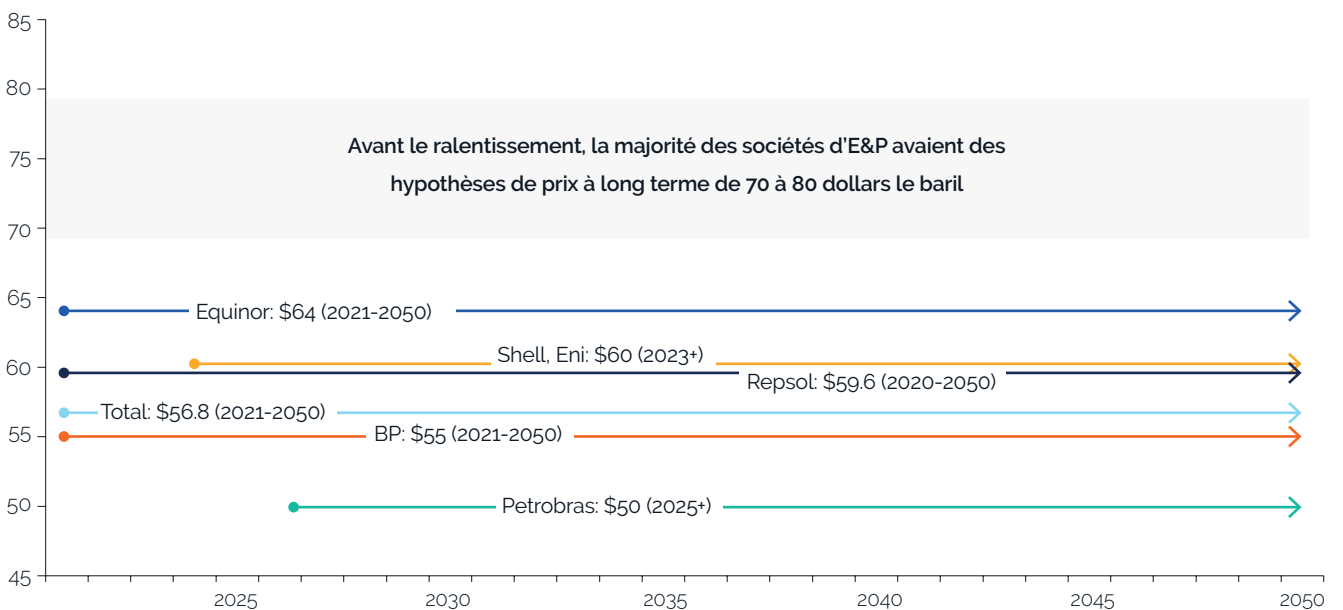
perts de la santé du monde entier suggèrent que la vaccination est l'une des barrières les plus solides contre la propagation du virus, une tendance lente à la vaccination peut être dangereuse. La figure 1.2.3 illustre une vue potentielle de ce qui peut arriver si le processus mondial de vaccination connaît une lente progression entraînant une propagation supplémentaire du virus. La base view est une augmentation progressive de la demande tout au long de 2021 pour atteindre les niveaux de demande d'avant COVID d'ici la fin de 2021.



À condition que les perspectives de demande soient conformes à la base view, le décalage devrait devenir très apparent en 2022 si l'OPEP+ s'en tient à son plan actuel d'augmenter la production de 400 000 b/j par mois, puis d'introduire des quotas plus élevés pour les « 5 Élus » – Arabie saoudite, Russie, Irak, Koweït et Émirats arabes unis – en mai 2022.

Dans l'ensemble, parmi les anticipations de prix du pétrole des principaux E&P, le consensus général semble être une révision à la baisse des perspectives de prix du pétrole, mais l'opinion générale est que le prix restera au nord de 50 \$US/bbl. Un tel niveau de prix est appuyé par le coût de mise sur le marché de nouveaux volumes. La figure 1.2.4 compare les perspectives de prix du pétrole communiquées d'après les dernières actualités.

Figure 1.2.4: Des hypothèses de prix du pétrole à long terme très similaires entre les majors  
Dollars américains par baril



Source: Rystad Energy research and analysis

## 1.3. Marché du gaz : Les prix du gaz devraient augmenter grâce à une forte demande mondiale.

**La demande et l'offre se redressent après avoir subi un coup dur en 2020 en raison de la COVID-19 et d'une pénurie d'approvisionnement en 2021**

**Les principaux prix de référence resteront à la hausse en raison de nouveaux retards d'approvisionnement en GNL, illustrés par la récente escalade des prix du gaz en 2021, également impactés par les flux des gazoducs**

La demande et la production de gaz ont tous deux augmenté de manière constante au cours de la dernière décennie, ce qui représente une tendance qui devrait se poursuivre à mesure que les efforts mondiaux de décarbonation s'intensifient. Cependant, l'année dernière a connu une baisse en raison des restrictions liées à la COVID-19 affectant la demande et l'offre de gaz, qui ont chuté respectivement de 3 % et 4 %. Comme l'illustre la figure 1.3.1, la majorité de la réduction de la production de gaz est venue de Russie, suivie par l'Amérique du Nord. La demande en provenance d'Asie est restée résiliente tout en diminuant légèrement pour la plupart des autres continents, notamment l'Amérique du Nord, la Russie et le Moyen-Orient.

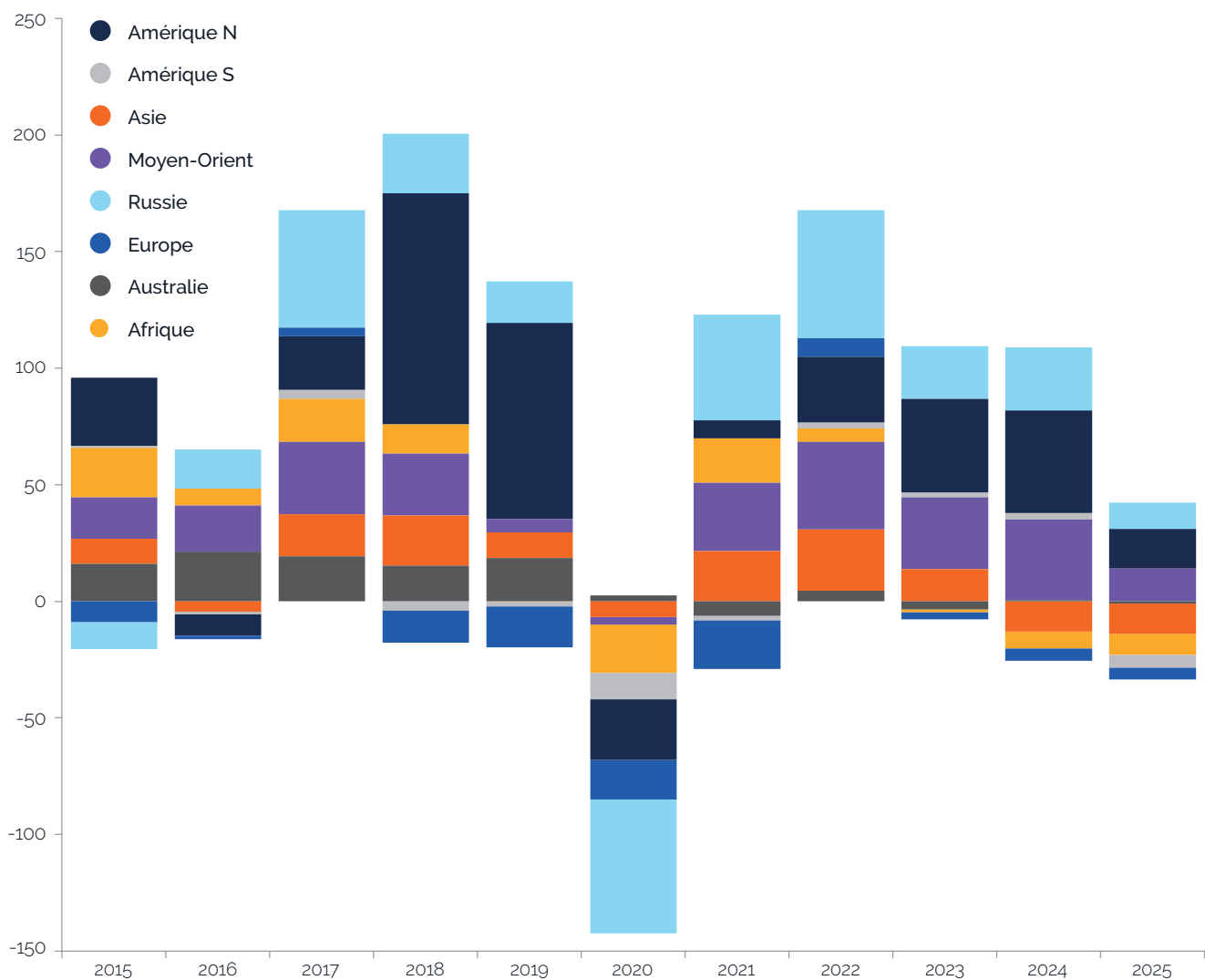
Outre les réductions immédiates de la production de gaz, plusieurs projets de

GNL ont également subi des retards de sanction et de début de production. Un de ces cas est le projet de 13 Mt/a de Mozambique LNG dans la zone 1, dont le démarrage est susceptible d'être considérablement retardé car le pays fait face à des menaces d'insurrection. Cela dit, le projet devrait toujours aller de l'avant et son statut reste suspendu. La sanction de l'autre projet de la zone 4, l'installation Rovuma de 15 Mt/a, a également été retardée. En raison des retards d'approvisionnement en GNL, les perspectives à long terme pour les prix du TTF et du GNL en Asie ont augmenté et un pic du prix du gaz est attendu en 2025. Alors que de nouveaux projets seront mis en service d'ici 2027, les prix du gaz subiront une certaine pression à la baisse.





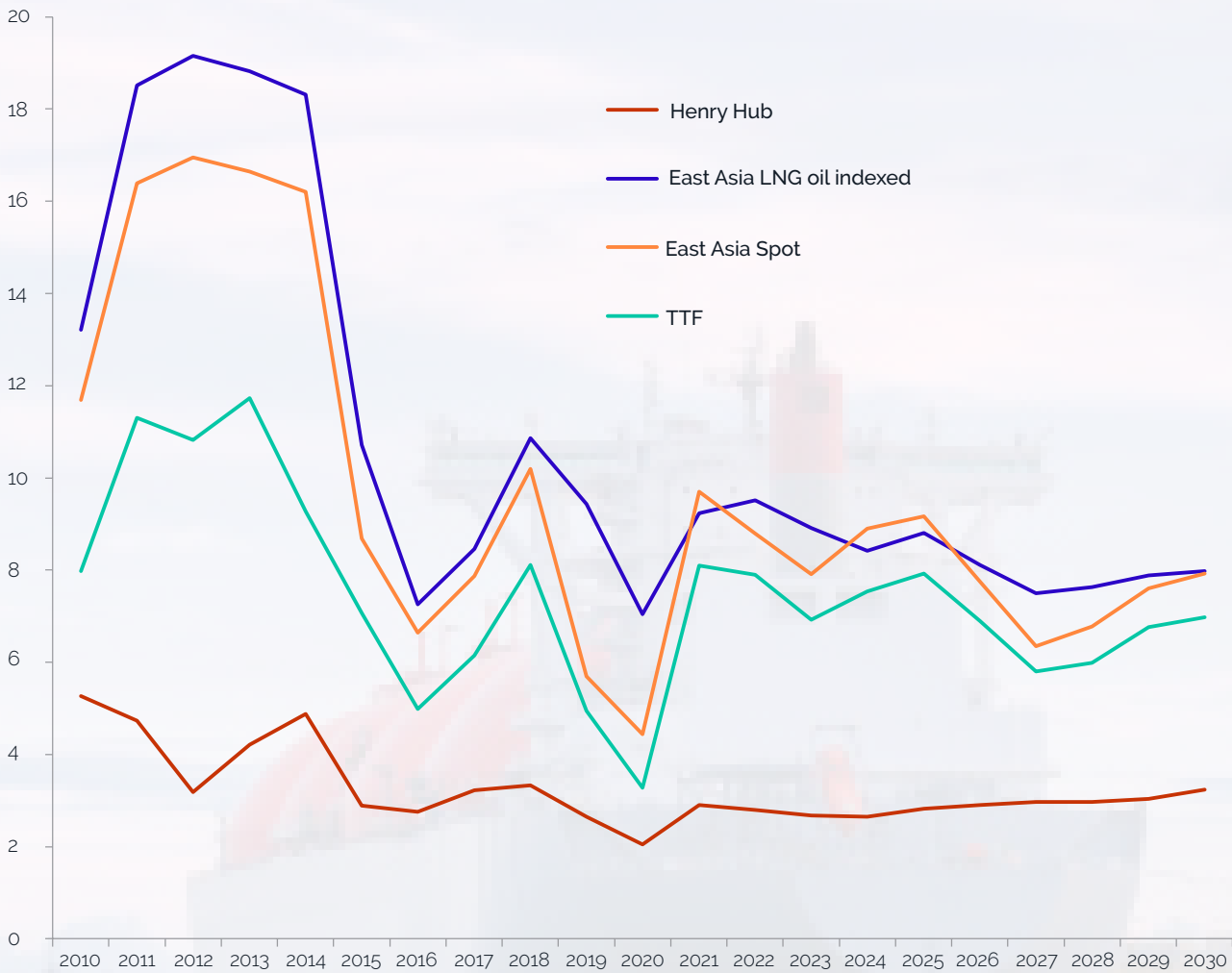
**Figure 1.3.1: Marché du gaz**  
 Gas supply Croissance de l'offre de gaz par continent – MMC



Source: Rystad Energy UCube August 2021

Outre les faibles niveaux de stockage européens, les exportations de gaz russe restent inférieures aux attentes et, par conséquent, les prix du gaz TTF devraient être plus élevés. On estime que les prix européens seront en moyenne de 8,1 \$US/MMBTU en 2021, tandis que les prix asiatiques du GNL devraient s'établir en moyenne à 9,7 \$US/MMBTU en raison d'une forte demande.

**Figure 1.3.2: Marché du gaz**  
**Prix de référence historique du gaz et perspectives jusqu'en 2030 – USD/MMBTU**



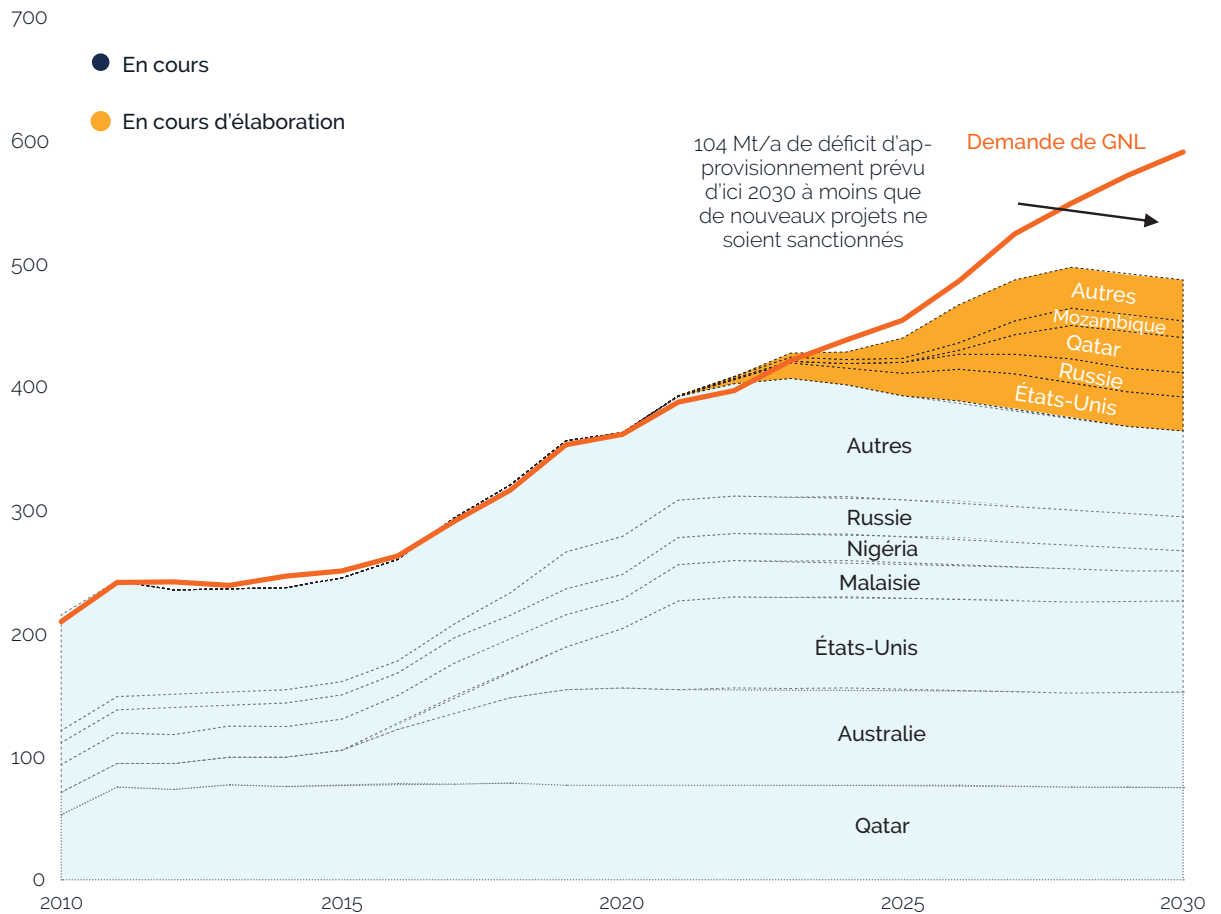
Source: Rystad Energy UCube August 2021

L'offre de GNL est suffisante pour satisfaire la demande des deux prochaines années, car de nouveaux projets deviendront opérationnels en 2022, tels que Coral FLNG au Mozambique, Tangguh Train 3 en Indonésie et Calcasieu Pass aux États-Unis. Pendant ce temps, la demande

de GNL devrait croître à un TCAC sain de 5 %. Malgré le démarrage de projets GNL clés, notamment Arctic LNG 2, Golden Pass, Nigeria LNG Train 7 et le projet d'extension du champ nord du Qatar, un déficit d'approvisionnement est attendu à partir de 2024, illustré par la figure 1.3.3.

Cela est principalement dû à la forte demande résultant de la production d'électricité au gaz, car la pression environnementale accrue entrave la production au charbon.

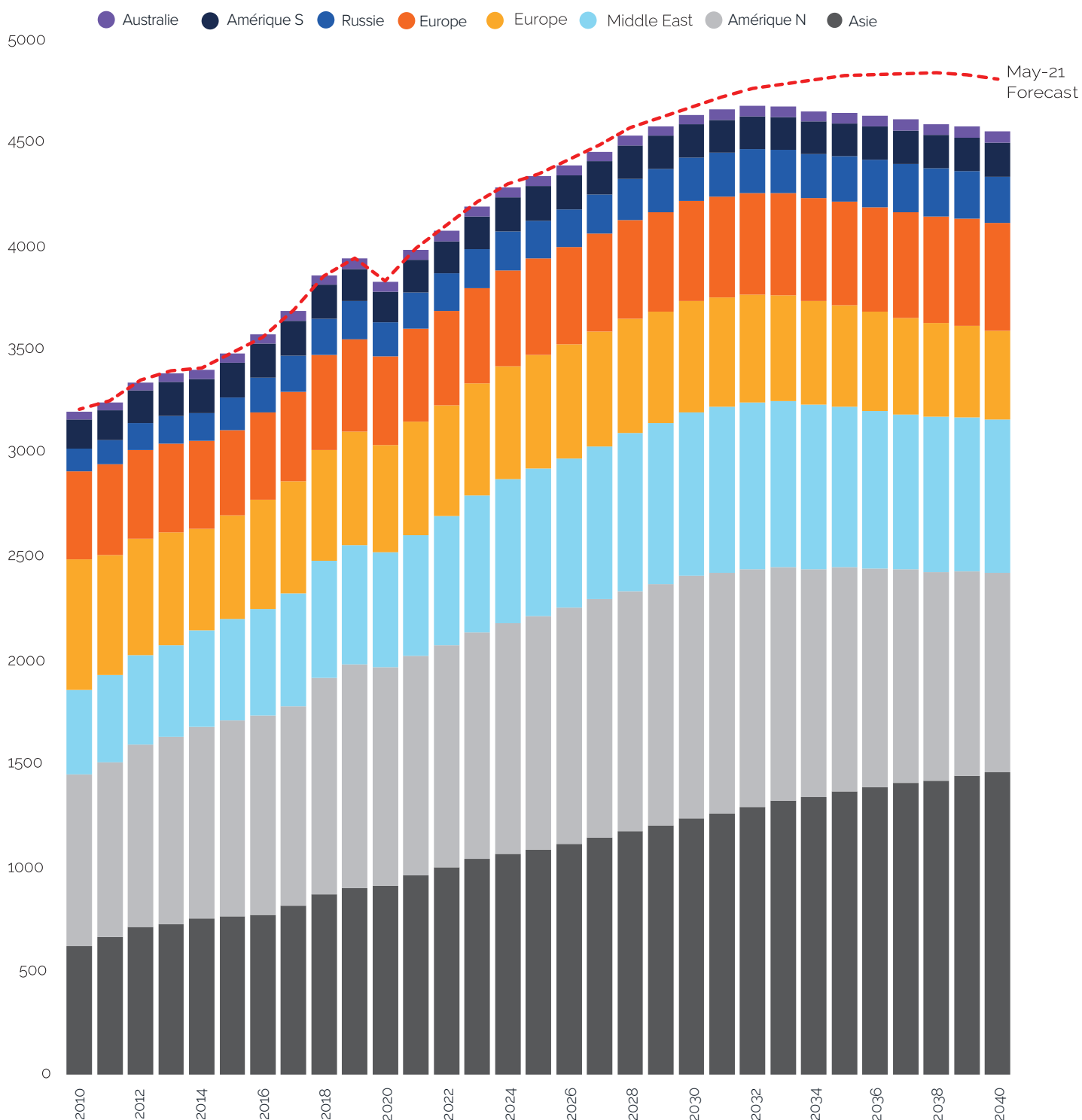
**Figure 1.3.3: Marché du gaz**  
 Approvisionnement mondial en GNL par cycle de vie et bilan de la



Source: Rystad Energy GasMarketCube juin 2021

Étant donné que les sources d'énergie plus vertes attirent davantage l'attention et que les marchés matures se concentrent sur les émissions, on s'attend à ce que la demande totale de gaz naturel soit inférieure aux estimations précédentes. La demande de gaz devrait atteindre environ 4,5 Tcm (4 500 mmc) en 2040, en baisse d'environ 250 mmc ou 5,5 % par rapport aux estimations précédentes. On estime que la demande de pointe est passée de 2037 à 4,9 Tcm (4 900 mmc) à 2032 à 4,7 Tcm (4 700 mmc). On estime que l'Amérique du Nord et l'Europe contribuent à la majeure partie de la réduction de la demande.

**Figure 1.3.4: Marché du gaz**  
Demande mondiale de gaz naturel par continent – MMC



Source: Rystad Energy GasMarketCube June 2021

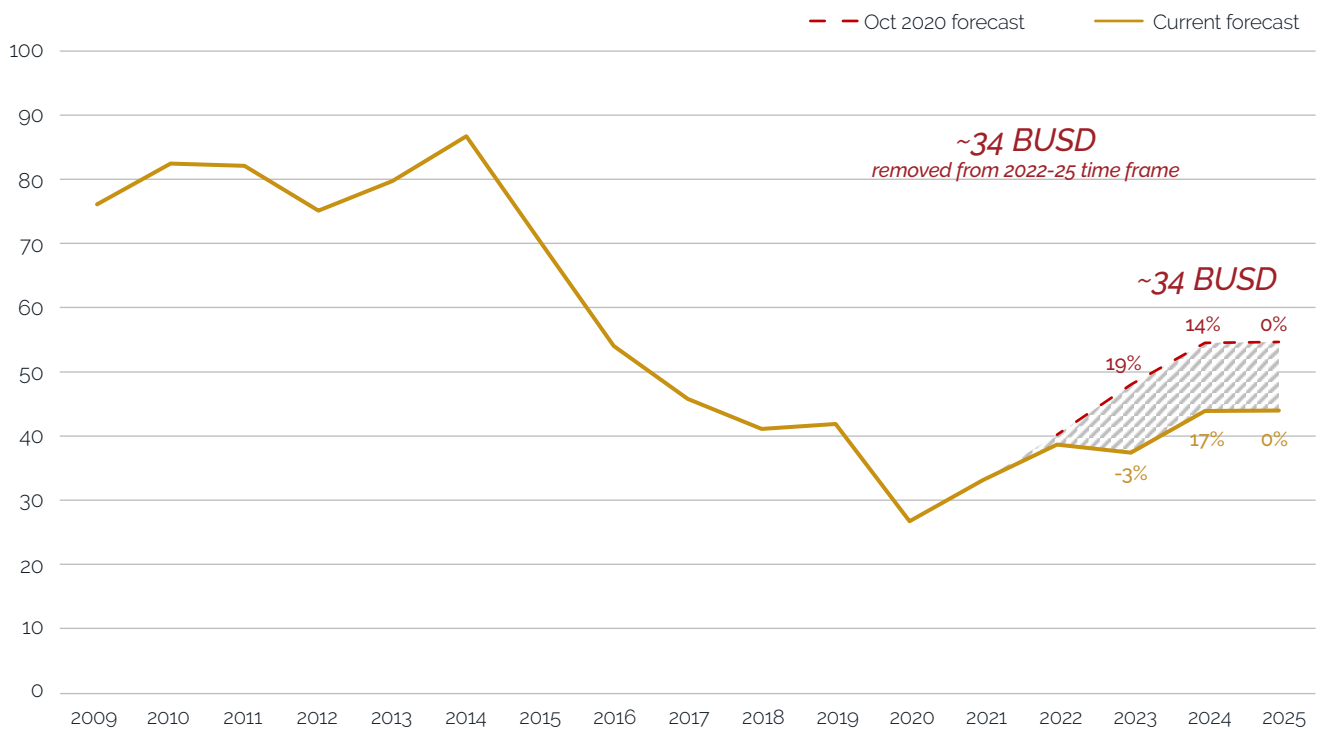
## 1.4. Impact de la COVID-19 sur l'industrie O&G

On estime que la COVID-19 et la perturbation des marchés mondiaux qui s'ensuit ont anéanti près de 150 milliards de dollars de dépenses d'exploration et de développement en Afrique entre 2020 et 2025

Au cours des 12 à 15 derniers mois, de plus en plus d'entreprises et en particulier de majors ont annoncé des révisions stratégiques mettant davantage l'accent sur la transition énergétique, réduisant leurs émissions de carbone et, ce faisant, réduisant leurs dépenses respectives en amont à l'avenir

Alors que 2021 devrait voir des investissements en amont légèrement plus élevés totalisant un peu plus de 33 milliards de dollars en Afrique, la baisse estimée des dépenses en amont africaines au cours des années 2022 à 2025 est proche de 34 milliards de dollars par rapport aux estimations de la fin de l'année 2020

**Figure 1.4.1: Contraction in African investment outlook**  
Dépenses en capital en amont en Afrique (y compris l'exploration), estimations d'octobre 2020 contre estimations actuelles



Source: Rystad Energy UCube August 2021

L'industrie pétrolière et gazière africaine a jusqu'à présent été l'une des plus durement touchées par l'épidémie de COVID-19. Les séquelles initiales du défaut de demande et de l'effondrement des prix provoqués par la pandémie ont conduit à des sanctions de production imposées par les pays africains membres de l'OPEP. La réaction initiale des exploitants a inclus des retards dans les projets avec des prix d'équilibre élevés, une réduction des dépenses de capital et d'exploitation plus larges, et des prévisions neutres en termes de flux de trésorerie aux courbes de prix du pétrole plus basses. Eni et ExxonMobil ont tous deux déclaré qu'ils allaient se concentrer sur le développement de projets avec un prix du brut d'équilibre inférieur à 35 dollars le baril. Shell a annoncé qu'elle allait s'éloigner des mégaprojets en eaux profondes au large des côtes du Nigeria. De nombreux projets en Afrique qui devaient être sanctionnés étaient planifiés en supposant un prix du pétrole

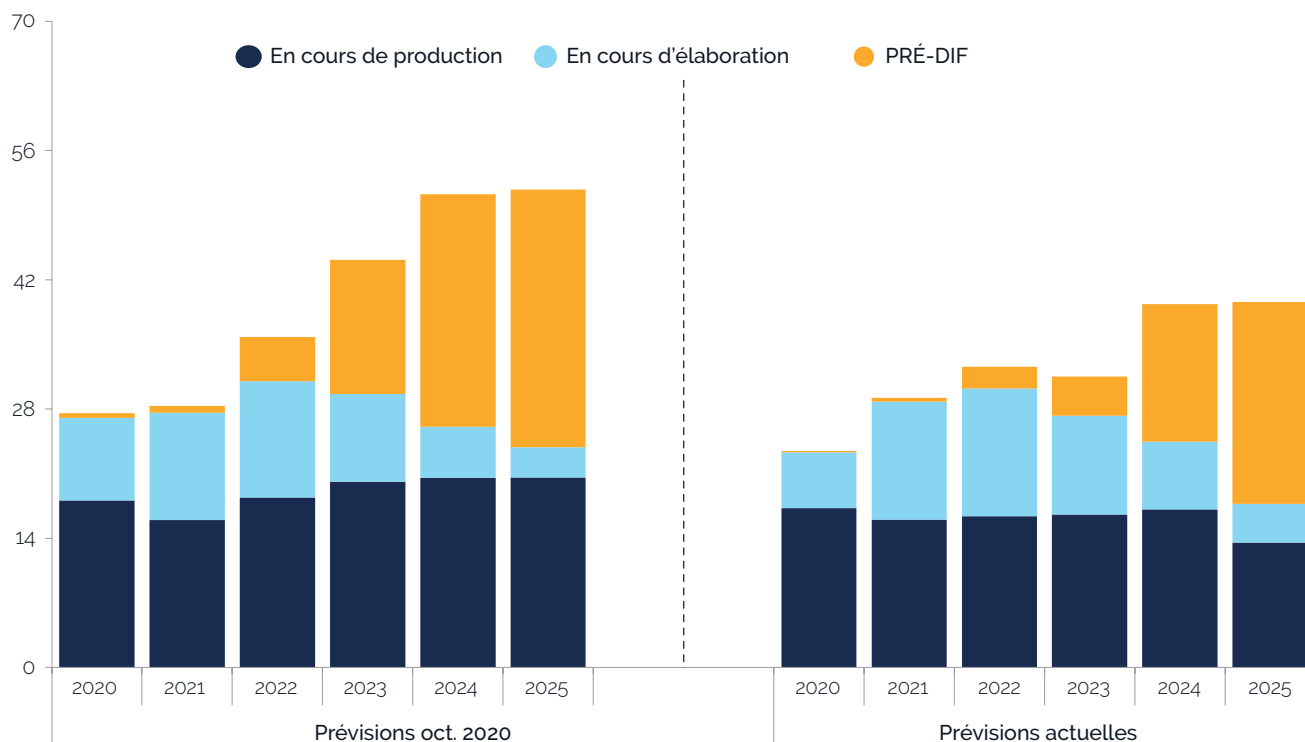
compris entre 55 et 60 dollars le baril. La chute des prix du pétrole à moins de 35 dollars le baril a révisé les attentes économiques des projets, d'autant plus que certaines des principales décisions finales d'investissement (DFI) à venir en Afrique ont un prix du brut d'équilibre de plus de 45 dollars par baril, avec certains même proches de 60 dollars par baril. Se concentrer sur la réduction des points d'équilibre des projets reste un défi crucial pour le continent africain dans son ensemble et devrait constituer un domaine d'intervention clé sur lequel les gouvernements doivent centrer leurs stratégies.

2021 a vu le prix du brut se stabiliser bien au-dessus des chiffres bas de 2020. Le développement de gaz pauvre de Sanha exploité par Chevron, le champ Cuica exploité par Eni en Angola, le projet Kingfisher South exploité par CNOOC et le projet Tilenga exploité par Total Énergies onshore en Ouganda sont des projets clés qui ont

été sanctionnés. En conséquence, les dépenses de capital en Afrique sont estimées à environ 33 milliards de dollars, légèrement au-dessus des estimations de fin d'année 2020. Cependant, alors que les stratégies à long terme de la Major concernant la transition énergétique et la réduction des émissions de carbone sont annoncées, les investissements en amont en Afrique sur les années 2022 à 2025 devraient être réduits d'environ 34 milliards de dollars par rapport aux estimations de la fin de 2020.

Le niveau des investissements greenfield post-DIF n'a pas beaucoup changé par rapport aux estimations faites après les restrictions les plus récentes liées à la pandémie, comme l'illustre la figure 1.4.2. Cependant, la baisse des activités de sanction et la réduction des investissements brownfield au cours des années 2022 à 2025 devraient entraîner une baisse des dépenses de capital globales en Afrique au cours de la période

**Figure 1.4.2: Impact de la COVID-19 sur les dépenses en Afrique, avant et après COVID-19, réparti par cycle de vie**



Source: Rystad Energy UCube August 2021

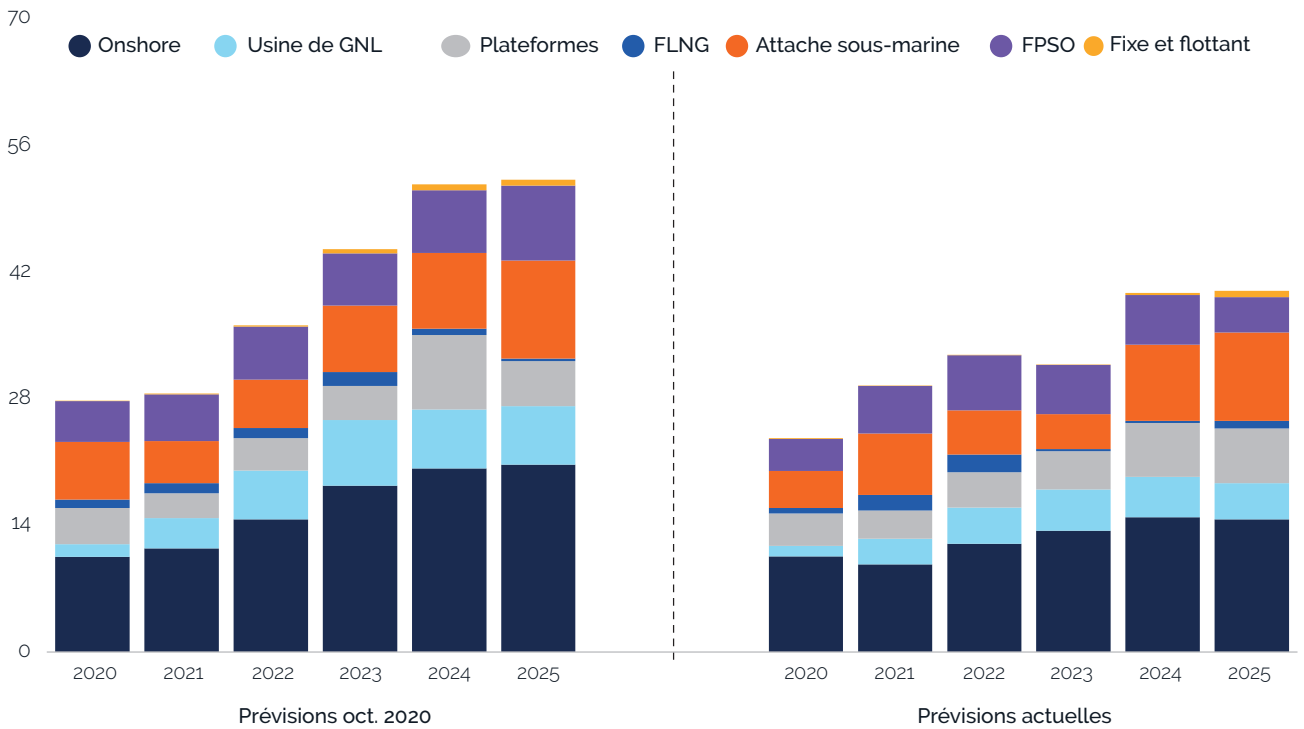
La figure 1.4.3 ci-dessous détaille davantage les changements dans la comparaison des prévisions de dépenses en amont entre la prévision d'octobre 2020 et la dernière prévision. La baisse des dépenses brownfield onshore et la réduction des dépenses en GNL en Mauritanie sont les moteurs de la réduction des dépenses de capital onshore. Les dépenses onéreuses en eaux profondes étaient également sur la sellette, ce qui a entraîné une ré-

duction des investissements dans les FPSO – projets de raccordement sous-marin. Des changements marginaux sont attendus dans les dépenses consacrées aux projets développés à l'aide de divers types de plates-formes et de navires FLNG, l'impact global étant représenté par une baisse des dépenses dans les dernières prévisions par rapport aux prévisions de fin d'année 2020.

pétrole peut réduire le potentiel de croissance, car les projets sont jugés commercialement non viables et/ou reportés plus loin dans le temps. Selon les prévisions actuelles du prix du brut, les investissements devraient rebondir aux niveaux de 2019 d'ici 2024.

L'anticipation de la baisse des prix du

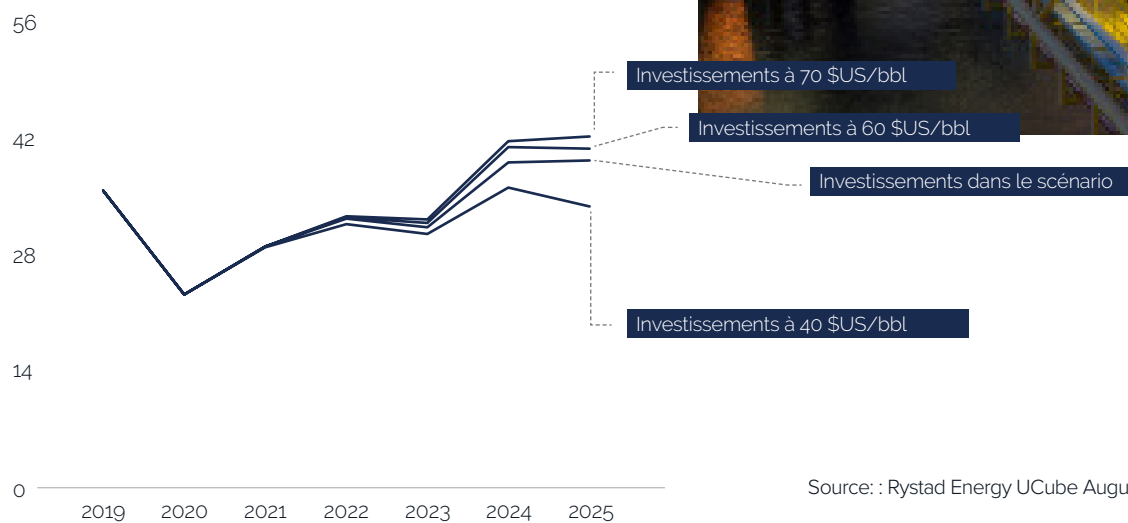
**Figure 1.4.3: Impact de la COVID-19 sur les dépenses en Afrique, avant et après la COVID-19, ventilé par type d'établissement**  
Millions \$US



Source: Rystad Energy UCube August 2021



**Figure 1.4.4: Sensibilité des perspectives d'investissement au scénario des prix du pétrole**  
Milliards \$US



Source: : Rystad Energy UCube August 2021

Cependant, la pandémie a incité des gouvernements comme le Nigéria à accélérer les réformes administratives et fiscales longtemps retardées dans le pays, à savoir le projet de loi sur l'industrie pétrolière tant attendu et extrêmement important, qui a été promulgué en juillet 2021. Le Nigéria a également conclu son appel d'offres pour les champs marginaux pendant la pandémie qui a abouti à l'attribution de 57 champs marginaux et

les accords devraient être conclus bientôt. On peut également s'attendre à ce que de nombreux autres pays africains lancent des blocs d'exploration. Les économies des pays africains producteurs d'hydrocarbures dépendent fortement de leur production respective pour répondre à la fois aux besoins énergétiques nationaux et aux exportations. Alors que la possibilité de pressions supplémentaires du marché dues à la pandémie

se rapproche, une période prolongée de bas prix du brut pourrait s'avérer préjudiciable à la santé de ces économies. Une action rapide pour améliorer les perspectives d'investissement dans un environnement de prix du pétrole plus bas pourrait profiter au continent africain, mais cela dépend de la mise en œuvre rapide de nouvelles incitations au développement.

# Chapitre Deux

## 2.1. État de l'industrie énergétique africaine en 2022

**Les dépenses de capital en amont ont diminué de moitié, passant de plus de 60 milliards de dollars en 2014 à environ 33 milliards de dollars en 2022**

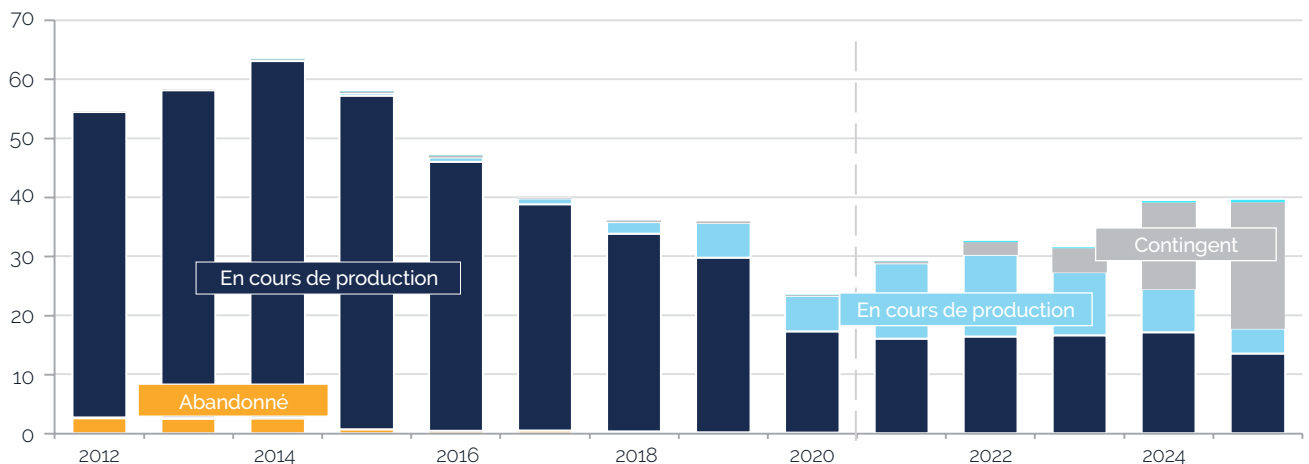
**L'activité de forage devrait chuter à environ 950 puits par an en 2022 par rapport aux 1475 puits forés en 2012**

**La demande de plates-formes offshore en 2021 a diminué de 22 % par rapport à 2020, mais la demande en 2022 devrait doubler par rapport aux niveaux de 2021, ce qui indique un marché chargé pour les fournisseurs de services de forageproviders**

Depuis le sommet atteint en 2014 à environ 63 milliards de dollars, les dépenses de capital en Afrique ont régulièrement diminué pour atteindre environ 35 milliards de dollars en 2019. Cette baisse est le résultat d'une activité moindre des nouveaux projets, de la compression générale des coûts dans l'industrie et des frictions pour faire sanctionner de nouveaux projets, en raison d'influences externes telles que les désaccords sur les routes d'exportation et les paramètres fiscaux. À l'horizon 2020, les dépenses ont encore baissé pour passer en dessous de 24 milliards de dollars, soit une baisse de près de 35 % par rapport à 2019. L'impact de la COVID-19 est le principal coupable, car la pandémie a différé la décision d'investissement sur de nombreux projets. Avec le retour

de certains investissements greenfield, 2021 devrait être meilleure que 2020 mais toujours inférieure à 2019, avec des dépenses de capital globales estimées à 30 milliards de dollars. On s'attend à ce que les projets en cours de développement portent les dépenses de capital en 2022 à 33 milliards de dollars. Le niveau des dépenses devrait rester relativement stable pour les années 2022-2023 et toute croissance en 2024-2025 devrait provenir de dépenses contingentes. S'assurer que de tels investissements contingents ont lieu est entre les mains des décideurs capables d'encourager les projets grâce à des efforts de structuration et de collaboration innovants. Les fruits d'un tel travail pourraient récompenser le continent avec un investissement supplémentaire de 40 milliards de dollars, essentiel pour soutenir la longévité de l'industrie pétrolière et gazière.

**Figure 2.1.1: Investissements en amont en Afrique, 2012-2025, répartis par cycle de vie**  
Milliards \$US

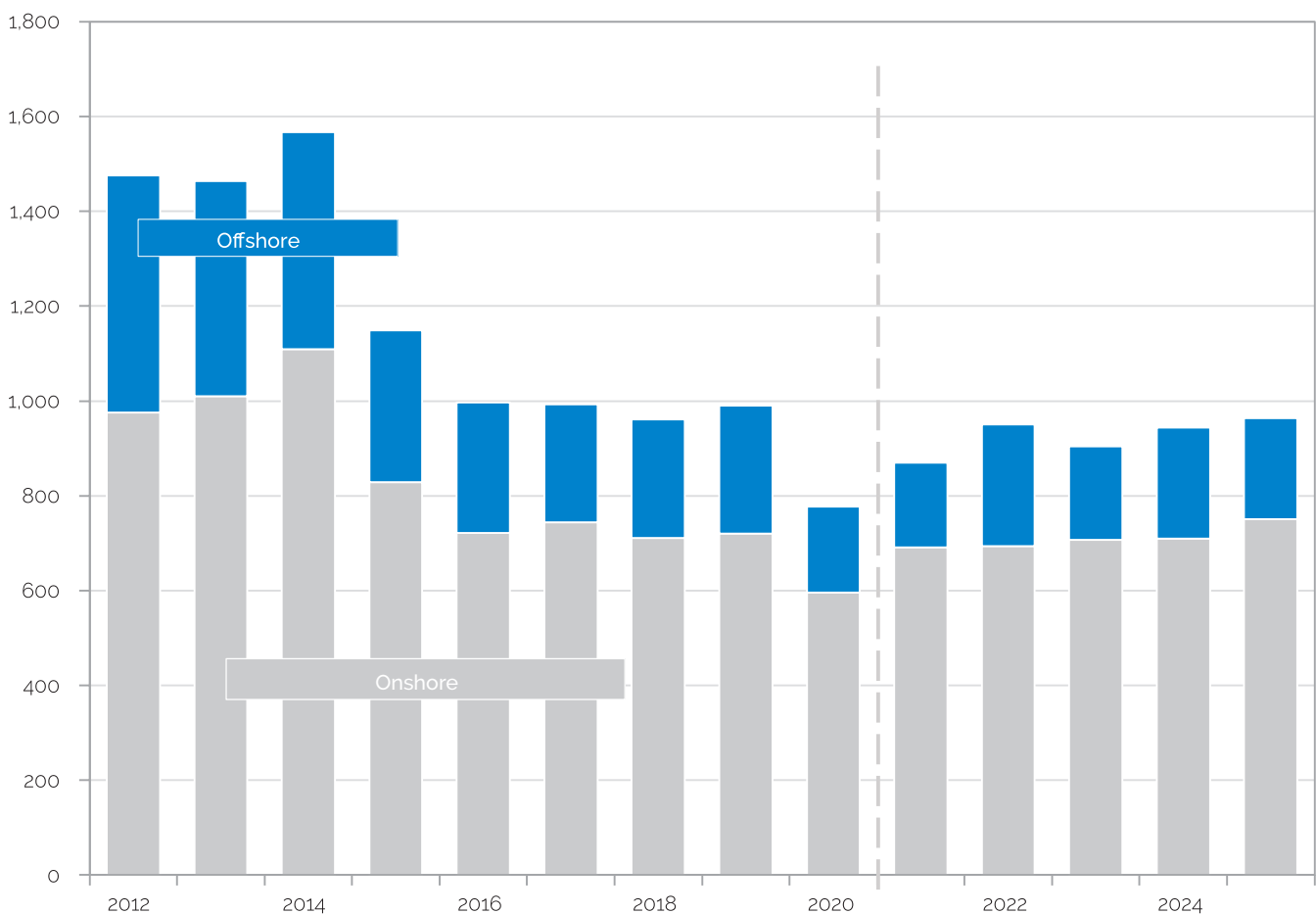


Source: Rystad Energy UCube August 2021

Les puits forés en Afrique et les plateaux continentaux associés représentent à terme l'activité qui assure la récupération des hydrocarbures de ses gisements souterrains. La figure 2.1.2 ci-dessous illustre comment environ 1475 puits ont été forés en 2012, dont 66 % ont été forés onshore et les 34 % restants ont été forés offshore. De 2012 à 2014, il y a eu une légère augmentation du nombre total de puits forés, mais la baisse du prix du pétrole en 2014 a entraîné une forte baisse de l'activité de forage, passant d'environ 1570 puits en 2014 à près de 1150 en 2015. En 2016, de nouvelles baisses se

sont ensuivies avec environ 1 000 puits forés et la tendance est restée stable jusqu'en 2019, représentant globalement une baisse de 45 % de l'activité par rapport à 2012. La réduction de l'activité de forage onshore en Libye et en Égypte sont les principaux moteurs de cette baisse. La COVID-19 a ensuite fait ce que des années de guerre civile n'avaient fait – elle a mis un terme complet au forage offshore en Angola et le nombre total de puits forés en 2020 est tombé à environ 780 puits, soit à peine 53 % des niveaux de 2012 et un peu moins de 50 % des niveaux d'activité 2014

**Figure 2.1.2: Puits forés en Afrique, répartis par on/offshore**  
Décompte

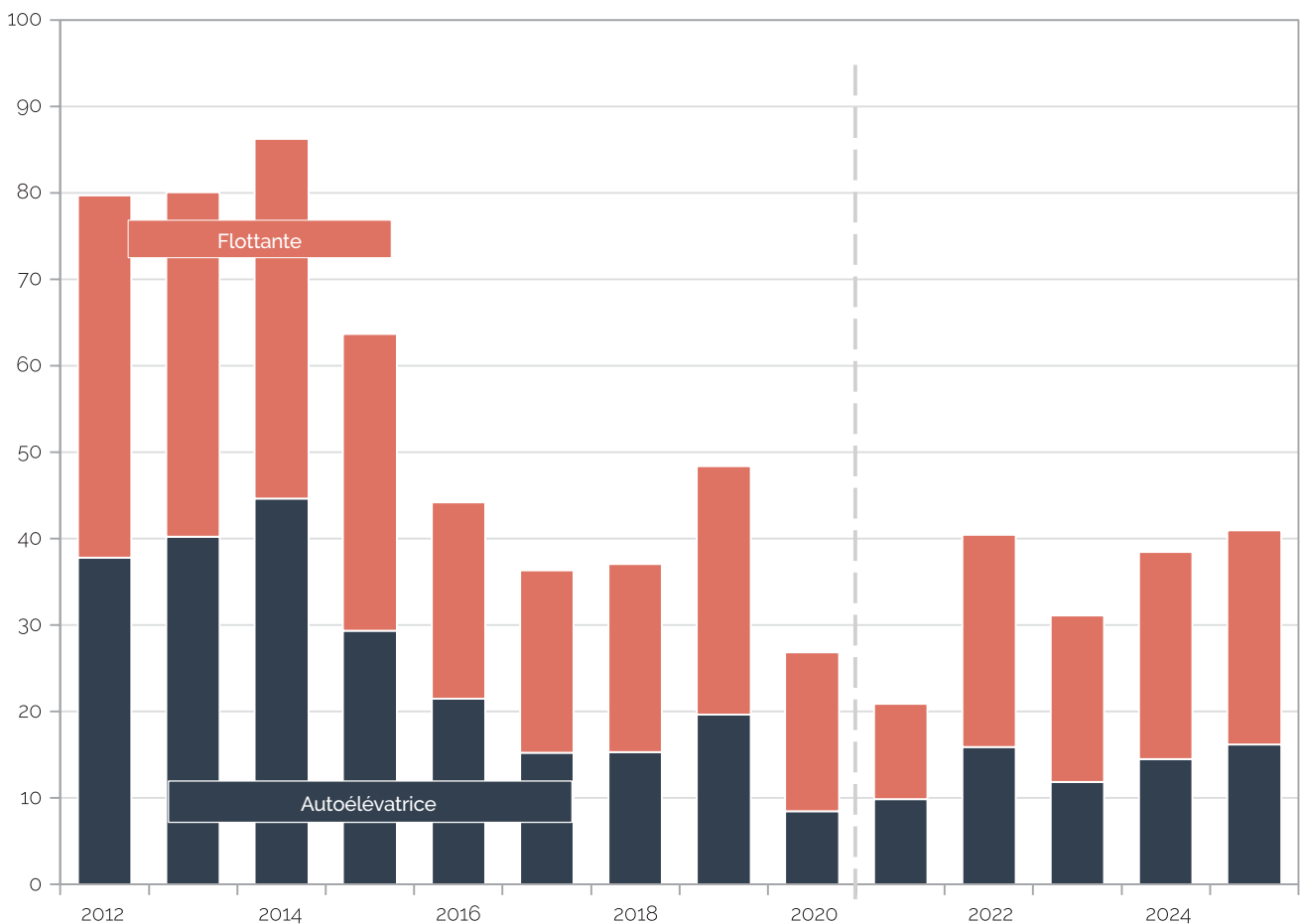


Source: Rystad Energy WellCube August 2021

À partir de 2021, l'activité devrait légèrement s'améliorer par rapport aux niveaux de 2020 à mesure que les forages onshore reprendront. L'estimation actuelle prévoit qu'environ 950 puits seront forés, ce qui représente une augmentation d'environ 9 % d'une année sur l'autre. Au-delà de 2021, un répit limité est attendu jusqu'en 2025, le nombre de puits oscillant entre 900-950 par an. Le nombre et le type de puits peuvent être traduits en attentes de demande

de forage. En d'autres termes, combien d'appareils de forage doivent être opérationnels pendant un an pour forer les puits. La figure 2.1.3 ci-dessous illustre la demande de plates-formes offshore divisée entre les autoélévatrices et les flottantes. Les autoélévatrices sont généralement utilisées dans les eaux peu profondes avec une profondeur d'eau allant jusqu'à 125 mètres, tandis que les flottantes répondent à la demande de forage dans les eaux plus profondes.

**Figure 2.1.3: Évolution de la demande de plates-formes offshore en Afrique, 2012-2025, répartie par flottantes / autoélévatrices**  
Rig years



Source: Rystad Energy RigCube August 2021

Le modèle de demande de forage est similaire à ce qui a été observé dans le nombre estimé de puits forés par an. D'un niveau élevé de demande en 2012-2014 d'environ 80-85 rig years, l'effondrement des prix du pétrole à la fin de 2014 a considérablement réduit la demande de forage. En 2018, la demande était tombée à 37 rig years, ce qui implique une réduction de 53 % par rapport à 2012 et de 57 % par rapport aux sommets de 2014. À cet égard, 2019 a été une année plus prometteuse avec une augmentation de la demande autour de 50 rig years, représentant une augmentation de près de 30 %.

Au début de 2020, une baisse de la demande vers, voire en dessous des niveaux de 2018 une nouvelle fois

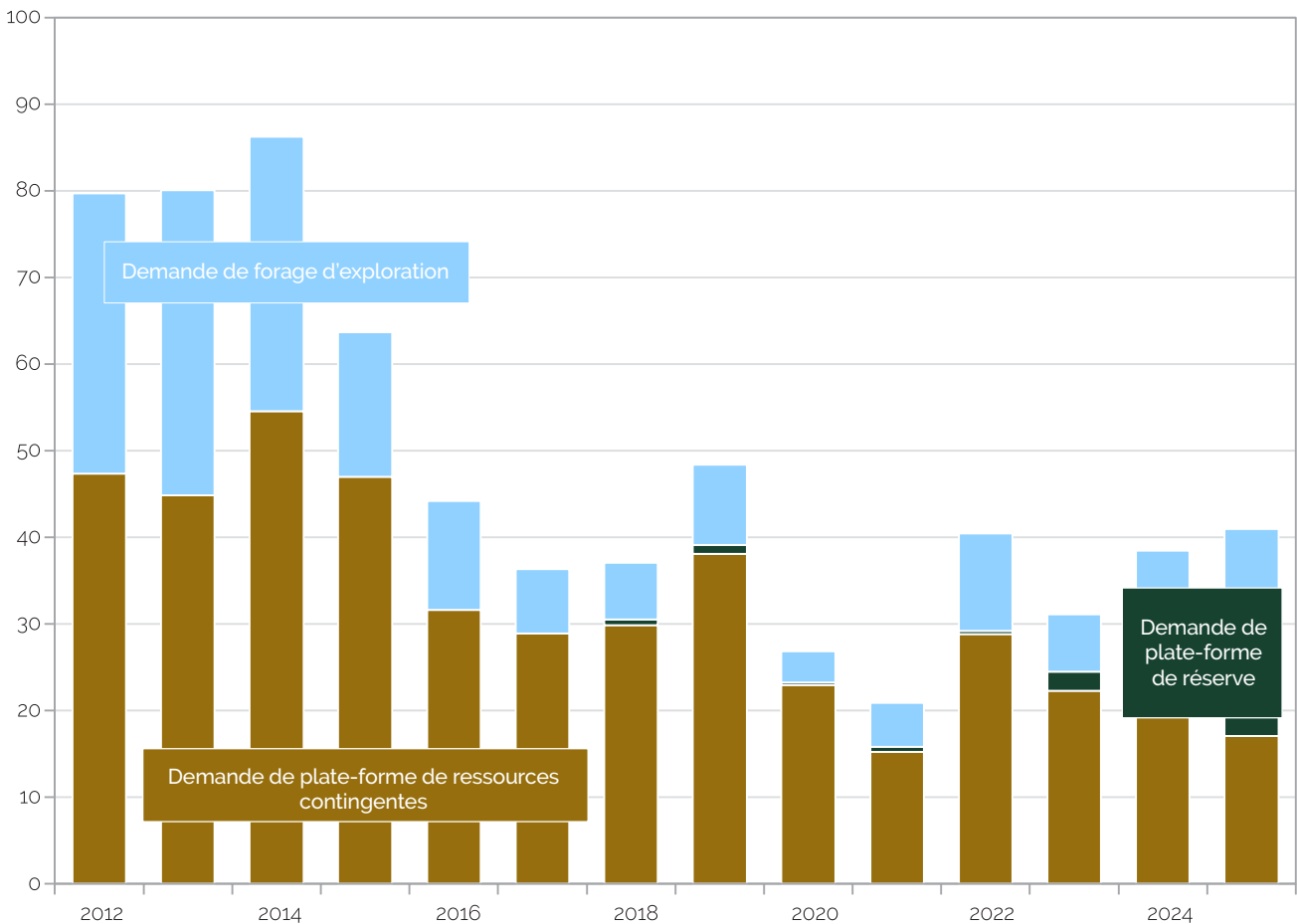
n'était pas attendue, mais l'impact sans précédent de la COVID-19 a signifié la chute des niveaux de 2020 aussi bas que 27 rig years, une baisse d'environ 45 %, et 2021 indique une demande de forage particulièrement faible d'environ 21 rig years.

Cependant, à partir de 2022, on s'attend à ce que la demande d'appareils de forage rebondisse de manière significative à mesure que les programmes de forage associés aux projets en cours de développement sont lancés et qu'une anticipation de prix du pétrole plus élevés contribuent à relancer l'activité d'exploration.

La demande de forage devrait diminuer légèrement de 2022 à 2023, mais

remontera aux niveaux de 2022 d'ici 2025. La figure 2.1.4 ci-dessous aborde plus en détails le lien de dépendance entre la croissance attendue vers 40 rig years en 2025 et l'approbation de nouveaux projets. Sur la base des prévisions du prix du pétrole présentées dans les prévisions du marché pétrolier, le potentiel combiné de ces nouveaux projets et de la poursuite des activités d'exploration sera en mesure de propulser la demande vers les niveaux d'avant la COVID-19. Cependant, si le prix du pétrole ne se rétablissait pas, il pourrait mettre en péril environ 60 % de la demande de forage prévue en 2025, ce qui aurait un impact dévastateur pour les niveaux de production futurs.

**Figure 2.1.4: Évolution de la demande de plates-formes offshore en Afrique, 2012-2025, divisée par cycle de vie illustrant les ressources contingentes**  
Rig years

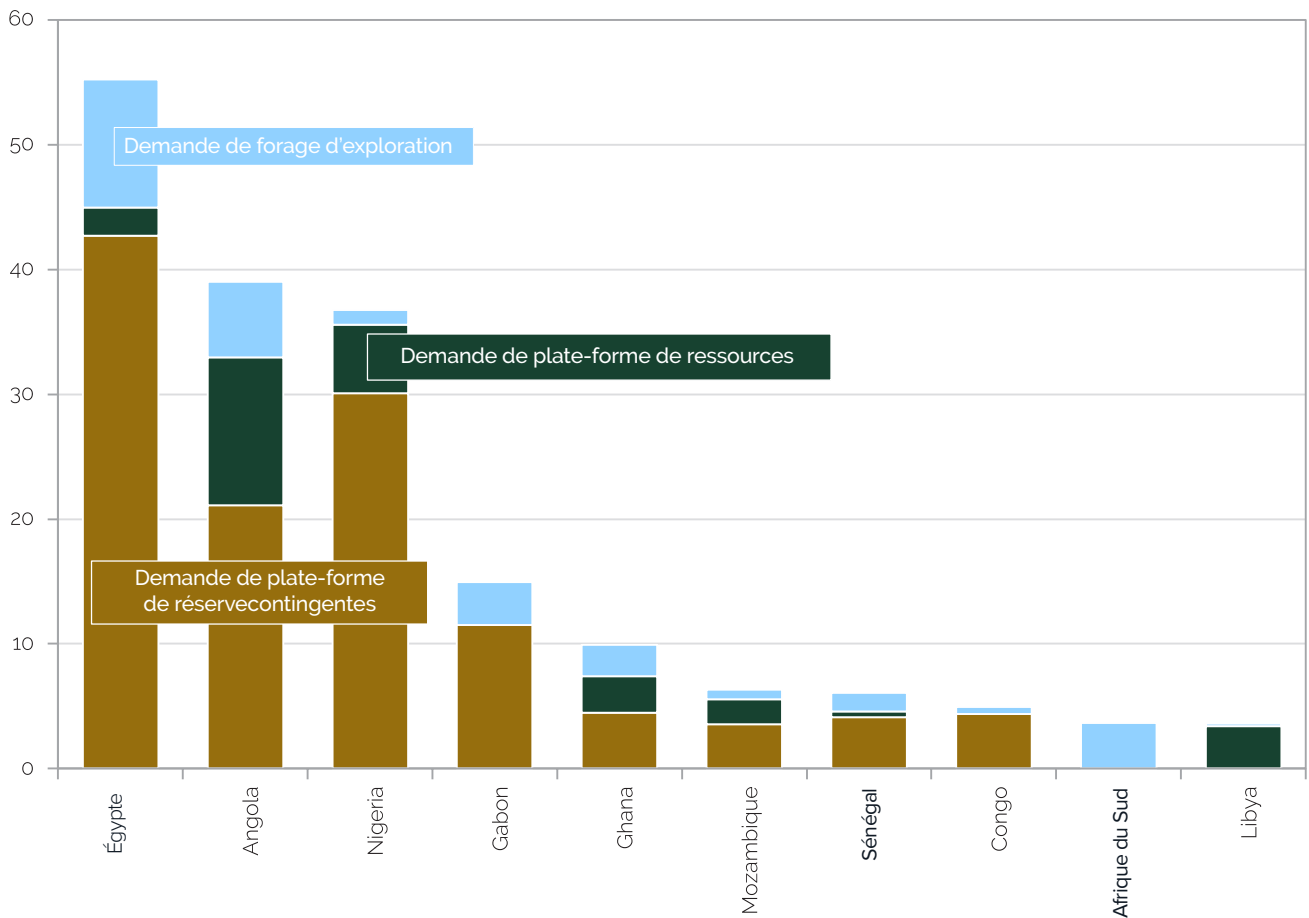


Source: Rystad Energy RigCube August 2021

La ventilation de la demande cumulée de plates-formes offshore de 2020 à 2025 par pays révèle que l'Égypte est le pays le plus actif avec environ 55 rig years, suivie de l'Angola et du Nigeria. La figure 2.1.5 ci-dessous présente la répartition des 10 principaux pays par demande de plate-forme avec la répartition connexe par classe de ressource soutenant la demande de plate-forme. Pour l'Angola, environ 45 % de la demande est liée à des ressources contingentes, ce qui implique que la demande de forage dans cette zone particulière soit sensible aux décisions

d'investissement attendues au cours des prochaines années. Le Nigeria et le Gabon affichent une demande de forage relativement robuste, avec seulement environ 20 % liés aux ressources contingentes. Par conséquent, les autorités réglementaires angolaises devraient veiller à ce que les projets soient accélérés pour offrir une visibilité à plus long terme sur les futurs volumes de production et les recettes publiques associées.

**Figure 2.1.5: Demande cumulée de plates-formes offshore en Afrique 2020-25, répartie par pays, colonnes regroupées représentant le cycle de vie illustrant les ressources contingentes Rig Years**



Source: Rystad Energy RigCube August 2021

**Figure 2.1.6: Dépenses contingentes africaines par type de projet**  
Milliards \$US



Source: Rystad Energy UCube August 2021

Les investissements liés aux raccordements sous-marins constituent la catégorie la plus importante avec des investissements atteignant près de 16 milliards de dollars sur la période. Les raccordements sous-marins seront probablement beaucoup plus courants, car il est logique sur le plan commercial d'ajouter les plus petites accumulations d'hydrocarbures sur les infrastructures existantes. Cela est dû au seuil de rentabilité très compétitif généralement obtenu à partir d'une telle solution de développement. La catégorie comprend également la partie offshore des développements de GNL qui renforce encore cette catégorie, compte tenu des mégaprojets attendus au Mozambique.

Les investissements liés à la production onshore et aux plates-formes offshore

occupent tous deux la deuxième place dans la catégorie, car les investissements dans ces catégories devraient être d'environ 8,7 milliards de dollars chacun. Le forage continu de nouveaux puits et d'autres améliorations sont nécessaires pour enrayer le déclin de la production dans les zones matures de la production onshore africaine. Les investissements contingents dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne et en Algérie, en Libye et en Égypte sont les principaux moteurs de ces dépenses.

La troisième catégorie la plus importante avec 3,7 milliards de dollars concerne les investissements dans les FPSO. Ce sont les projets en eaux profondes ghanéens et angolais qui sont à l'origine de ces investissements.

L'Afrique détient plus de potentiel gazier à moyen terme que le pétrole, avec de vastes découvertes de gaz à développer sous forme de projets GNL, comme le montre la liste des grands projets (Figures 2.1.7 et 2.1.8). Du Mozambique et de la Tanzanie à l'Est à la Mauritanie et au Sénégal à l'Ouest, l'accent reste mis sur le GNL. D'ici 2025, le Nigeria devrait engager les niveaux de dépenses les plus élevés, suivi du Mozambique, comme le montre la figure 2.1.9. Il y a tout juste un an, le Mozambique aurait pris la première place, mais les investissements ont été retardés alors que le pays est touché par une insurrection croissante. TotalEnergies a déclaré un cas de force majeure sur son projet de GNL au Mozambique en 2021 alors que les attaques autour des installations se multipliaient.



Figure 2.1.7: Projets liquides à venir en Afrique et leur calendrier et estimations des réserves récupérables

Opérateur	Pays	Opérateur	FID*	Lancement*	Resources (MMboe)
Tilenga	Uganda	TotalEnergies	2021	2025	960
Bonga SouthwestAparo	Nigeria	Shell	2023	2027	632
OwowoWest	Nigeria	ExxonMobil	2024	2027	550
Cameia-Golfinho	Angola	TotalEnergies	2024	2028	286
Afina	Ghana	Springfield E&P	2024	2027	283
Kingfisher South	Uganda	CNOOC	2021	2025	239
Agogo FFD	Angola	Eni	2023	2026	210
Eban (Cape three Points)	Ghana	Eni	2022	2023	180
Egina	Nigeria	TotalEnergies	2022	2025	141
AgademPhase 2	Niger	PetroChina	2021	2024	119
PAJ	Angola	BP	2023	2026	114
RhourdeEl Krouf	Algeria	Cepsa	2022	2025	83
Pecan FPSO	Ghana	AkerEnergy	2023	2026	75
South Lokichar Phase 1	Kenya	Tullow Oil	2023	2026	70
Eastern Hub	Angola	Eni	2021	2021	56

\*Rystad Energy estimated timeline

Source: Rystad Energy UCube August 2021

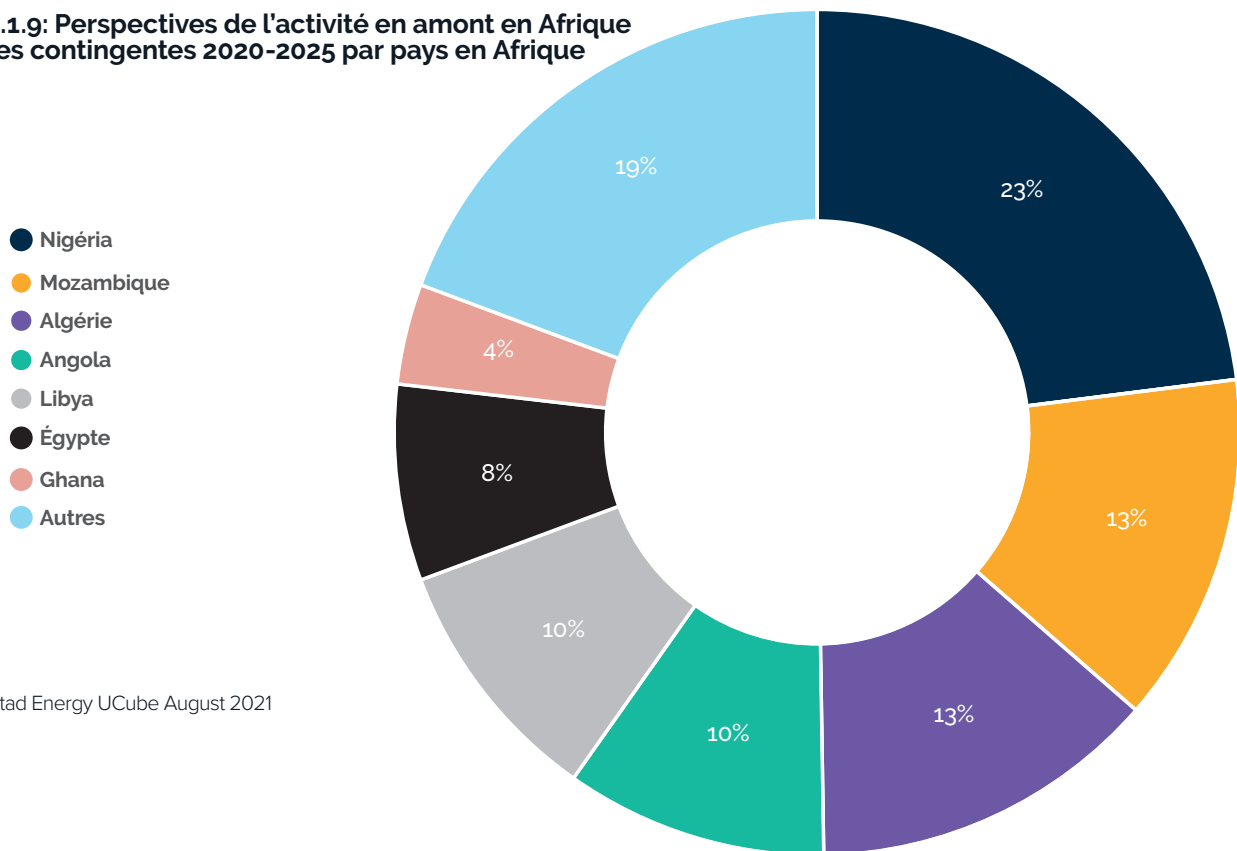
Figure 2.1.8: Projets de gaz naturel à venir en Afrique et leur calendrier et estimations des réserves

Opérateur	Pays	Opérateur	FID*	Lancement*	Resources (MMboe)	Liquids	Gas
MZLNG Joint Development(T1 - T2)	Mozambique	ExxonMobil	2028	2033	4625		
Area 1 LNG (T1 - T2)	Mozambique	TotalEnergies	2019	2026	3590		
Area 4 LNG (T1 - T2)	Mozambique	ExxonMobil	2024	2028	2330		
Yakaar - TerangaLNG Hub	Senegal	BP	2028	2033	2145		
NLNG Seven Plus	Nigeria	Shell	2019	2024	1450		
Greater TortueAhmeyimLNG Hub	Mauritania	BP	2023	2027	1480		
Djibouti FLNG T1	Ethiopia	Poly GCL	2025	2029	520		
Assa North	Nigeria	Shell	2025	2028	415		
Tinrhert Gas Project	Algeria	Sonatrach	2022	2024	385		
Fortuna FLNG	Equatorial Guinea	Lukoil	2025	2029	250		
Quiluma/ Maboqueiro (Northern Gas Complex)	Angola	Eni	2023	2025	250		
Yakaar (domestic)	Senegal	BP	2025	2028	215		
HA	Nigeria	Shell	2024	2027	210		
Ima gas	Nigeria	AMNI	2025	2028	185		
Sanha Lean Gas	Angola	Chevron	2021	2023	115		

\*Rystad Energy estimated timeline

Source: Rystad Energy UCube

**Figure 2.1.g: Perspectives de l'activité en amont en Afrique**  
**Dépenses contingentes 2020-2025 par pays en Afrique**

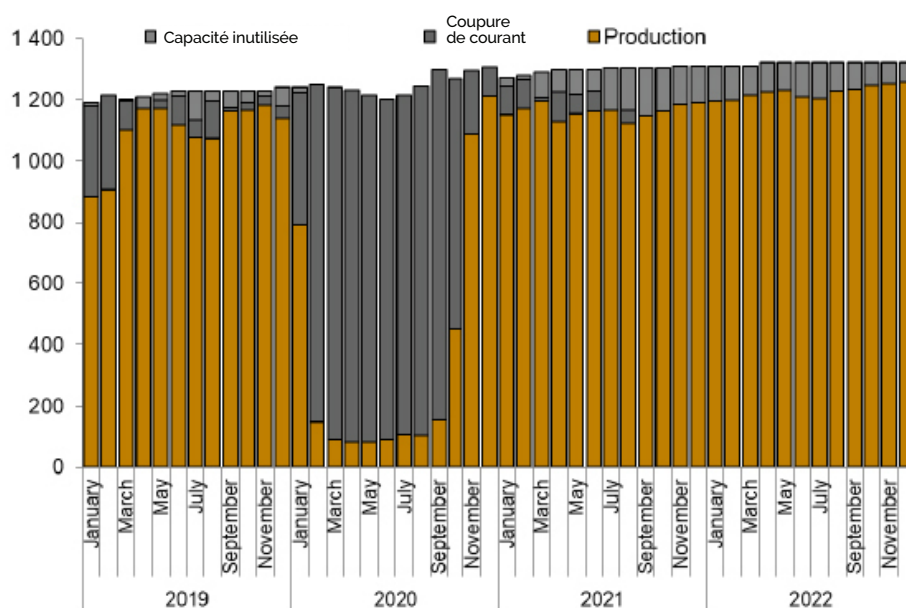


Source: Rystad Energy UCube August 2021

Les projets offshore d'Afrique subsaharienne constituent la majorité des grands projets pétroliers à venir sur le continent. Ces développements onéreux ont pris de l'ampleur ces derniers mois, comme le développement du FPSO Bonga SW-Aparo au large du Nigeria, et du FPSO Pecan au large du Ghana, ou ont bénéficié de réductions d'impôts comme dans le cas de Palas-Astraea-Juno (PAJ) et Agogo au large de l'Angola. Les exploitants de la région se sont également concentrés sur le suivi rapide des découvertes récentes telles que Cuica et Eban dans les eaux profondes de l'Angola et du

Ghana respectivement, en raison de leur proximité avec les infrastructures existantes. En termes de tour d'horizon des projets clés, le Cameia-Golfinho au large de l'Angola, opéré par TotalEnergies, fait actuellement l'objet de travaux de pré-FEED. Preowei sera rattaché au FPSO d'Egina et à Afina, exploité par Springfield, qui est au milieu d'un différend d'unitisation avec le projet Sankofa d'Eni et complète les principaux projets pétroliers offshore à venir en Afrique. Tilenga et Kingfisher South respectivement opérés par TotalEnergies et CNOOC, tous deux situés en Ouganda, pays enclavé, sont désormais agréés et mettront au jour près de 1,2 milliard de barils de pétrole d'ici cinq ans.

**Figure 2.1.10: Perspectives de capacité de production à court terme de la Libye Kb/j**



Source: Rystad Energy UCube August 2021

Après le déclenchement de la guerre civile en 2011, l'industrie pétrolière et gazière libyenne a beaucoup souffert. La production de pétrole brut du pays est passée des sommets de 1,6 million de b/j en 2010 jusqu'à un niveau aussi bas que 70 000 b/j en 2020, comme l'illustre la figure 2.1.10. Même si la Libye semblait stable vers la fin 2019 avec une production de pétrole brut atteignant environ 1,2 million b/j, une nouvelle contre-attaque organisée par le général Khalifa Haftar dirigée par les forces de l'ANL en janvier 2020 a conduit à un blocage complet de l'industrie pétrolière et gazière du pays. La production de pétrole brut de toutes les principales CPI et des actifs exploités par la CPN ont été fermés pendant près de 10 mois. Après plusieurs cycles de négociations entre les parties belligérantes, un traité de paix a été signé et la production de pétrole brut du pays a lentement recommencé à augmenter pour atteindre 1,2 million de b/j.

Mais cet arrêt forcé prolongé de 10 mois en 2020 a eu des effets plus profonds sur l'industrie pétrolière et

gazière libyenne qu'une simple perte de revenus pendant un an. Les installations pétrolières et gazières matures mettent trop de temps à revenir aux niveaux d'avant la fermeture, tandis que les champs matures sont confrontés à des difficultés techniques en raison de la fermeture prolongée. La CPN libyenne s'est efforcée d'apporter de nouveaux investissements dans l'industrie pétrolière et gazière libyenne, mais le scénario politique volatil dans le pays n'aide pas la campagne de la CPN. L'exploration a également été mise en sourdine en raison de cette instabilité, les CPI fuyant le risque.

Après le redémarrage des champs pétrolifères en octobre 2020, la production de pétrole brut de la Libye a pu dépasser 1,2 million de barils par jour, mais ces niveaux de production plus élevés ne semblent pas durables car chaque fois que la production franchit la barre des 1,2 million de b/j, des problèmes techniques surgissent avec les oléoducs, ou il y a une grève des Gardes d'Installations pétrolières.

Avec l'élection présidentielle prévue pour décembre 2021 et les affrontements en cours entre le ministre du Pétrole et le chef de la CPN, les perspectives de production de pétrole pour le T421 semblent également très volatiles. Bien qu'il soit actuellement estimé que la production de pétrole brut atteindra en moyenne 1,18 million de b/j au 4T21, toute résurgence de la violence dans le pays pourrait remettre la CPN à genoux comme en 2020 et nous pourrions voir de graves impacts de production de 700 000 à 800 000 b/j. Une croissance plus lente mais continue de la production de pétrole brut jusqu'en 2022 est attendue grâce à la formation d'un nouveau gouvernement stable et à l'allocation de fonds à la CPN pour les travaux d'entretien et de rénovation. La production de pétrole brut de la Libye est estimée en moyenne à environ 1,22 million de b/j en 2022, et pourrait atteindre 1,3 million de b/j si des fonds suffisants sont alloués aux principaux exploitants contrôlés par la CPN comme AGOCO et Sirte Oil Company.

## 2.2 L'exploration prête pour une résurgence en 2022

**Alors que 2020 a été témoin du deuxième plus faible volume découvert au cours de la dernière décennie, jusqu'à présent en 2021, des volumes bien inférieurs ont été découverts.**

**Seul 1 puits à fort impact a été foré en 2021, ce qui a entraîné des flux pétroliers non commerciaux ; 3 autres devraient être forés avant la fin de l'année**

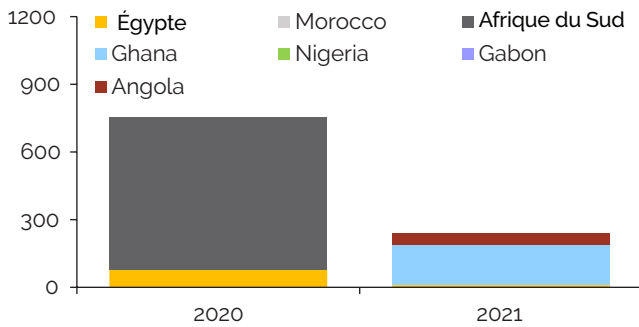
**Une année beaucoup plus encourageante est attendue en 2022 avec le percement attendu de 13 puits à fort impact**

**6 cycles de licences devraient s'achever avant la fin de 2021, avec environ 92 blocs proposés. En 2022, 14 rounds devraient être clôturés, bien que 7 de ces rounds restent incertains**

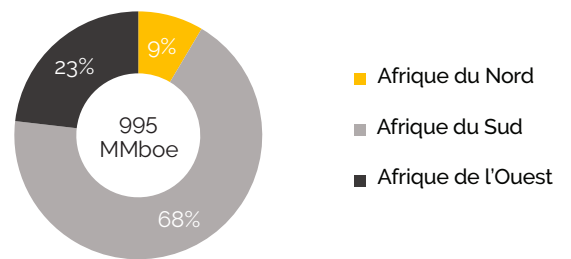
À l'instar des approbations de projets et des investissements greenfield, l'exploration en amont de l'Afrique a également été durement touchée par la COVID-19. La dévastation a été telle qu'elle a conduit à des plates-formes offshore à être laissées inactives en Angola, une conséquence que même des années de guerre civile n'ont pas eu. En 2020, les deuxièmes plus faibles volumes de ressources ont été découverts au cours de la dernière décennie. Alors que 2019 a vu des découvertes en Angola, en Afrique du Sud, au Ghana, au Gabon, en Égypte, etc., les volumes découverts en 2020 ont été largement soutenus par la découverte de gaz à condensat de Luiperd au large de l'Afrique du Sud. Malgré la baisse de 75 % des volumes découverts totaux d'une année sur l'autre en 2020, 2021 a jusqu'à présent été encore pire avec seulement un tiers des volumes découverts par rapport à 2020. La figure 2.2.1 montre les volumes découverts totaux en 2020 et 2021 (à partir de septembre) dans différentes régions et segments d'approvisionnement en Afrique, ainsi que la scission des hydrocarbures.

**Figure 2.2.1: Volumes découverts en Afrique en 2020 – 2021**  
Millions de bep

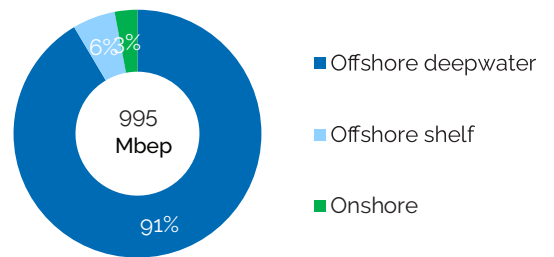
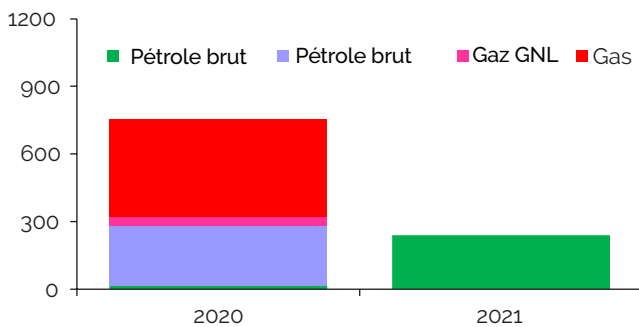
Ressources découvertes par pays



Ressources découvertes par région



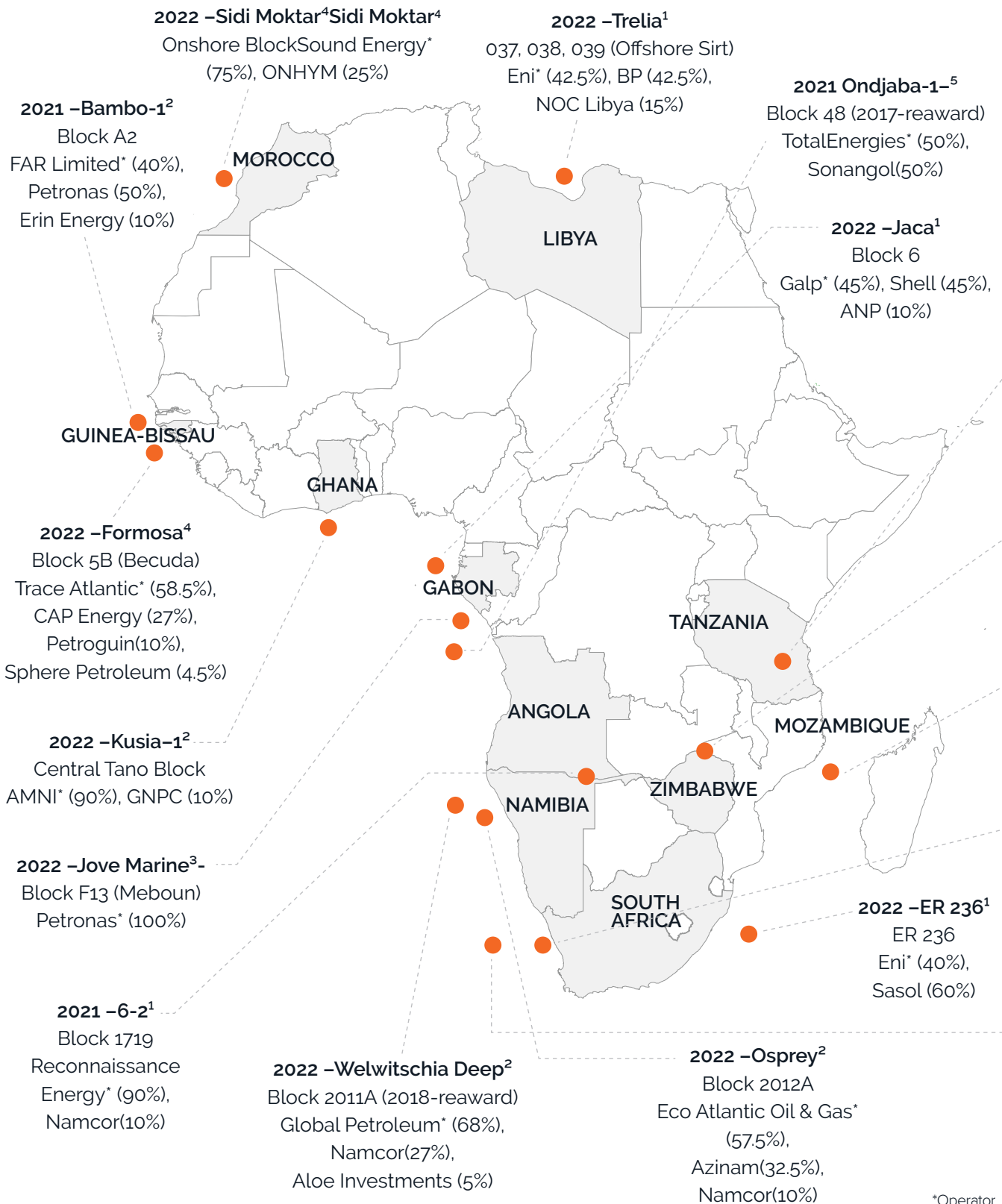
Afrique du Nord Afrique du Sud Afrique de l'Ouest



Source: Rystad Energy UCube September 2021

À mesure que l'exploration s'est encore détériorée, le forage de puits à fort impact a également été affecté. Un seul puits à fort impact a été foré jusqu'à présent en 2021 et trois autres puits de ce type devraient être forés d'ici la fin de l'année en Angola (offshore), en Guinée-Bissau (offshore) et en Namibie (onshore). Le forage de puits à fort impact devrait s'accélérer avec le forage dans toutes les régions du continent, à la fois onshore et offshore. La figure 2.2.2 montre l'emplacement et le calendrier estimé du forage pour les puits à fort impact 2021-2022 à travers le continent.

Figure 2.2.2: Puits à fort impact en Afrique



\*Operator

Une augmentation de l'activité d'octroi de licences a été observée en 2019 et un niveau d'octroi de licences identique ou supérieur a été estimé en 2020. Des cycles d'octroi de licences ont été ouverts dans ces pays en 2019 : Angola, Égypte, Guinée équatoriale, Ghana, Gabon et Congo. Mais beaucoup de ces cycles ont été soit retardés soit annulés en raison du ralentissement de l'industrie. Certains cycles d'octroi de licences qui ont ouvert avant 2020 et devaient se clôturer en 2020, ont également débordé en 2021. Dans l'ensemble, 6 cycles devraient se clôturer avant la fin de cette année, y compris les cycles qui avaient ouvert en 2018 et 2019, deux cycles qui ont ouvert l'année dernière et deux autres qui ont été annoncés cette année. Le cycle Cuvette d'octroi de licences au Congo, qui a ouvert en 2019, devrait désormais se clôturer en 2022, ainsi que 6 autres cycles qui ont été ouverts en 2021 jusqu'à présent. Le Soudan du Sud a également lancé son tout premier cycle de licence pour 5 blocs. Sept autres cycles d'octroi de licences à travers le continent devraient être ouverts l'année prochaine, mais cela dépendra fortement de la direction que prend la pandémie et de son impact ultérieur sur l'industrie pétrolière et gazière. Des cycles d'octroi de licences hautement structurés et bien organisés utilisant des solutions numériques pourraient constituer une avancée pour accroître l'exploration sur le continent. Cependant, cela nécessite la diffusion d'un maximum de données et repose donc sur l'intégration de solutions numériques dans des processus traditionnellement alourdis par la paperasse et la bureaucratie. Bien que nécessitant un investissement initial, les récompenses potentielles pourraient dépasser de loin les coûts et représenter le catalyseur requis pour lancer l'activité d'exploration sur le continent.

**2022 Kito-<sup>3</sup>**

Kilosa-KilomberoBlock-SwalaEnergy\* (75%),  
InvenireEnergy (25%)

**2022 –Mzarabani<sup>1</sup>**

SG 4571  
Invictus Energy\* (80%),  
One Gas Resources (20%)

**2022 –A5-B**

A5-B (AngocheBasin)  
ExxonMobil\* (40%),  
Rosneft (20%), ENH (20%),  
Eni (10%),  
Qatar Petroleum (10%)

**2021 –Gazania-1<sup>3</sup>**

Block 2B (A-J1)  
Azinam\* (50%),  
Africa Energy (27.5%),  
Panoro(12.5%),  
Crown Energy (10%)

**2022 –Venus –1<sup>2</sup>**

Block 2913B  
TotalEnergies\* (40%),  
Qatar Petroleum (30%),  
Impact Oil & Gas (20%),  
Namcor(10%)

**Raison du puits à fort impact**

**1Bassin frontière :**

Le bassin peu ou pas exploré

**2Des ressources prospectives importantes :**

Les estimations pré-forage de la société sont assez importantes.

**3Point d'ancrage de la Société :**

Les puits qui sont très médiatisés et stratégiquement importants pour les entreprises.

**4Bassin émergent :**

Les bassins où des travaux d'exploration récents importants ont eu lieu.

**5Ouverture de jeu :**

Le puits ciblant un nouveau jeu ou une nouvelle zone dans la province ou le bassin.



Figure 2.2.3: Cycles de baux 2021 – 2022 en Afrique



Source: Rystad Energy ECube September 2021

**Algérie cycle de licences**  
Cycle de licence prévu mais incertain

**Sénégal 2020**  
Appels d'offres en cours d'évaluation – Année d'attribution présumée 2021

**Libéria**  
Round de négociation directe ouvert aux appels d'offres – Année d'attribution présumée 2022

**Côte d'Ivoire – 2021**  
Round Offshore Planifié mais incertain

**Guinée Équatoriale**  
EG Ronda 2022 Prévu mais incertain

**Gabon**  
12e cycle d'octroi de licences en cours d'évaluation – Année d'attribution présumée 2021

**Congo -Cycle de licence Cuvette**  
ouvert aux appels d'offre  
Année d'attribution présumée – 2022

**République Démocratique du Congo**  
Appel d'offres international 2021  
Année d'attribution prévue – 2022

**Angola 2020**  
Appels d'offres à terre Offres en cours d'évaluation – Année d'attribution présumée 2021

**Tunisie – cycle de licences 2021**  
Cycle de licence prévu – Année d'attribution présumée -2022

**Égypte – 2021**  
Appel d'offres international (EGPC & EGAS) Ouvert aux appels d'offres  
Année d'attribution  
Cycle d'octroi de licences offshore ouvert aux candidatures  
Année d'attribution présumée -2021

**Soudan – 2021**  
Cycle de licence prévu – Année d'attribution présumée -2022

**Sud Soudan**  
1er cycle d'octroi de licences prévu  
Année d'attribution supposée 2022

**Somalie –2020**  
Cycle d'octroi de licences offshore ouvert aux candidatures  
Année d'attribution présumée -2021

**Uganda**  
Deuxième cycle d'octroi de licences pétrolières  
Offres en cours d'évaluation  
Année d'attribution présumée – 2021

**Kenya**  
Round Offshore Planifié mais incertain

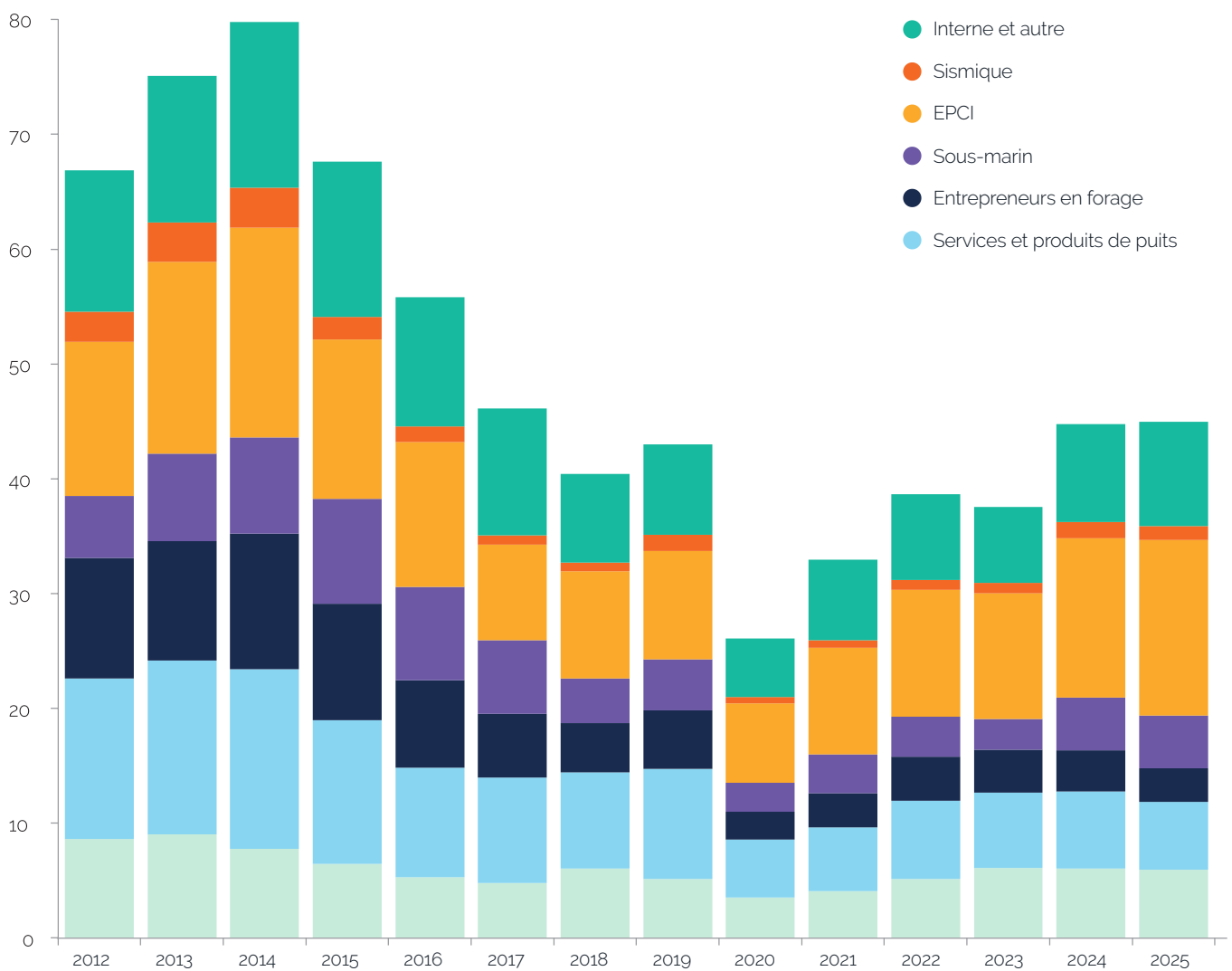
**Tanzania –2022**  
Round offshore (Zanzibar) Prévu mais incertain

**Mozambique**  
6e cycle d'octroi de licences prévu mais incertain

**Angola 2021**  
Appel d'offres public limité prévu mais incertain

# Des projets de GNL pour stimuler les perspectives des services pétroliers (OFS) en

**Figure 2.3.1: Perspectives des OFS en Afrique**  
 Dépenses de capital en amont en Afrique par segment de service – Milliards \$US Nominal



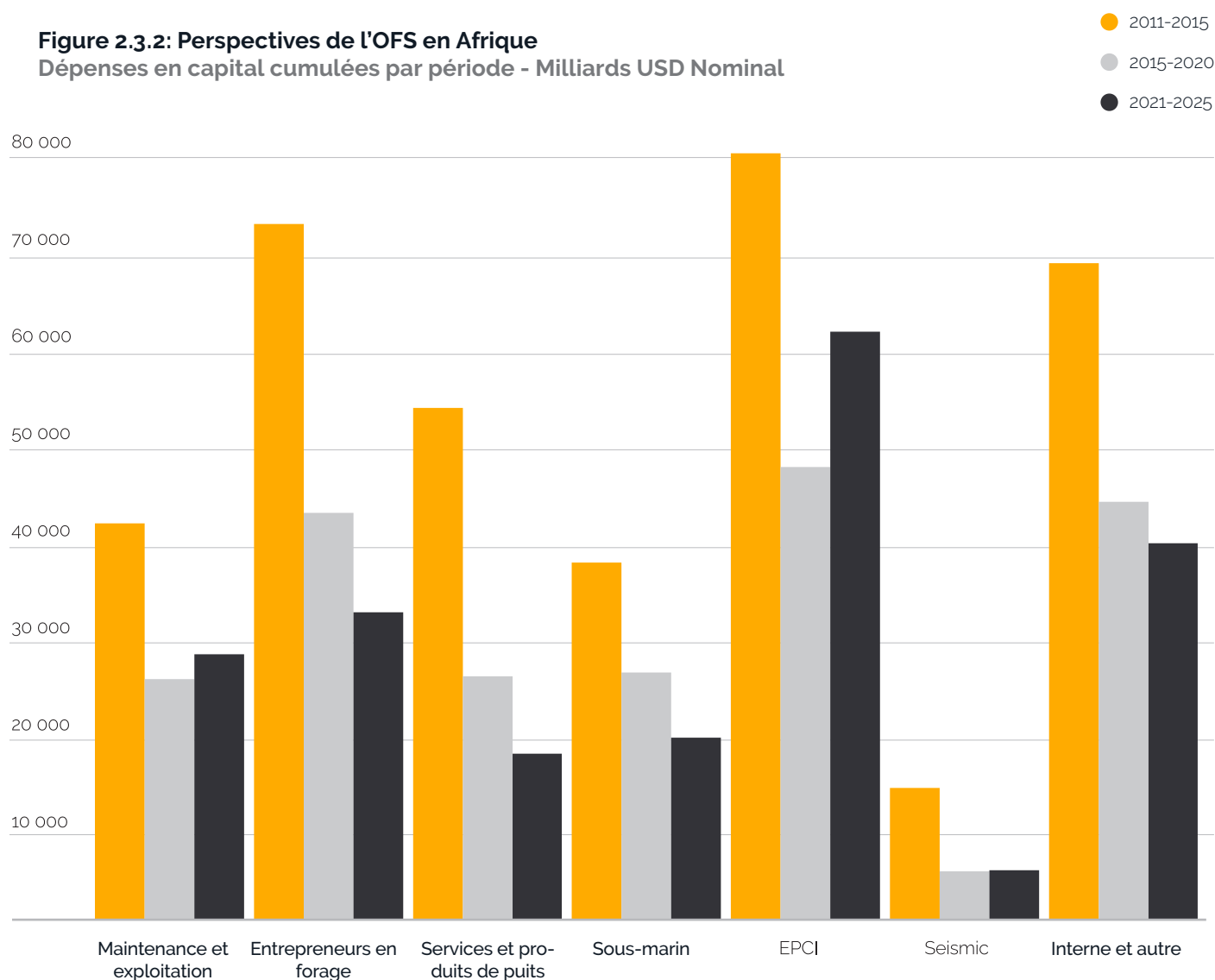
Source: Rystad Energy UCube August 2021

La figure 2.3.1 présente la répartition des dépenses en amont par segment de service, qui comprend les dépenses internes en amont qui concernent principalement les salaires. L'année dernière a été difficile pour le secteur des services, qui valait autrefois 80 milliards de dollars en 2014. Il est tombé à moins de la moitié de sa valeur en 2020, mais une reprise est attendue à mesure que les restrictions de l'OPEP+ s'assoupliront et que de nouveaux projets seront sanctionnés. La reprise est également tirée par les projets de GNL en Afrique de l'Est qui ont été reportés à des années plus tard ; en tant que tel, on estime que les niveaux de 2019 de 43 milliards de dollars seront dépassés d'ici 2025.

La figure 2.3.2 compare les dépenses cumulées pour trois périodes de 5 ans, 2011-2015, 2016-2020 et 2021-2025. Sur tous les segments, le segment EPCI devrait croître de manière significative grâce aux contrats de construction de projets GNL, tandis qu'une augmentation marginale est également attendue du segment de la maintenance. Les projets de GNL comprenant à la fois Coral FLNG et Mozambique LNG au Mozambique, NLNG sept plus au Nigeria ainsi que les grands projets pétroliers onshore en Ouganda sont à l'origine de l'augmentation du segment EPCI. L'augmentation dans le segment de la maintenance est principalement due à la reprise des projets onshore

en Algérie et en Libye alors que l'assouplissement des quotas de l'OPEP augmente la production algérienne et que davantage de production est engagée en Libye. Les segments restants devraient diminuer au cours des cinq prochaines années. Historiquement, le segment le plus touché est celui des entrepreneurs en forage et des services de puits, principalement en raison de la volatilité des prix du pétrole qui sont désormais bien en deçà des niveaux de 2014. Les perspectives restent également médiocres pour ces segments, car davantage de projets gaziers sont ciblés et nécessitent moins de forage.

**Figure 2.3.2: Perspectives de l'OFS en Afrique**  
Dépenses en capital cumulées par période - Milliards USD Nominal



Source: Rystad Energy UCube August 2021

## Chapitre trois

# Les majors sortent, les CPN acquièrent

Les majors cèdent leurs actifs de pétrole brut à forte intensité de carbone pour atteindre les objectifs de neutralité carbone en vendant aux CPN et aux CPNI, dans un paysage d'acteurs en évolution

Les CNP acquièrent d'importants actifs de pétrole brut

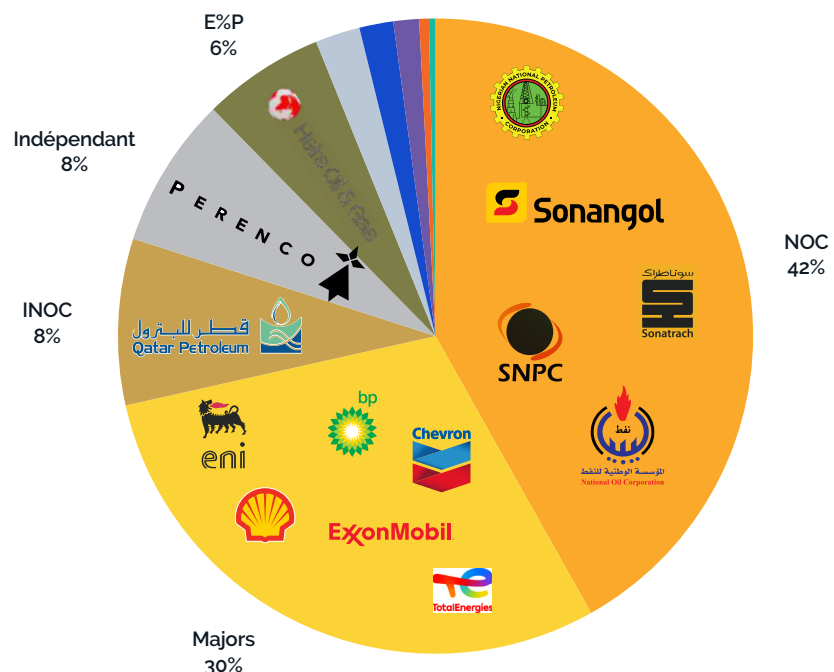
Les majors européennes devraient augmenter leur production de gaz dans l'intention d'accéder aux marchés mondiaux grâce à la production de GNL

Les figures 3.1 et 3.2 illustrent qu'en 2021, les Majors représenteront 30 % de la production totale en Afrique. Cependant, les majors opérant sur le continent africain sont à un point d'inflexion car elles visent à réduire leur empreinte carbone et à diversifier leurs portefeuilles

pour accueillir les grands gisements de gaz. Les CPN représentent une plus grande proportion de la production totale à 42 % avec les CPN Sonatrach (Libye) et NNPC menant la production de pétrole brut et de gaz.

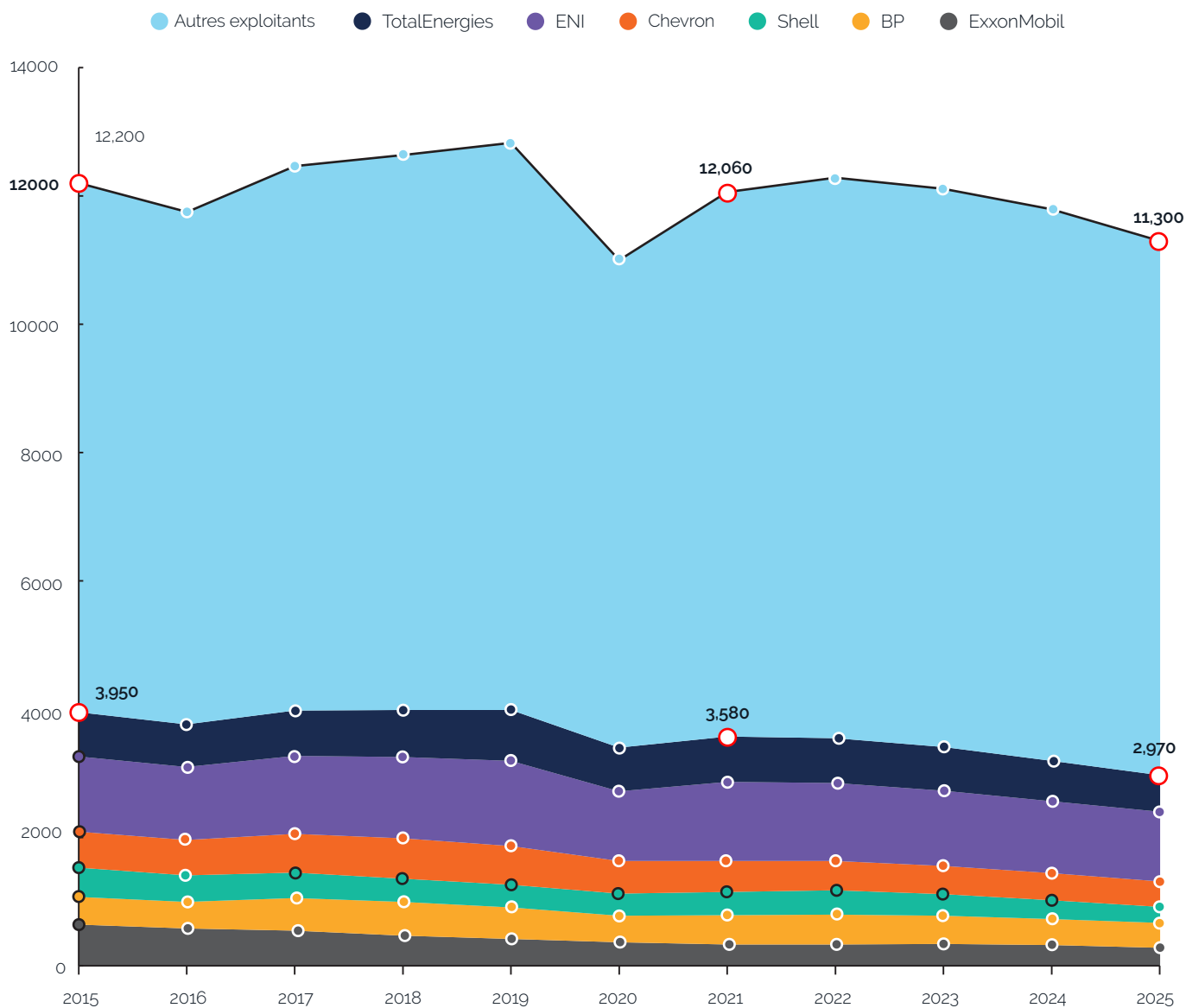
Figure 3.1: Production totale répartie par segment d'entreprise en 2021

Production africaine totale en 2020 - %



Source: Rystad Energy UCube August 2021

**Figure 3.2: Les majors se délestent des actifs pétroliers au profit du gaz**  
 Production africaine totale – Kb/j



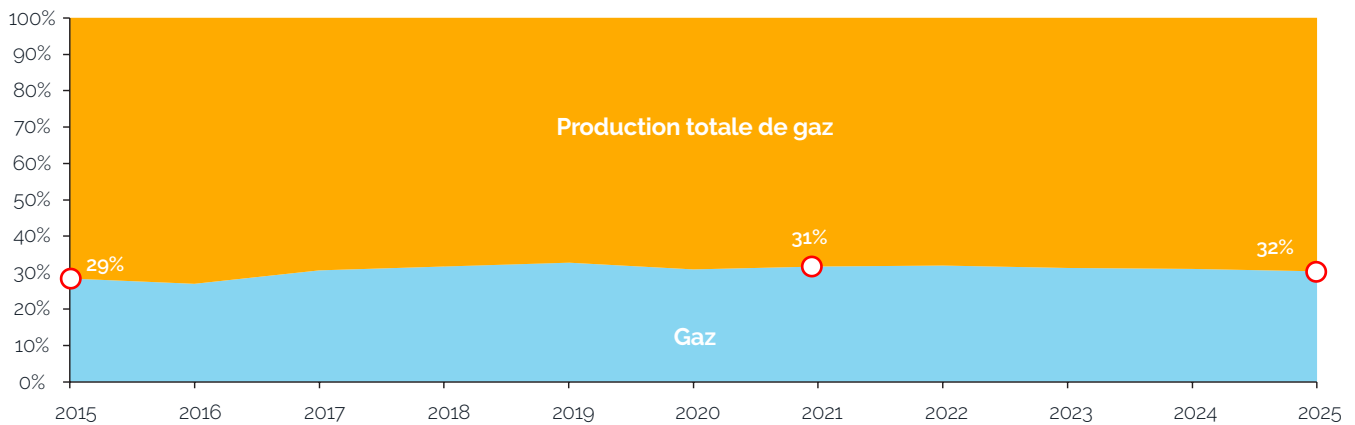
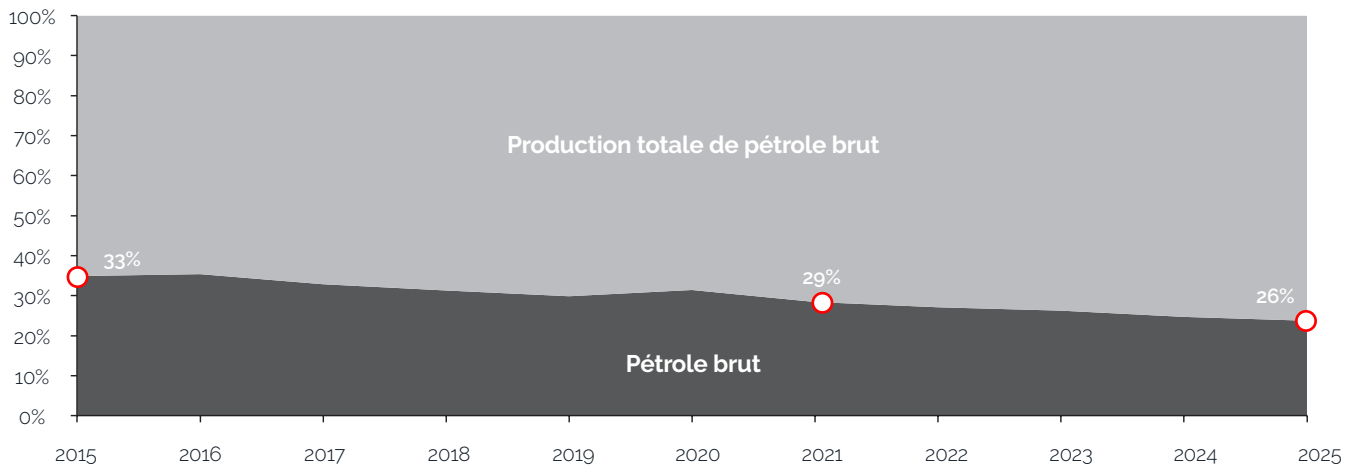
L'abandon du pétrole brut est influencé par des défis réglementaires historiques et l'influence croissante des actionnaires dans l'élaboration de la stratégie future, liée à l'abandon fortement médiatisé des énergies fossiles moins propres. Cette évolution est conforme à l'activité actuelle de fusion-acquisition, les gisements de pétrole étant délaissés

au profit des gisements de gaz. Une justification supplémentaire d'un tel changement peut être observée dans le fait que le gaz naturel représente plus de 75 % des hydrocarbures découverts en Afrique au cours des 10 dernières années. Cela fait de l'Afrique une industrie axée sur le gaz, où ladite monétisation peut entraîner une croissance socio-économique,

permettant une réduction des importations d'énergie et un meilleur accès à l'électricité. Globalement, la figure 3.3 prévoit que pour le pétrole brut, la contribution de la Major de 2015 à 2025 chute de 33 % à 26 %, tandis que la production de gaz augmente de 28 % à 31 %.

Source: Rystad Energy UCube August 2021

**Figure 3.3: Contribution de Major à la production de pétrole (en haut) et à la production de gaz (en bas)**



Source: Rystad Energy UCube August 2021

Alors que les gouvernements européens imposent des objectifs d'émission contraignants et que la Banque européenne d'Investissement annonce la fin des investissements dans le pétrole et le gaz africains, les majors suivent leurs traces. En outre, des organisations telles que Greenpeace et les Amis de la Terre continuent de provoquer des perturbations

en Afrique, affectant les opportunités potentielles de croissance sectorielle et économique. Ces organisations manifestent couramment devant les raffineries de pétrole ou lors d'événements organisés par de grands producteurs de pétrole (ex., Shell en 2018, Johannesburg en 2021). Ceci, couplé à la fluctuation des prix du pétrole dans le contexte de pandémie mondiale

et à l'avenir incertain des énergies fossiles, provoque un désinvestissement progressif du pétrole brut parmi les majors. D'autre part, le gaz naturel est central pour la transition dont l'Afrique a besoin pour alimenter et faire progresser le développement sectoriel avec l'emploi sous de nouvelles formes.

ENI, dont le siège est en Italie, est en pourparlers avec des conseillers pour se décharger d'un ensemble de ses actifs exploités au Congo, suite à la baisse des prix du pétrole. ENI a également vendu un contrat de partage de production (CPP) à la SNPC (Congo), avec des projections selon lesquelles une

baisse globale de la production de 33 % se produira au cours de la prochaine décennie. De même, Exxon-Mobil s'est récemment retirée d'une prospection pétrolière en eau profonde au large du Ghana.

Shell, quant à lui, se déchargera du

dernier projet de ses actifs nigériens pour s'orienter vers une énergie plus propre et éviter les litiges liés aux marées noires. Son désinvestissement pourrait porter un nouveau coup aux plans budgétaires du gouvernement nigérian, dont environ 90 % des revenus proviennent du pétrole, alors qu'il



se rééquilibre après le crash pétrolier de 2020. Shell fait actuellement l'objet d'un examen par la justice néerlandaise, qui a annoncé qu'elle devait réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 45 % d'ici 2030. Les faibles niveaux d'investissement menacent les champs pétrolifères actuellement en production en Angola, qui font face à une forte baisse de production car les champs matures, menaçant la capacité de la nation à respecter les allocations OPEP+.

Dans le passé, le marché africain présentait des défis en raison de politiques qui barricadaient l'entrée sur le marché, avec des tarifs élevés et des tensions politiques. Dernièrement, il y a eu une campagne pour des politiques modifiées, des cadres réglementaires restructurés et des initiatives attrayantes pour les investisseurs, facilitant ainsi la conduite des affaires. Cette restructuration a été menée par le Nigeria, la République du Congo, l'Angola et le Sénégal. Malheureusement, les majors ont abaissé leur vision des perspectives d'investissement alors














qu'elles étaient plus faciles, le virage actuel vers le GNL étant le principal moteur de l'activité Fusion-acquisition. À terme, les majors pourraient chercher à monétiser le gaz sous forme de GNL. Un exemple est Shell, TotalEnergies et Eni qui vendent une participation de 45 % dans OML 17, évaluée à 1,1 milliard de dollars. La grande licence onshore se compose de 15 champs de pétrole et de gaz, permettant aux majors de rediriger leurs investissements vers des actifs au large du pays. Le PDG de TotalEnergies au Nigeria, Mike Sangster, a déclaré à The Africa Report qu'à l'avenir, la société se concentrera davantage sur les projets gaziers et pétroliers avec un « seuil de rentabilité bas ». Cela pourrait réorienter l'attention vers la production de gaz, comme l'a déclaré le PDG de Total, Patrick Pouyanné, la qualifiant « d'énergie de transition ».

Les indépendants opérant en Afrique, dont APA Coopération, ConocoPhillips et Perenco, affichent la transition, comme les majors. Cairn Energy a récemment vendu ses actifs Sangomar à Woodside Petroleum, auparavant ven-

du à Lukoil. Cela devrait permettre à Woodside Petroleum de démarrer la production en Afrique en 2024. Cependant, malgré cela, les perspectives de production des indépendants en Afrique pour le pétrole et le gaz sont similaires à celles des majors. La production devrait diminuer légèrement en 2022, suivie d'une baisse progressive mais constante dans les années à venir.

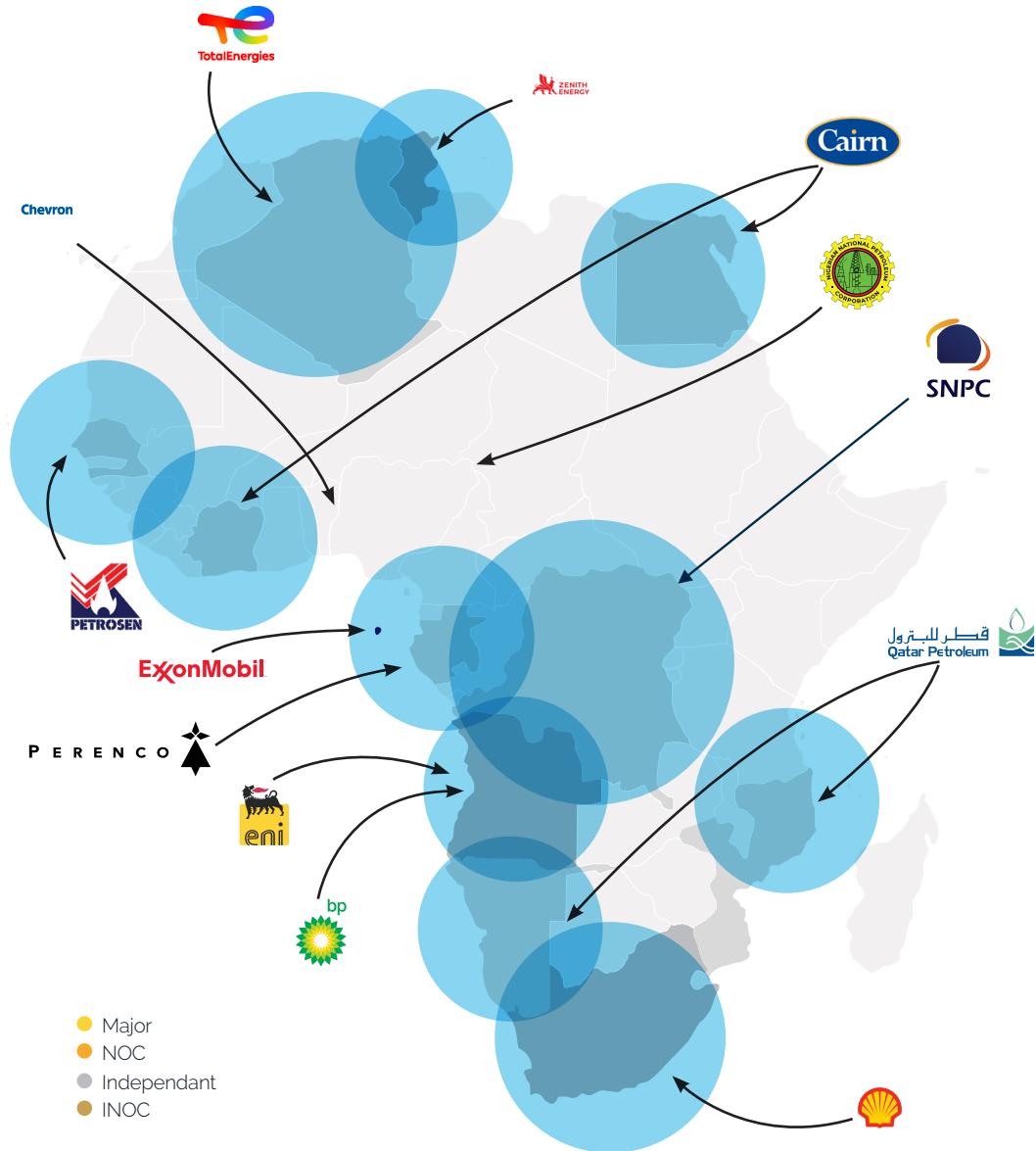
Avec des majors vendant d'importants actifs de pétrole brut au Nigeria, en Angola, en Algérie et au Ghana, malgré un fort potentiel de croissance, les CPN et les CPNI en acquièrent la plus grande part. Ensemble, les CPN et les CPNI devraient produire 51 % du pétrole et du gaz de l'Afrique en 2021, 43 % provenant des CPN avec les principales sociétés CPN Sonatrach (Libye) et NNPC. Illustrant le point de vue des Majors, le vice-président des nouvelles entreprises de BP en Afrique, Jonathan Evans, a déclaré que BP limiterait ses projets d'extraction de pétrole sur le continent à l'avenir, compte tenu des exigences de réduction de carbone.

Figure 3.4: Résumé de haut niveau de 2019 – à ce jour activité de fusion-acquisition des Majors en Afrique en tant que vendeurs

Acheteur	Vendeur	Projet	Date	Valeur	Pays	Composition
		La SNPC (Congo) rachète PSC au Congo après l'expiration du contrat d'Eni	17/04/2020	235	Congo	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <span>Oil</span> <span>Gas</span> </div> <div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 64%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 36%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>
		Qatar Petroleum acquiert une participation dans 3 licences en Afrique du Sud	04/07/2021	Unknown	South Africa	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 44%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 56%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>
		Conoil acquiert une participation opérationnelle dans les OML 86 et 88 au Nigeria	20/08/2020	43	Nigeria	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 67%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 3%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>
		Dragon Oil acquiert les concessions de sol de BP en Égypte	29/05/2019	600	Egypt	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 40%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>
	  	TNOG a acquis 45 % du capital d'OML 17 au Nigeria auprès de Shell, Total, ENI	15/01/2021	533	Nigeria	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 60%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 40%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>
		ExxonMobil a annoncé au gouvernement ghanéen qu'il se retirait du secteur pétrolier en amont du pays	17/06/2019	N/A	Ghana	<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div style="width: 75%; background-color: #28a745; height: 10px;"></div> <div style="width: 25%; background-color: #dc3545; height: 10px;"></div> </div>

Source: Rystad Energy M&A Dashboard, annual reports and news

**Figure 3.5: Analyse des « types » d'exploitants susceptibles d'être disposés à acquérir des actifs en Afrique**



Les plus gros acquéreurs d'actifs sont la SNPC (Congo) et la TNOG, deux CPN opérant respectivement au Congo et au Nigeria. En fait, la plus grosse acquisition en 2021 est venue de TNOG en rapport avec la licence OML 17 susmentionnée au Nigeria, en acquérant une participation de 45 % auprès d'ENI, Shell et Total. Le champ a le potentiel de doubler la production dans le court à moyen terme grâce à des initiatives de production améliorées et à des reconditionnements. La SNPC a acheté un CPP au Congo pour 600 millions de dollars à ENI, Qatar Petroleum (QP) et Total, où environ 95 % de sa production totale est du pétrole. Une autre acquisition notable d'actifs en 2021 a eu lieu en Égypte, où Chevron Petroleum et Cairn ont acquis les 13 concessions onshore de Shell et une participation de 50 % dans Badr El-Din Petroleum Co. pour la somme de 646 millions de dollars avec des paiements supplémentaires pouvant atteindre 280 millions de dollars entre 2021 et 2024.

QP est responsable de l'achat de 91 millions de dollars de capitaux propres et d'actifs des principales majors ENI, Total et Shell. Les prévisions indiquent que QP restera dans le pétrole et augmentera lentement son exposition au gaz après 2023.

Étant donné que le gaz représente 55 % de la production annuelle de QP en 2021 (hors liquides de gaz naturel et condensats), le pétrole ne représentant que 19 %, une diversification avec plus de champs pétroliers pourrait être attendue. Perenco a également racheté des actifs à TotalEnergies au Gabon, avec l'ambition de maintenir les niveaux de production de gaz dans un contexte de baisse actuelle de la production pétrolière.

Les réductions des dépenses des majors du brut entraînant une baisse des niveaux de production ont porté un coup aux pays dépendants du pétrole comme l'Angola, qui devrait atteindre 1,2 mb/j en 2021, une baisse de 35 % au cours de la dernière décennie. Cependant, la plus grande major d'Afrique, ENI, est intéressée à investir en Angola à travers une joint-venture avec BP. Les deux sociétés cherchent à restructurer leurs portefeuilles d'hydrocarbures (et à augmenter la production d'énergie renouvelable) pour atteindre une plus grande efficacité dans leurs opérations et créer des synergies visant à réduire les coûts. Une telle décision stratégique s'intègre parfaitement dans le plan annoncé par ENI pour réduire la dette et financer des projets de transition vers une énergie à faible émission de carbone. En fait, ENI vise à essaimer ses actifs pétroliers et gaziers en Afrique de l'Ouest et au Moyen-Orient dans de nouvelles joint-ventures avec BP et TotalEnergies. Par exemple, l'accord actuel d'ENI avec Egyptian Electricity Holding Company et Egyptian Natural Gas Holding Company, pour la production d'hydrogène vert en Égypte à partir d'énergies renouvelables, dans le but d'étendre ce projet à puissance nord-africaine algérienne. La joint-venture d'ENI et de BP dans les champs de Nour et Shorouk en Égypte, ainsi que le projet Coral South d'ENI au Mozambique, sont autant de points d'initiation sur le marché du GNL.

Shell a acquis des participations dans des actifs offshore à São Tomé & Príncipe, au Suriname, en Namibie et en Afrique du Sud auprès de Kosmos Energy pour 128 millions de dollars, avec

l'intention de commencer le forage en 2021. Malgré cela, la production actuelle dans ces pays est globalement faible, mais on s'attend à une forte croissance dans les années à venir, notamment au Suriname et en Afrique du Sud. La production de gaz devrait croître de sept fois la production actuelle de 2020 à 2030. De plus, en 2019, TotalEnergies a fait la découverte de gaz-condensat de Brulpadda en Afrique du Sud, contenant environ 500 millions de barils équivalent pétrole (Mbep). Les partenaires envisagent le développement d'une plate-forme fixe pour le projet, TotalEnergies parlant d'une « zone de gaz offshore...de classe mondiale ». ExxonMobil a également acquis des actifs à São Tomé & Príncipe, avec un démarrage de la production dans les années à venir.

Au Nigeria, Chevron Nigeria Limited (CNL) a acquis l'actif gas-to-liquid (GTL) d'Escravos. Selon Chevron, « avec l'augmentation attendue de la demande de diesel, la technologie GTL offre une option pour fabriquer un carburant avec des qualités qui permettent des réductions significatives des émissions ». Avec des motivations similaires pour réduire les émissions, TotalEnergies s'est développé en Algérie en acquérant une participation dans un champ de gaz humide de Repsol, soutenant la transition vers une source de gaz naturel plus propre. Ce regain d'intérêt pour le gaz naturel en Afrique s'observe en examinant les décisions finales d'investissement qui sont prévues pour les grands projets. Les principaux projets africains par ressources qui devraient être sanctionnés pour le développement dans les années 2020 comprennent 12 projets gaziers au Mozambique, en Tanzanie, en Mauritanie, au Sénégal, au Nigeria et en Libye. La Chambre africaine de l'énergie estime qu'environ 55 % des ressources africaines qui devraient être sanctionnées pour le développement au cours des 10 prochaines années seront des projets gaziers, avec 13 % supplémentaires de condensats et de liquides de gaz naturel, contre seulement 38 % pour le pétrole brut.

Les CPN pourraient s'engager dans de









nouveaux environnements via la diversification, la réaffectation des ressources pour permettre une compétitivité accrue sur le marché. Les entreprises nord-africaines, dont Sonatrach, Sonangol, SNPC, etc., ont toutes manifesté leur intérêt et leur engagement à allouer des investissements au captage et au stockage du carbone. En effet, Eni et Sonatrach ont signé une série d'accords en mars 2021 pour les secteurs de l'amont, de la recherche et du développement et de la décarbonisation. Cela devrait permettre aux CPN de passer du volume à la valeur, en se concentrant sur des projets à forte valeur ajoutée, socialement acceptables grâce à la réduction des émissions de carbone. La montée en puissance des activités en aval est une voie de diversification qui peut être lucrative ; s'aventurer dans la pétrochimie et le raffinage pourrait générer de nouvelles sources de revenus à partir de produits à marge potentiellement plus élevée.

La pression mondiale monte pour se retirer des combustibles fossiles, les développements pétroliers greenfield devenant moins attrayants dans les médias, forçant les majors à explorer d'autres opportunités dans les énergies renouvelables. Les stratégies d'investissement des majors consistent à « donner la priorité aux dépenses d'investissement à court terme sur les actifs les plus avantageés avec le coût d'approvisionnement le plus bas du portefeuille », selon Preba Arkaah, porte-parole d'Exxon au Ghana. De nombreuses majors ont désormais des objectifs de « Zero Routine Flaring » d'ici 2030, comme l'illustre la figure 3.6. Cela ouvre des opportunités pour les entreprises locales à exploiter, soit en se spécialisant dans la réduction du torchage, soit en transformant le gaz en production d'hydrogène pour ajouter au portefeuille d'énergies renouvelables du continent.

Figure 3.6: Objectifs de réduction du torchage par major

## Intensité du torchage et objectifs de réduction, entreprises sélectionnées

## Entreprise

Company	Intensité de torchage des actions 2020 (kg CO <sub>2</sub> /bep)	Objectif de réduction du torchage	Citation
	10	Zéro torchage de routine d'ici 2025	« Eni s'est engagé à éliminer le torchage de procédé d'ici 2025, cinq ans avant l'initiative Global Gas Flaring Reduction 2030 »
	6	Zéro torchage de routine d'ici 2030	« Total a été la première entreprise à rejoindre l'initiative Zero Routing Flaring »
	5	Zéro torchage de routine d'ici 2030	« BP participe à un certain nombre d'initiatives de réduction du torchage de la Banque mondiale, y compris le Partenariat mondial pour la Réduction des Gaz torchés »
	5	Prévoit de réduire le torchage de 25 % d'ici 2020	« Notre Norme environnementale pour les Projets de Torchage et de Réduction de la Ventilation en Amont a pour objectif d'éviter le torchage et les rejets direct dans les nouveaux projets en amont »
	3	Zéro torchage de routine d'ici 2030	« Nous travaillons à réduire le torchage, qui gaspille des ressources précieuses et contribue au changement climatique »
	3	Réduire le torchage de 25-30 % d'ici 2023	« Nous avons élaboré des plans internes spécifiques à chaque pays pour minimiser le torchage du gaz et nous sommes membre du Partenariat mondial pour la Réduction des Gaz torchés »
	3	Zéro torchage de routine d'ici 2030	« En Norvège, nous n'avons pas de torchage de routine dans nos opérations. Notre objectif est d'arrêter le torchage de routine dans nos opérations d'ici 2030 au plus tard »
	3	Pas de cible claire	« Bien que les émissions de torchage post-combustion représentent moins de 7 % de nos émissions de GES, la réduction des torchères reste une priorité »

Source: Company reports, Rystad Energy research and analysis

\*Par rapport à 2017  
\*\*Par rapport à 2016

À court terme, les Majors prévoient de réduire l'intensité carbone en augmentant les mesures d'efficacité, en supprimant le torchage et en optimisant les opérations pour minimiser leur empreinte carbone. Les joint-ventures actuelles et futures entre les majors et la synergie qui peut naître d'une excellence opérationnelle rationalisée peuvent largement contribuer à réduire l'intensité carbone. L'investissement dans les énergies renouvelables est la prochaine étape vers un avenir neutre en carbone et le recours à des projets de GNL à faible intensité de carbone avec les projets clés décrits dans la figure 3.7.

Les centrales solaires photovoltaïques sont actuellement la source d'énergie renouvelable la plus importante en Afrique. TotalEnergies dispose de 150 MW de capacité installée en Afrique, actuel-

lement en exploitation en Égypte (2 x 63 MW), au Burkina Faso (15 MW) et en Ouganda (10 MW), avec pour objectif de poursuivre son expansion. ENI, dispose de la centrale photovoltaïque « Adam », dans le Gouvernorat de Tataouine, produisant 5 MW, réduisant la consommation de gaz et économisant l'équivalent de 6 500 tonnes d'émissions de CO2 chaque année. En effet, ENI et Sonatrach, la compagnie nationale algérienne du pétrole et du gaz, ont inauguré une centrale photovoltaïque à Bir Rebaa Nord (BRN). Elle s'est également associée à Sonangol, formant une joint-venture pour développer une centrale PV d'une capacité totale (phasée) de 50 MW en Angola.

L'Africa Renewable Energy Fund II (AREF II) a levé 130 millions d'euros auprès de sept investisseurs pour financer les

énergies renouvelables en Afrique subsaharienne. TotalEnergies a également annoncé un investissement d'environ 60 milliards de dollars dans des projets d'énergies renouvelables d'ici 2030. Les projets d'énergie géothermique en Afrique de l'Est ont bénéficié d'un investissement de 95 millions de dollars de la Banque européenne d'Investissement (BEI). Ce changement peut voir des investissements supplémentaires de la part des majors, car elles sont actuellement toutes engagées dans les activités géothermiques. Cependant, ces projets ont une grande marge d'erreur et les bénéficiaires sont minces. Sans l'intérêt des majors, « la géothermie est un billet de loterie plus cher que le pétrole, sans gros lot », selon Doug Hollett, géologue et ancien responsable du ministère américain de l'Énergie.

Figure 3.7: Stratégies de désinvestissement des grandes compagnies pétrolières pour la transition énergétique

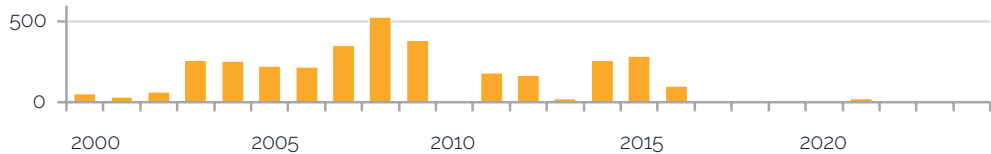
Exploitant

Plan de désinvestissement

**Algérie & Angola**

*Réduire les projets d'exploration pétrolière en Algérie et en Angola*

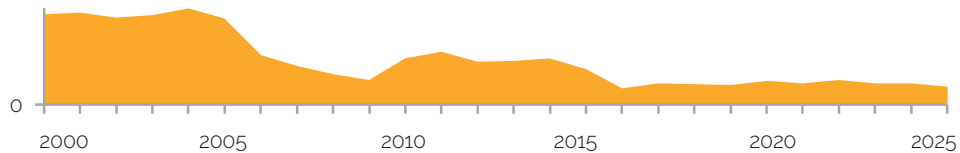
BP Exploration Capex Algérie & Angola (millions \$US)



**Nigeria**

*Focus sur les actifs gaziers et pétroliers offshore nigériens*

Production de liquides onshore Shell (kb/j)



**Gabon**

*Cesser le portefeuille non exploité d'actifs matures avec des BE élevés*

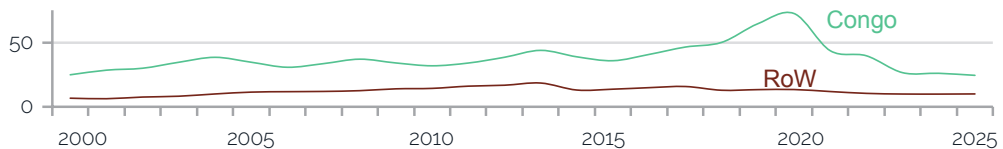
Prix du pétrole à l'équilibre total pour les actifs non exploités sanctionnés dans le monde (\$US/bbl)



**Congo**

*Déchargement potentiel des actifs à torchage intensif dans les émissions de CO2 en amont*

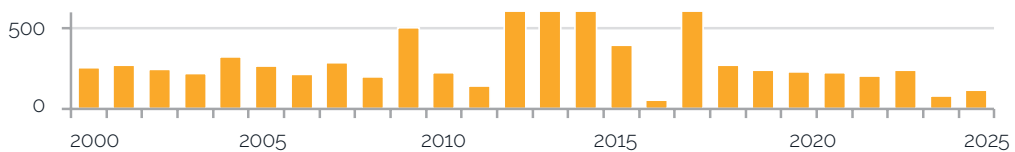
des actifs exploités de l'ENI Congo (émissions de CO2 par bep)



**Ghana**

*Quitter les actifs d'exploration*

privilégier le African Exploration Capex d'Exxon à faible coût d'approvisionnement (millions USD)



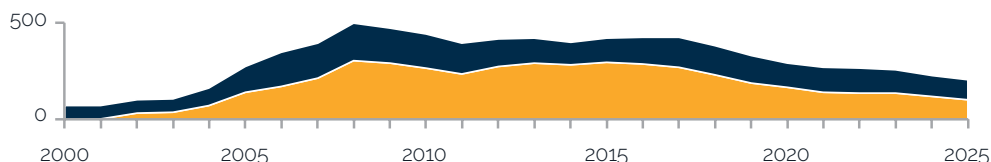
Operator

Quitter les actifs d'exploration

Angola

*Fusion potentielle avec ENI pour une meilleure allocation du capital, des synergies de coûts et d'affaires pour réduire l'exposition au risque*

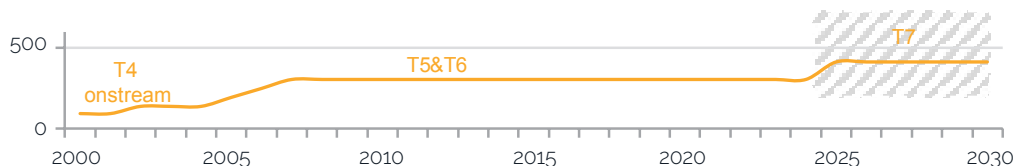
Production combinée du portefeuille ENI & BP en Angola (kb/j)



Nigeria

*Nigeria NLNG train 7 (T7) DIF pour augmenter la production de GNL plus propre*

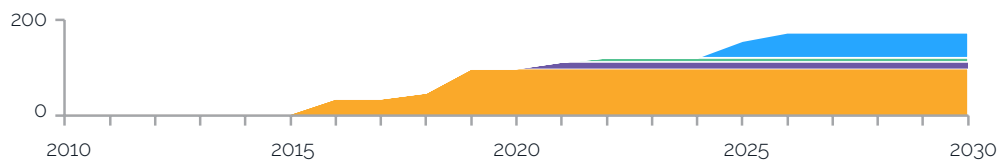
NLNG Capacité de production de GNL (mmc)



Afrique

*Investir 1,5-2 milliards de dollars dans l'électricité à faible émission de carbone*

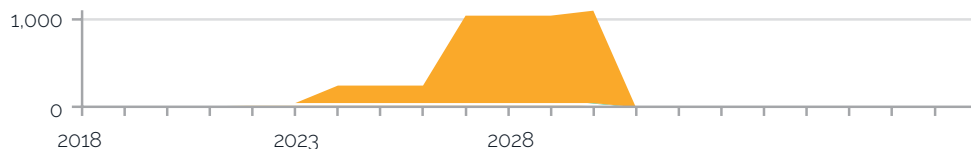
Capacité de la centrale installée par Total Solar PV répartie par état de développement, Afrique (MW)



Afrique

*Développer la capacité solaire pour produire et exporter de l'hydrogène vert*

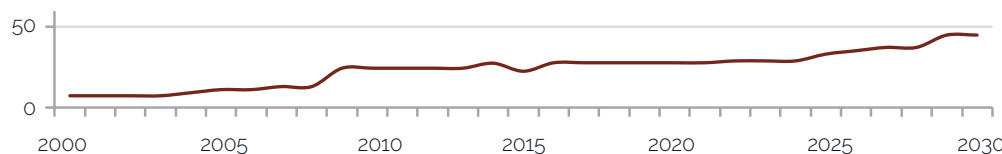
Capacité de la centrale installée par ENI Solar PV répartie par état de développement, Afrique (MW)



Monde

*Accent sur le renforcement de la capacité de GNL, à savoir Rovuma*

Capacité de production de GNL en capital Exxon (BCM)



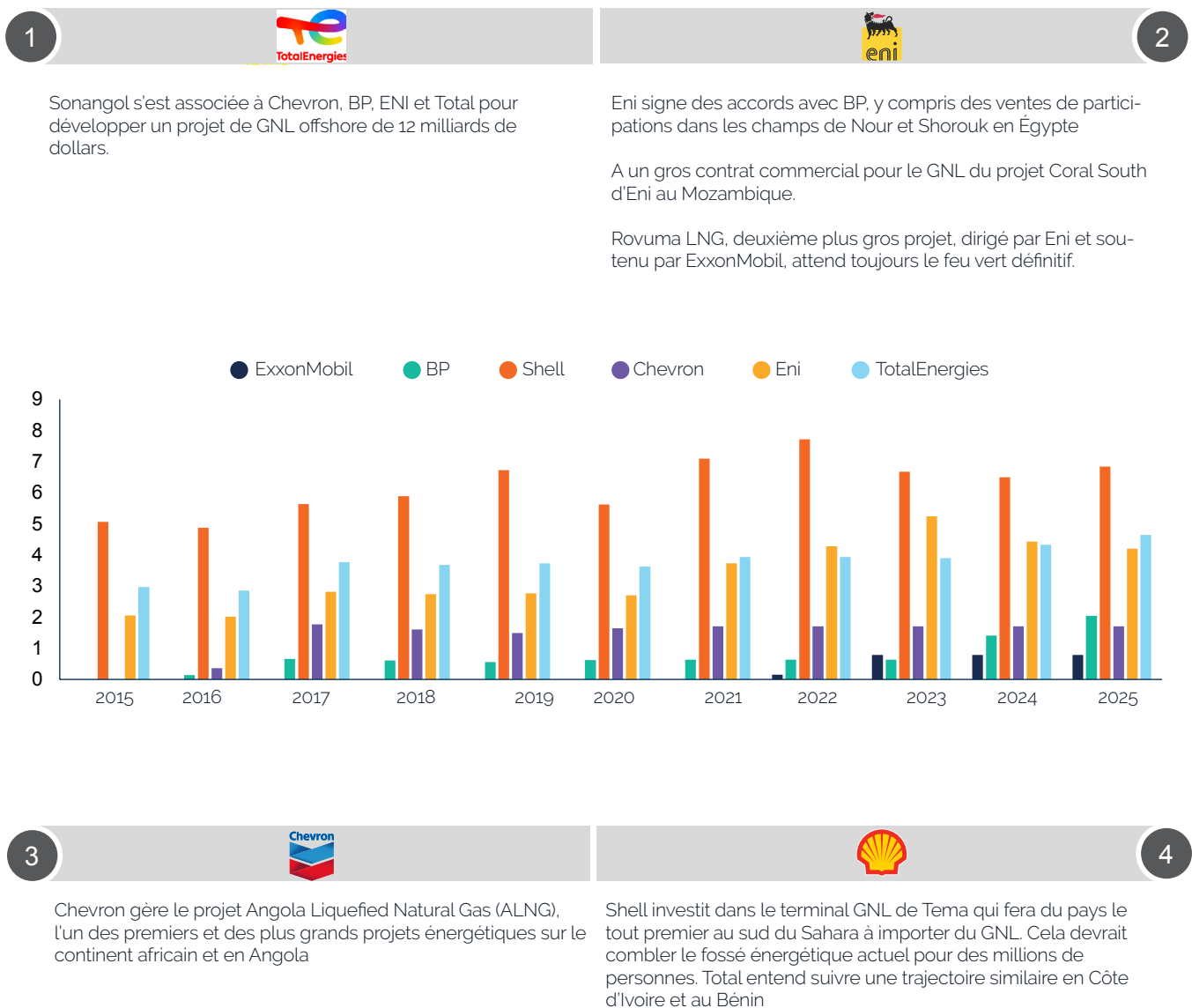
Source: Rystad Energy UCube, GasMarketCube, RenewableCube August 2021

Dans les pays africains, le Cameroun a mis en service le premier projet flottant de gaz naturel liquéfié (FLNG) du continent en 2018. Le Sénégal et la Mauritanie construisent ensemble un nouveau hub d'exportation de GNL d'une capacité d'environ 30 millions de tonnes par an (tpa).

Au Nigeria, Shell et TotalEnergies sont en partenariat avec la joint-venture semi-publique Nigeria LNG (NLNG), chacune détenant une participation de 25 % et 15 % dans une unité de traitement de GNL de 4 milliards de dollars, connue sous le nom de Train 7, sur l'île de Bonny. L'usine augmentera sa ca-

pacité actuelle de GNL de 22 millions de tonnes par an (tpa) d'au moins 35 %. Entre-temps, BP et Kosmos Energy développent conjointement le projet de GNL offshore Greater Tortue Ahmeyim (GTA) au Sénégal et en Mauritanie, avec une production prévue pour 2023.

**Figure 3.8: Principales productions de GNL**



Source: M&A Dashboard, annual reports, and news articles



Le Mozambique abrite trois mégaprojets, représentant un investissement total de 55 milliards de dollars. Cependant, TotalEnergies a récemment suspendu son plus grand projet du pays, Mozambique LNG, en raison des attaques contre la ville voisine de Palma. Les petites et moyennes entreprises locales ont déjà perdu 90 millions de dollars depuis l'attentat de Palma, un énorme revers financier pour un continent qui connaît déjà une baisse des investissements. Cela met en évidence l'importance des facteurs de risque tels que la sécurité, car les attaques contre les oléoducs et les gazoducs africains (cf. le Nigeria, la Libye, le Mozambique) ne donnent pas confiance aux investisseurs internationaux pour financer de grands projets à fort impact économique. Le deuxième plus grand projet de GNL, Rovuma LNG,

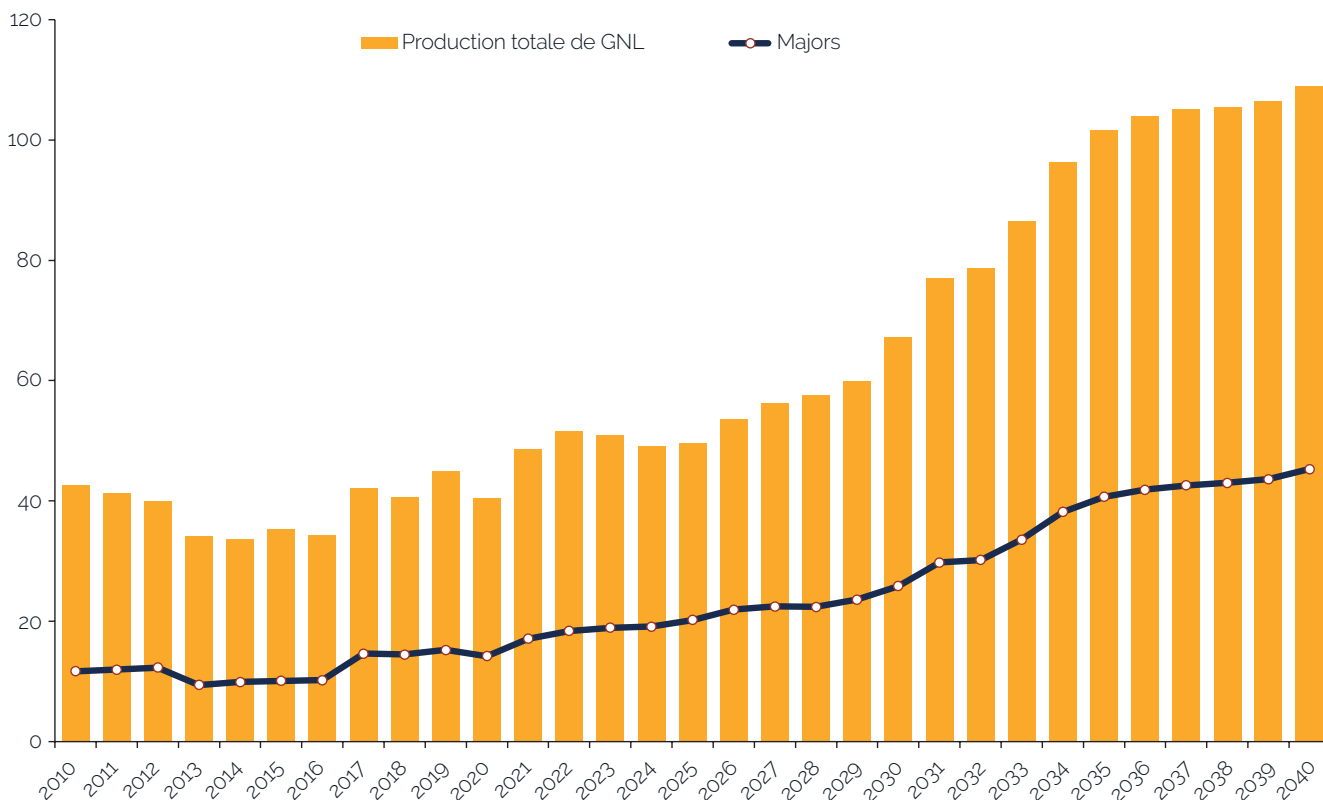
dirigé par Eni et soutenu par ExxonMobil dans la zone 4, est en attente d'approbation. S'attaquant à l'un des éléments critiques ayant affecté la croissance sur le continent africain, la pauvreté énergétique, le projet au Mozambique ainsi qu'au Sénégal alimentera des centrales électriques plutôt que d'être exporté vers des centres de demande en Asie.

En Angola, le gouvernement a formé un consortium avec cinq compagnies pétrolières internationales dont Eni et Chevron, et discute d'un investissement de 2 milliards de dollars dans le terminal de Soyo. Cette centrale produira une capacité de 5,2 millions de tonnes par an et alimentera en gaz naturel une centrale électrique de 750 MW, une étape dans l'électrification du continent africain. Le consortium vise à démarrer

la production du projet d'ici 2022. Chevron, qui détient 36 % des intérêts de l'usine angolaise de GNL, discute des avantages de son gaz associé, soit du gaz naturel produit en tant que sous-produit de la production de pétrole brut. En Guinée équatoriale, le gouvernement est en pourparlers avec des entreprises pour le développement de réserves de gaz offshore et de gaz délaissé pour la production de GNL.

Les CPN sont intriguées par le marché du GNL, car actuellement aucun GNL nigérian (le plus grand producteur) n'est destiné à l'Afrique. Leur objectif principal serait une infrastructure gaz-électricité pour répondre aux besoins énergétiques de l'Afrique. Les majors se concentrent sur la monétisation du gaz et la réduction de leur empreinte carbone, ce qui nécessitera la mise en place d'infrastructures et la réduction du torchage.

**Figure 3.9: Production de GNL en Afrique**  
Unité : Millions de tonnes de GNL



Source: Rystad Energy UCube August 2021

## Chapitre quatre

# Le financement de l'E&P en Afrique pourrait devenir plus dépendant de l'Asie

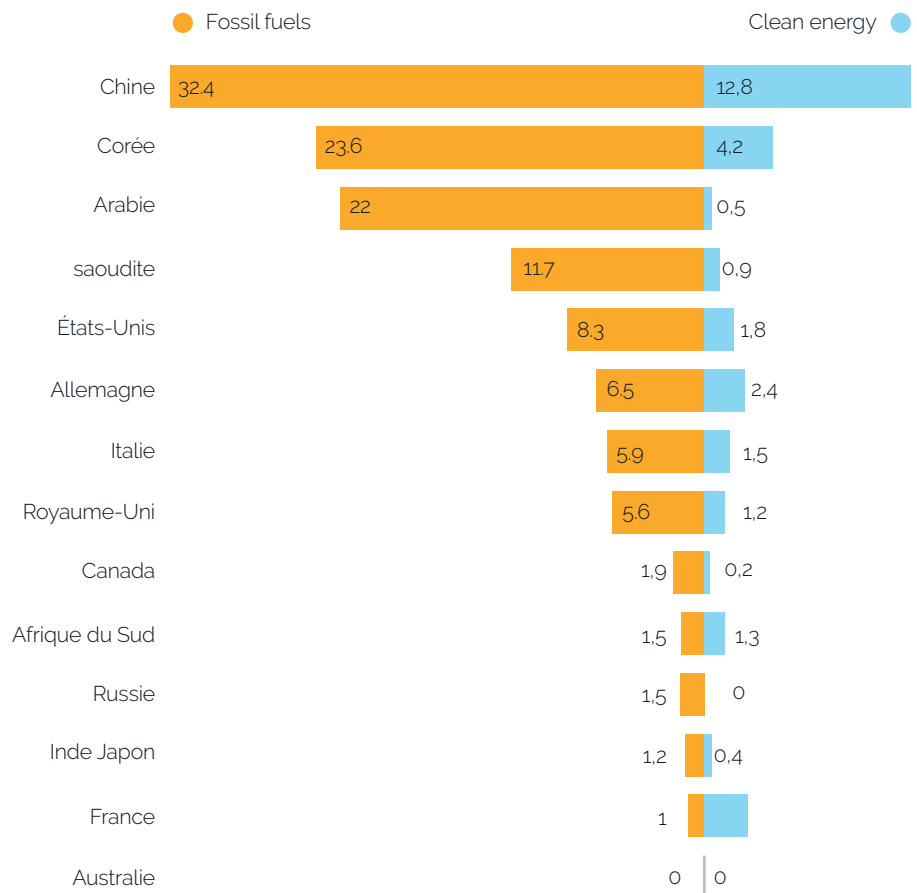
Les gouvernements du G20 allouent 123 milliards de dollars de financement du secteur public à l'Afrique et au Moyen-Orient de 2013 à 2019

Les institutions financières européennes sont les plus réticentes à investir dans des projets liés aux combustibles fossiles

Les institutions financières asiatiques susceptibles de rester les principales sources des financements de projets de combustibles fossiles en Afrique

\*Comprend les paiements des agences de crédit à l'exportation ou des institutions de financement du développement  
 \*\* Exclut l'Argentine, le Brésil, l'UE, l'Indonésie et la Turquie car aucun paiement n'a été observé

**Figure 4.1: vers l'Afrique et le Moyen-Orient, 2013-19**  
 Financement public de l'énergie pour l'Afrique et le Moyen-Orient, 2013-19\* émis par les gouvernements du G20\*\* milliards USD



Source: Oil Change International, April 2021

Bien que le forum international des gouvernements du G20 se soit engagé à limiter l'augmentation de la température mondiale moyenne à 1,5°C au-dessus des niveaux préindustriels, des milliards ont été investis dans des projets de combustibles fossiles entre 2013 et 2019. L'Afrique et le Moyen-Orient (MENA) ont été les destinataires de tels financements de la part des pays du G20, comme l'illustre la figure 4.1 compilée par Oil Change International. Le financement illustré représente le financement du commerce et du développement, vérifié comme étant directement lié aux combustibles fossiles. Le financement est associé à des agences de crédit à l'exportation (ACE) et à des institutions de financement du développement (IFD), plutôt qu'à des institutions privées. Les exemples incluent la Banque de développement de Chine qui a financé un prêt de 6,6 milliards de dollars à Sonangol en 2016 et un prêt de crédit à l'exportation de 5 milliards de dollars de l'US Export-Import Bank lié à un terminal de liquéfaction de GNL au Mozambique en 2020. Les OCE et les IFD offrent souvent des conditions soit très concurrentielles, soit non commerciales et, en tant que telles, fournissent un soutien substantiel pour récolter des financements supplémentaires auprès d'autres sources, telles que des banques ou des gestionnaires d'actifs, en réduisant le risque du projet et en renforçant la confiance des investisseurs.

Afin de contextualiser les niveaux de dépenses, il est utile de comparer le financement des combustibles fossiles lié aux projets d'énergie propre dans la région MENA sur la même période. Globalement, sur le G20, 123 milliards de dollars ont été consacrés à des projets de combustibles fossiles tandis que 30 milliards de dollars ont été dépensés pour l'énergie propre. L'énergie propre est définie comme

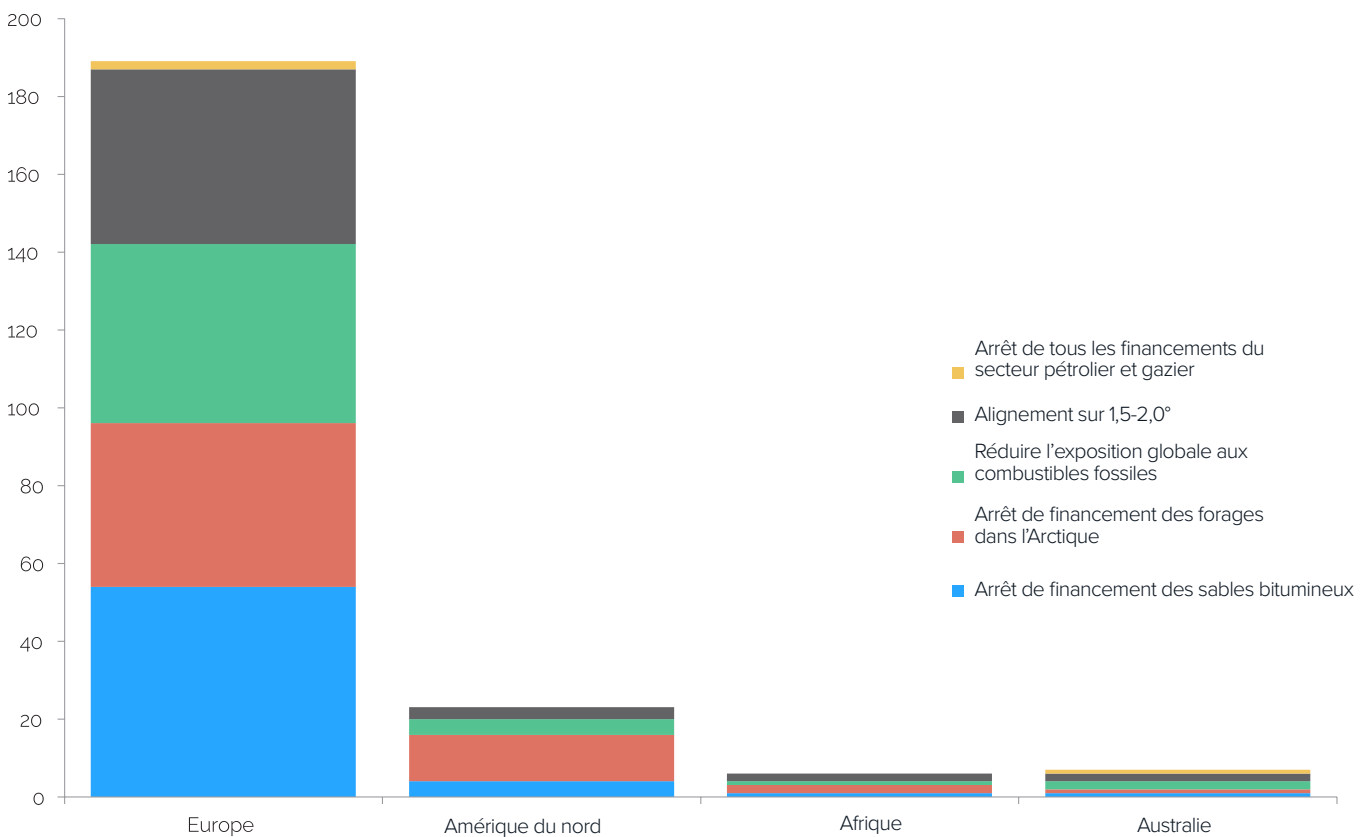
tout paiement soutenant les énergies renouvelables sous forme de biocarburants, géothermie, hydroélectricité, hydrogène, solaire et éolien. Le seul pays à financer plus de projets d'énergie propre que les énergies fossiles était la France avec 2,7 milliards de dollars alloués.

Dans leur écrasante majorité, les grands centres économiques asiatiques ont contribué à plus de 60 % du financement des projets de combustibles fossiles, menés par la Chine. De tels arrangements permettent aux pays de garantir l'accès aux réserves de combustibles fossiles, se prémunissant souvent contre la volatilité future des prix des matières premières, ce qui est d'une importance accrue pour les principaux pays importateurs d'hydrocarbures, où le PIB est plus exposé aux fluctuations. La demande en hydrocarbures associée à l'industrie et en particulier à la pétrochimie est très élevée dans ces pays, ce qui amplifie l'importance de protéger les industries établies pour maintenir bas les coûts des matières premières, leur permettant de rester compétitifs. En outre, en fournissant des financements internationaux, les institutions visent à soutenir la création d'emplois nationaux liés aux projets financés. Il est donc probable que les pays asiatiques, principalement associés au G20, fourniront les sommes charnières des finances publiques via les OCE ou les IFD, qui forment la plus grande partie de la dette et fournissent souvent une confiance suffisante aux institutions supplémentaires pour financer des projets.

En adoptant une vision plus globale de l'industrie mondiale du financement et de l'appétit connexe pour le financement des combustibles fossiles, les deux dernières années ont été témoins d'un changement de mentalité dans l'industrie financière, les institutions

s'engageant en masse à restreindre le financement des projets d'énergies fossiles et à réduire les niveaux d'exposition globaux. Aucun continent n'a présenté un tel changement que l'Europe. La figure 4.2 présente le nombre d'institutions d'importance mondiale par catégorie d'engagement, réparties par continent, représentant les politiques actuellement actives. En termes de restrictions financières, la majorité des institutions imposant des restrictions les ont appliquées aux sables bitumineux et au forage dans l'Arctique, au lieu d'une interdiction absolue du financement du pétrole et du gaz. Cependant, parmi les institutions européennes, cette image pourrait bientôt changer à mesure que COVID-19 accélère l'agenda vert. La Banque européenne d'investissement a annoncé son engagement à interdire le financement des combustibles fossiles à partir de la fin 2021, une politique que le Royaume-Uni s'est également engagé à suivre. Dans la foulée, la France a annoncé qu'elle mettrait fin au financement des exportations pour l'exploration et la production pétrolière d'ici 2025 et la production d'exploration de gaz d'ici 2035. En outre, l'administration Biden a également indiqué l'élaboration en cours d'un plan pour mettre fin au financement international des projets de combustibles fossiles avec des fonds publics.

**Figure 4.2: Tendances du financement de l'E&P en Afrique – Aperçu**  
Des banques, des assureurs\* et des gestionnaires d'actifs\*\* d'importance mondiale restreignent le financement des combustibles fossiles



\* L'IEEFA définit les institutions financières d'importance mondiale comme des banques et des assureurs/réassureurs avec AuM>10 milliards \$US.

\*\* L'IEEFA définit les gestionnaires/propriétaires d'actifs d'importance mondiale comme ayant des actifs sous gestion (AuM) supérieurs à 50 milliards \$US

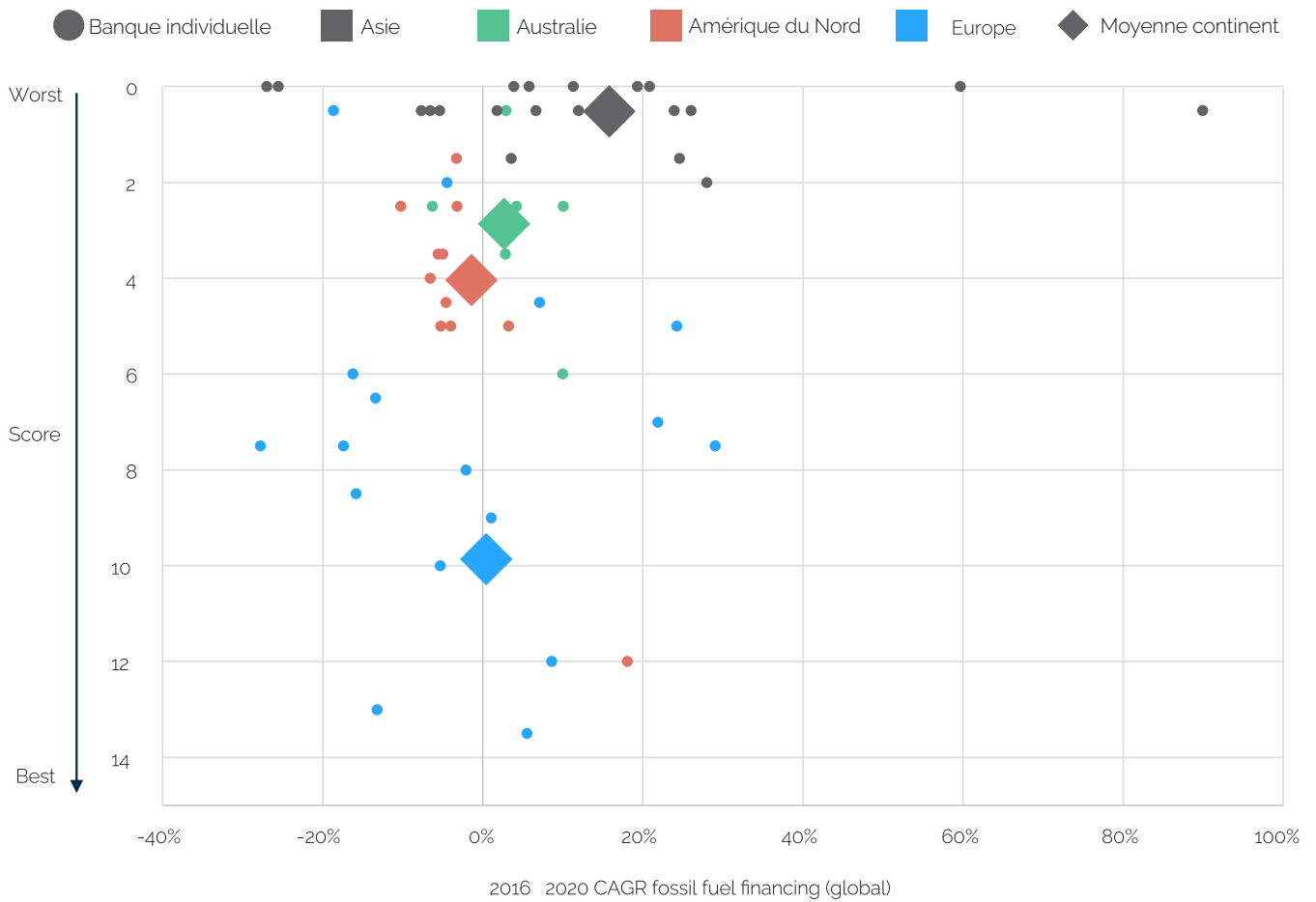
Source : IEEFA, août 2021

Dans l'ensemble, les restrictions de financement des combustibles fossiles sont centrées sur les institutions européennes, car la reconnaissance de l'impact financier potentiel du changement climatique se reflète dans l'appétit pour le risque de divers prêteurs sur le continent. Afin de gérer au mieux

les risques inhérents au changement climatique, diverses politiques visant à limiter les expositions ont été adoptées. Les types d'institutions comprennent les assureurs, les gestionnaires d'actifs et les banques, où l'inquiétude réside dans le risque pour les flux de trésorerie futurs et la capacité de service de la

dette, ou par l'étendue des dispositions nécessaires pour assurer les actifs à haut passif. Pour les entités publiques, les engagements nets zéro impulsés par les gouvernements poussent les fonds à être orientés vers les énergies propres.

**Figure 4.3: Tendances du financement de l'E&P en Afrique – Aperçu**  
 Croissance des financements bancaires pour les énergies fossiles (TCAC 2016-2020, abscisse) ; Score total de la politique relative aux combustibles fossiles\* (axe des y) chaque point représente une banque, coloré par continent



\*Score de politique interne visant à réduire le financement des combustibles fossiles, rapport Banking on Climate Chaos, 2021

Source: Banking on climate chaos, 2021

Afin de donner un aperçu de l'endroit où les E&P africains pourraient être en mesure d'obtenir un financement de projet à l'avenir, il est important d'analyser la trajectoire du financement historique de différentes régions, où la politique gouvernementale et fiscale façonne in fine les décisions prises par les institutions financières. S'il est clair que les principaux centres financiers

asiatiques sont susceptibles d'être les sources de financement public lié aux OCE et aux IFD, la figure 4.3 présente le tableau du point de vue du secteur bancaire au sens large. Les données illustrées proviennent du rapport Banking on Climate Chaos 2021 et incluent les 60 plus grandes banques concernées par actifs. L'axe des abscisses représente le taux de croissance an-

nuel composé du financement destiné aux projets de combustibles fossiles de 2016 à 2020, tandis que l'axe des ordonnées représente le score total de la politique en matière de combustibles fossiles tel que fourni par le rapport Banking on Climate Chaos. Le score est largement lié à l'étendue de l'exclusion imposée aux différents combustibles fossiles dans les politiques des différentes banques.

En toile de fond de la licence, les champs matures contribuant à la production sont en déclin après avoir produit pendant des décennies. Néanmoins, avec d'importants volumes de réserves restants, en plus de la hausse de l'exploration, le bloc dispose d'un potentiel supplémentaire. La licence dispose également d'un réseau d'infrastructures complet, facilitant l'exportation de brut et de gaz naturel.

Quatre accords innovants clés sont en place et ont permis la réalisation de la transaction. Premièrement, un accord technique avec Schlumberger donne accès au plus haut niveau de compétence technique, garantissant l'exécution d'un plan de développement du champ optimisé et la génération accélérée des revenus nécessaires au service de la dette. Schlumberger fournira également des équipements pour le fonds de roulement, réduisant davantage les risques d'expansion de la production – cela représente des offres de solutions de capital désormais disponibles auprès des principales sociétés OFS. Un accord a été conclu avec l'oléoduc Trans-Niger et le terminal de pétrole brut de Bonny sur une base tarifaire fixe, offrant une visibilité supplémentaire des coûts, requise pour les accords de financement. Une notation de prélèvement sur le long terme. Dans l'ensemble, cela indique que le financement des combustibles fossiles à l'avenir et pour l'Afrique sera probablement au moins en partie soutenu par les institutions financières asiatiques. Historiquement, la Chine a joué un rôle important dans l'industrie énergétique de l'Afrique en fournissant des investissements et des prêts importants à divers projets d'infrastructure énergétique. Ces financements ont généré des impacts économiques, sociaux et environnementaux dans les différents pays et communautés.

En Afrique subsaharienne au cours de la dernière décennie, les Majors ont cédé des actifs onshore au profit d'un

contre-accord offshore avec Shell et Total offrant une sécurité de paiement, et qui peut également être utilisé comme un appui supplémentaire à partir duquel des financements supplémentaires peuvent être levés. Enfin, un contrat de vente et d'achat de manutention de gaz est en place pour une partie de la production de l'actif offrant une visibilité supplémentaire sur les revenus.

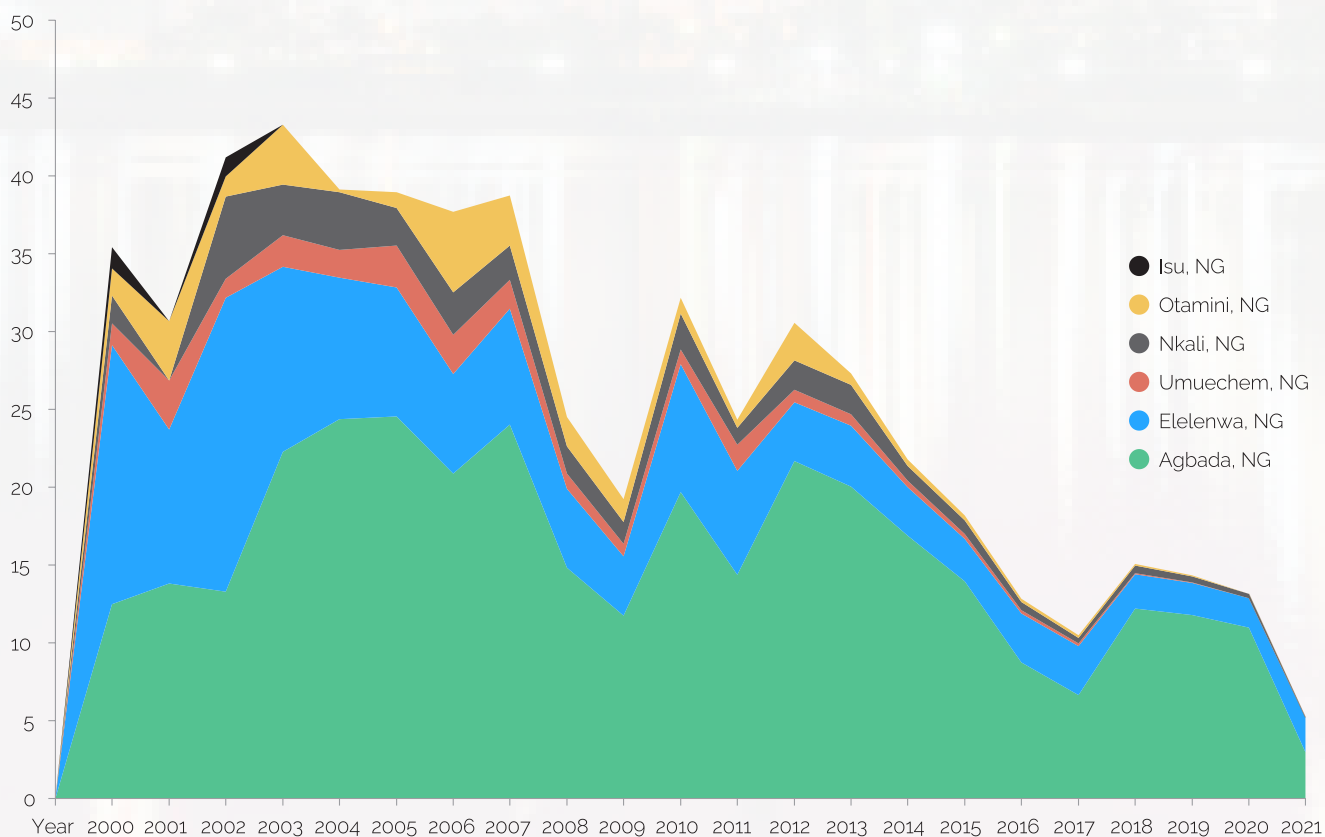
Le résultat de ces accords innovants est une confiance accrue dans les flux de trésorerie des projets pour les institutions de financement, permettant de fractionner des tranches de dette à diverses institutions, allouées conformément aux tolérances de risque acceptées en interne. Avec l'appétit réduit des institutions de financement européennes et américaines pour le financement de projets de combustibles fossiles, il est probable que l'utilisation de financements hybrides qui maximise et incite à la performance tout en réduisant le risque d'investissement à travers le spectre des contreparties deviendra plus répandue. Un tel mouvement est encore soutenu par la poursuite de la chasse au rendement par les gestionnaires d'actifs dans un environnement économique entouré de craintes inflationnistes dues aux politiques monétaires résultant de la récession mondiale. Le rendement plus élevé offert par les marchés émergents attirera probablement plus de capitaux dans de nouveaux domaines, bien qu'au cas par cas. Dans l'ensemble, la transaction OML 17 peut être largement résumée comme un projet mature, sans risque d'un point de vue d'exportation, de paiement, et technique, représentant ainsi un excellent exemple des types d'actifs que l'on peut s'attendre à voir financés en Afrique.

Alors que le financement conventionnel des projets de combustibles fossiles en Afrique devient plus difficile à trouver, la porte s'ouvre pour des sources alternatives de capital et une structuration des accords ajustée pour tenir

compte du risque perçu plus élevé. En général, un plus grand nombre de financeurs impliqués dans des projets individuels répartiront les risques, mais cela s'accompagne d'une complexité accrue lors de la création d'accords, car les différentes parties cherchent à maximiser les rendements potentiels et à trouver l'équilibre optimal risque-rendement. Au final, cela augmentera le coût du capital pour les E&P via des taux d'intérêt plus élevés, des périodes de remboursement réduites et une capture réduite des opportunités de hausse. Néanmoins, cela favorisera le financement de projets, facilitant la réalisation de nouveaux développements et l'accompagnement des redéveloppements.

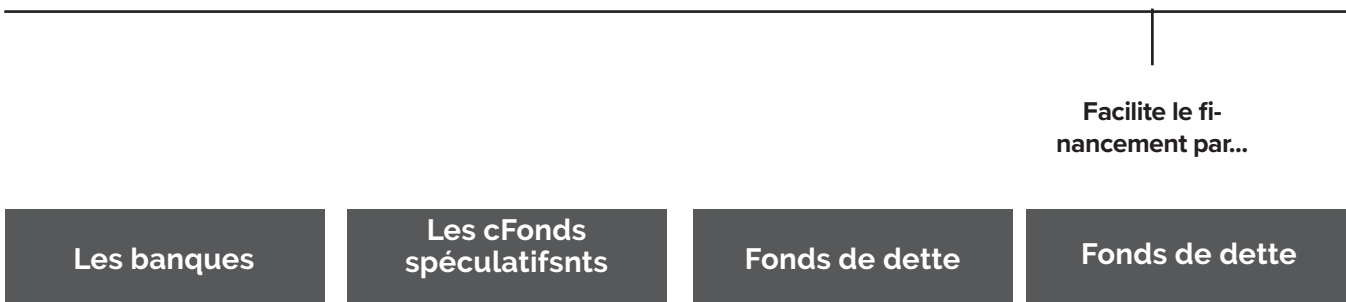


**Figure 4.4 : Tendances du financement E&P en Afrique – Aperçu**  
Production à partir d'actifs contenus dans la licence nigériane OML 17 Kbbbl/j



Source: Rystad Energy UCube, August 2021

**Figure 4.5: Tendances du financement E&P en Afrique – étude de cas OML 17**  
Un aperçu des accords utilisés pour sécuriser le financement de projets en Afrique



Exposition potentielle

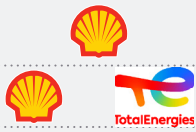


$$\begin{array}{ccc} \text{Faible dette senior} & + & \text{Dette junior} \\ \text{Cf. les prêts basés sur les réserves} & & \text{Cf. Équipements de fonds de roulement} \\ & & = \\ & & \text{Financement total du projet} \end{array}$$



## Partie

**Schlumberger**



Non communiqué

*Projet de réduction des risques liés à l'exportation, au paiement et aux facteurs techniques*

Alt. gestionnaires de fonds

Investisseur privé

Exposition potentielle

**Élevé**



**Dette subordonnée élevée**

Cf. Élevé

## Chapitre cinq

### Points Clés

- La production totale d'électricité en Afrique a diminué de 2,5 % en 2020, passant de 863 térawattheures (TWh) en 2019 à 844 TWh. Cette baisse de la production d'électricité est principalement attribuable à la pandémie de COVID-19 en cours, qui a provoqué une baisse de la demande d'électricité à tous les niveaux. En 2021, l'Afrique est en passe de produire 900 TWh alors que la reprise économique s'accélère.
- Les combustibles conventionnels tels que le charbon, le pétrole et le gaz naturel représentaient collectivement les trois quarts (75 %) de la production d'électricité de l'Afrique entre 2019 et 2021. Un examen plus approfondi du mix régional de production d'électricité de l'Afrique révèle cependant la nécessité d'une extrême prudence pour ne pas brosser le tableau dont l'ensemble du continent a besoin pour se décarboner. De nombreux pays du continent utilisent les ressources énergétiques à leur disposition et ne devraient pas en être pénalisés
- Les carburants conventionnels continueront à jouer un rôle important dans la réduction du déficit d'accès à l'énergie sur le continent en 2022. L'Afrique doit faire des efforts concertés pour exploiter ses énormes réserves d'hydrocarbures, en particulier le gaz naturel. Cela doit aller de pair avec la nouvelle hydroélectricité et les énergies renouvelables.
- Plus de 580 millions de personnes (près de 46 % de la population) sur le continent n'ont pas accès à l'électricité. Pour « faire disparaître la pauvreté énergétique d'ici 2030 », la capacité de production d'électricité de l'Afrique doit augmenter rapidement de plus de 6 % par an pour soutenir une croissance économique forte, favoriser l'industrialisation et préserver les moyens de subsistance. Le gaz naturel a fait ses preuves en Afrique pour permettre l'accès et devrait continuer à être le principal instrument de lutte contre la pauvreté énergétique.
- Les abondantes réserves de gaz naturel de l'Afrique, avec des volumes découverts d'environ 600 tcf, peuvent aider à satisfaire la future demande énergétique du continent et jouer un rôle clé dans l'électrification des régions subsahariennes en raison de son accessibilité. Le développement du potentiel gazier inexploité des régions subsahariennes apportera la sécurité d'approvisionnement et l'indépendance aux pays en difficulté économique.
- La production d'électricité au gaz permettra de sortir des énergies fossiles plus polluantes et d'alimenter la transition énergétique. Des réglementations claires sont essentielles pour parvenir à une distribution généralisée du gaz naturel et à la construction d'installations de production d'électricité.
- Dans le scénario Net Zero Emission (NZE) de l'AIE, la production de pétrole et de gaz pourrait chuter de 67 % en Afrique d'ici 2050
- L'emploi dans le secteur pétrolier et gazier pourrait chuter de plus de 60 % dans le scénario NZE de l'AIE
- La production d'énergie renouvelable en Afrique s'est considérablement développée en 2020 et 2021, avec une capacité installée éolienne et solaire PV augmentant de 12,2 % et 14,5 %, atteignant respectivement 6 491 mégawatts (MW) et 9 505 MW. Cette tendance à l'augmentation de l'approvisionnement en énergie renouvelable pendant la pandémie est également le cas à l'échelle mondiale et devrait se poursuivre en 2022.
- Le solaire PV est actuellement la plus grande source d'énergie renouvelable en Afrique et la production devrait croître encore. De 2010 à 2019, 320 actifs ont été construits avec 14 GW d'électricité ajoutés. Toutefois, entre 2020 et 2030, 648 actifs devraient être construits générant 77 GW d'électricité.
- Des mesures rapides pour atteindre le NZE à tout prix auront un impact négatif grave sur les secteurs énergétiques de l'Afrique, qui sont une source essentielle d'emplois et de recettes en devises. L'Afrique reste parmi les plus petits émetteurs de CO<sub>2</sub> – et d'autres gaz à effet de serre – dans le monde. La transition est moins une question de choix technologiques et énergétiques que de moyens de subsistance durables pour les millions de personnes qui vivent sur le continent africain
- L'augmentation de la demande de métaux pour batteries perturbera les chaînes d'approvisionnement mondiales et ouvrira de nouvelles opportunités de marché pour les pays du monde entier, en particulier l'Afrique. Plus de la moitié des pays africains possèdent au moins un des métaux essentiels nécessaires à la transition énergétique. L'Afrique ne conserve que 10 % de la chaîne de valeur totale, laissant d'autres pays comme la Chine et les États-Unis comme principaux bénéficiaires. La Chambre africaine de l'Énergie plaide pour une augmentation d'au moins 50 % d'ici 2030 et 75 % d'ici 2040.
- Enfin, l'approfondissement des maillons essentiels de la chaîne de valeur des minéraux en Afrique nécessite des changements radicaux : (1) améliorer les infrastructures et stimuler les investissements plus en aval dans la chaîne de valeur, et (2) fournir de l'électricité fiable et bon marché pour le déploiement des véhicules électriques, entre autres.

## 5.1. Une année difficile pour l'économie et l'industrie électrique de l'Afrique

**La production totale d'électricité en Afrique a diminué de 2,5 % en 2020, passant de 863 térawattheures (TWh) en 2019 à 844 TWh. Cette baisse de la production d'électricité est principalement attribuable à la pandémie de COVID-19 en cours, qui a provoqué une baisse de la demande d'électricité à tous les niveaux. En 2021, l'Afrique est en passe de produire 900 TWh alors que la reprise économique s'accélère.**

**La pandémie a réduit les flux d'IDE en Afrique de 16 %, affectant considérablement les projets d'infrastructure de la chaîne de valeur énergétique, qui ont été soit reportés, soit annulés.**

**Des mesures rapides pour atteindre le NZE à tout prix auront de graves répercussions sur les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité en Afrique, qui sont une source essentielle d'emplois, de recettes en devises et sont essentiels pour**

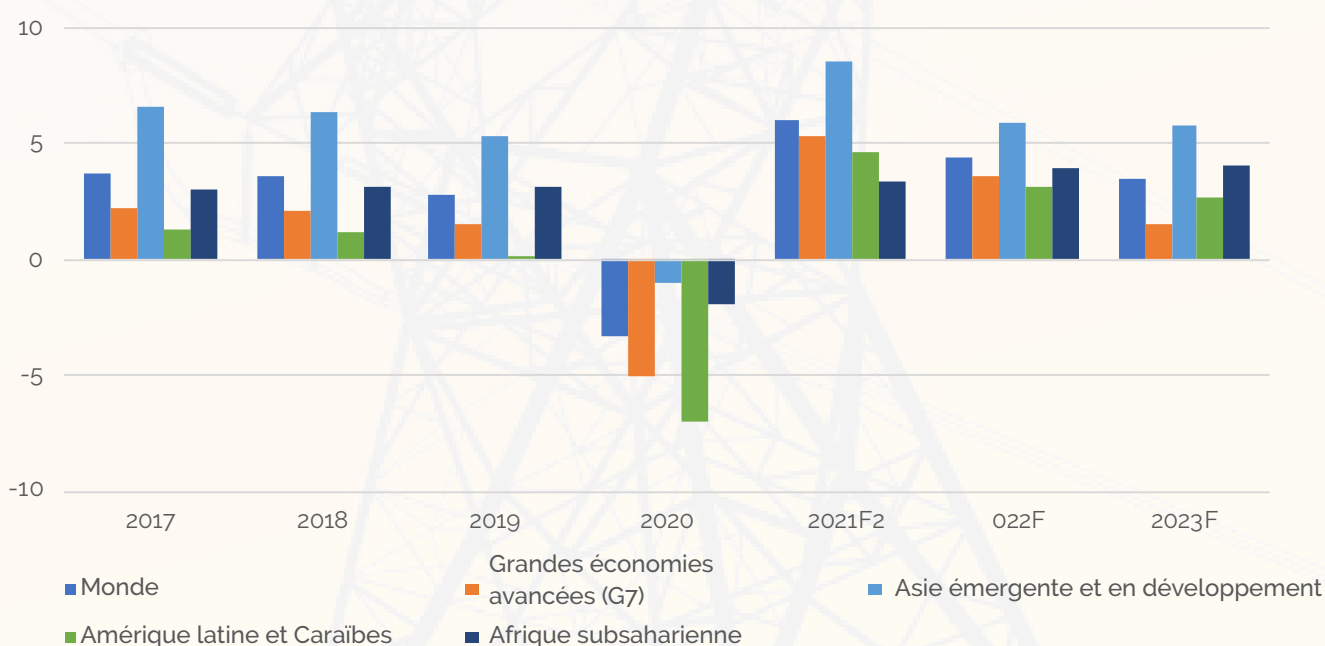
Cette dernière année et demie (qui continue) a été particulièrement difficile pour de nombreux pays dans le monde, plus encore en Afrique. Plusieurs économies africaines ont connu un net ralentissement de leur activité économique en 2020, avec la première récession du continent depuis des décennies. Selon les estimations du FMI, la croissance globale du PIB réel sur le continent en 2020 était négative de 1,9 %, l'une des pires jamais enregistrées. Bien que le continent ait connu un rebond de l'activité économique à 3,4 % de croissance du PIB réel en 2021 ainsi qu'une prévision de 4 % de croissance du PIB réel en 2022, cette nouvelle dynamique de croissance est toujours à la traîne d'autres régions telles que l'Asie émergente et en développement (8,6 % et 6 % de croissance du PIB réel en 2021 et 2022) et les États-Unis (6,4 % et 3,5 % en 2021 et 2022).

En outre, les estimations de diverses agences indiquent que la production par habitant ne devrait pas revenir aux niveaux de 2019 avant 2022, comme le montre la figure 5.11 ci-dessous. Parmi les raisons des projections de croissance relativement modestes sur le continent se trouvent le manque persistant d'accès aux vaccins (inégalité vaccinale) et la position fiscale plus faible de la plupart des gouvernements du continent. Jusqu'à présent, moins de 5 % de la population adulte du continent a reçu une dose de vaccin ou a été entièrement vaccinée, selon les données du CDC africain et de l'Organisation mondiale de la santé. Alors que le continent africain a enregistré relativement moins de cas de virus (y compris de décès), les conséquences socio-économiques imprévues restent désastreuses. Plusieurs études indiquent que le nombre de personnes vivant dans l'extrême pauvreté dans le monde a augmenté de

120 millions pendant la pandémie. Entre 40 et 50 millions, ou un tiers de ce nombre, la plupart d'entre eux de moins de 18 ans, se trouvaient en Afrique. En conséquence, le continent reste en danger de perdre une décennie de progrès dans la réduction de la pauvreté, y compris l'amélioration de l'accès à l'énergie. Les politiques économiques développées en réponses à la pandémie de COVID-19 par plusieurs gouvernements, y compris ceux d'Afrique, comprenaient deux dimensions : premièrement, sur le front fiscal, qui comprenait la fourniture de politiques de crédit/financières et de programmes de soutien aux personnes et aux entreprises. ; les politiques fiscales telles que la réduction de la TVA, l'IS, entre autres ; et réorienter les économies vers les dépenses liées à la COVID-19 telles que les bons d'alimentation, l'électricité et les subventions à l'eau, entre autres. Deuxièmement, la dimension monétaire et macrofinancière, qui comprenait des réductions des taux directeurs, l'abaissement des réserves primaires obligatoires et des volants de fonds propres des banques (CCoB), et des accords REPO (pension livrée) pour soutenir le taux de change et la balance des paiements.

En outre, la plupart des pays ont reçu un financement d'urgence COVID-19 de la part de multilatéraux tels que le FMI, la Banque mondiale et la Banque africaine de développement (BAD) ainsi que des allègements de dette par le biais de programmes tels que l'Initiative de suspension du service de la dette (ISSD), le cadre commun du G20 pour le traitement de la dette au-delà de la DSSI et de la nouvelle allocation de 650 milliards de dollars en droits de tirage spéciaux (DTS) du FMI. Malgré ces interventions, l'impact de la COVID-19 est susceptible de persister plus longtemps sur le continent, car il est peu probable que ces flux comblent l'important déficit de financement. Les estimations du FMI indiquent que l'Afrique a besoin de 290 milliards de dollars (11,16 % du PIB du continent en 2019) de financement supplémentaire entre 2021 et 2023 rien que pour fournir une réponse COVID adéquate.

Figure 5.1.1 Taux de croissance du PIB réel (Prévision 2017-2023, %)



Source: IMF World Economic Outlook (April 2021)

La pandémie a non seulement choqué la région, mais a également exposé ses systèmes énergétiques fragiles et ses problèmes de pauvreté énergétique. Le développement économique rapide de l'Afrique est directement lié à la fourniture de services énergétiques modernes fiables, principalement l'électricité. La croissance économique rapide du continent depuis 2010 a été portée par l'expansion des secteurs des services et des industries extractives. Les statistiques montrent que cette évolution a été catalysée par l'augmentation de la demande d'électricité, qui devrait

croître de 3 à 5 % par an. Néanmoins, l'accès à une électricité fiable continue de figurer parmi les contraintes les plus importantes pour faire des affaires sur le continent, comme le montrent les Doing Business Surveys de la Banque mondiale. De plus, malgré les vastes ressources énergétiques du continent, l'accès aux services énergétiques modernes en Afrique reste limité. Plus de 580 millions (près de 46 %) de la population du continent n'ont pas accès à l'électricité, et environ 730 millions n'ont pas accès à des combustibles propres et à des installations pour cuisiner, selon les

statistiques de l'AIE et de la Banque mondiale.

Le tableau régional est cependant contrasté : l'Afrique du Nord a un taux d'accès à l'électricité de 99 % avec l'Afrique de l'Ouest (52 %), l'Afrique australe (48 %), l'Afrique de l'Est (37 %) et l'Afrique centrale (27 %). Ce manque d'accès à des combustibles et à des installations propres s'est accentué pendant la pandémie de COVID-19 : la précarité énergétique multidimensionnelle augmente dans plusieurs ménages.

Ce manque d'accès à des combustibles et à des installations propres est devenu plus pertinent pendant la pandémie de COVID-19, avec une précarité énergétique multidimensionnelle augmentant dans plusieurs ménages.

Une étude de l'AIE indique une augmentation de 2 %, soit 13 millions de personnes supplémentaires, sur le continent n'ayant pas d'électricité pendant la pandémie en 2020. Ce pourcentage de la population en Afrique subsaharienne qui jusqu'à présent avait déjà accès à l'électricité ne pouvait pas payer les services électriques de base en 2020. Les citoyens du Nigeria, de la République démocratique du Congo et du Niger ont été parmi les plus durement touchés, selon les données de l'AIE. Cela était dû à la redéfinition des priorités des ressources financières, dont certaines étaient destinées à l'extension du réseau et aux programmes d'électrification rurale, pour faire face aux urgences de santé publique de la pandémie. Ainsi, la plupart des 70 % estimés de la population rurale qui n'ont pas d'électricité ont continué à dépendre de la biomasse traditionnelle et du bois de chauffage pour répondre à leurs besoins domestiques, ce qui aggrave la pauvreté énergétique et les inégalités de

santé. Aggravant encore la situation, la pandémie de COVID-19 a réduit de 16 % les entrées d'IDE en Afrique, les pays du continent tributaires des produits de base tels que l'Angola, le Nigeria et la Zambie étant plus gravement touchés que les économies non basées sur les ressources naturelles. Parmi ceux-ci, des investissements dans divers projets d'infrastructure de chaîne de valeur énergétique entièrement nouveaux et industriels qui ont été reportés ou annulés.

**Il est intéressant de noter qu'il y a eu une augmentation de 28 % du financement de projets internationaux pour les accords d'énergie renouvelable, passant de 9,1 milliards de dollars en 2019 à 11 milliards de dollars en 2020, selon les données de la CNUCED.** Cette tendance à la hausse est cohérente avec la poussée mondiale croissante de décarbonisation, en particulier dans le contexte post-COVID-19. Par exemple, alors que la demande d'énergie primaire de toutes les sources fos-

siles a diminué en 2020 (gaz : -4,99 % ; charbon : -7,73 % a/a ; pétrole -9,12 % a/a) par rapport à 2019, les énergies renouvelables ont augmenté de 0,79 % pendant la pandémie. De plus, pendant la pandémie, l'AIE et d'autres organisations internationales influentes ont publié divers rapports appelant à une interdiction totale des activités pétrolières et gazières si le NZE doit être atteint d'ici 2050. De même, divers pays occidentaux ont apporté leur soutien à leur reprise post-pandémique ancrée sur une « transition verte ». Par exemple, le président américain Joe Biden a organisé en avril 2021 un sommet virtuel des dirigeants mondiaux pour stimuler l'action mondiale de réduction des émissions de carbone. Le gouvernement américain a également annoncé qu'il utiliserait une partie de ses mesures de relance budgétaire pour parvenir à une réduction de 50 % à 52 % des GES d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 2005, sous le thème « reconstruire en mieux ».

Ces mouvements rapides pour atteindre le NZE à tout prix auront de graves impacts sur les secteurs du pétrole, du gaz et de l'électricité en Afrique, qui sont une source essentielle d'emplois, de recettes en devises et sont cruciaux pour fournir une électricité abordable et fiable à l'ensemble de l'économie.

La Chambre est fermement convaincue que les gouvernements africains et les autres parties prenantes peuvent et doivent faire tout ce qui est en leur pouvoir pour sortir les nombreuses personnes du continent de la pauvreté en créant des moyens de subsistance durables, catalysés par la disponibilité de toutes les formes

de l'énergie, y compris le pétrole et le gaz, et les énergies renouvelables. Toutefois, cela ne doit pas être imposé sur le continent comme un choix binaire tel que dépeint par certains groupes d'intérêt et certains financiers. La pauvreté énergétique reste l'un des principaux obstacles à une croissance économique inclusive

sur le continent. Dans cette mesure, le continent africain doit tirer parti de toutes ses ressources énergétiques disponibles pour préserver la sécurité énergétique et l'accessibilité et lutter énergiquement contre la pauvreté.

Les gouvernements africains et les autres parties prenantes peuvent et doivent faire tout ce qui est en leur pouvoir pour sortir les nombreux habitants du continent de la pauvreté en créant des opportunités de subsistance durables, catalysées par la disponibilité de toutes les formes d'énergie, y compris le pétrole et le gaz, et les énergies renouvelables.

## 5.2. Évolution du marché : **le secteur électrique en Afrique** en 2020 et 2021

Il n'y a pas d'approche unique du bouquet énergétique, car différentes régions (et leurs pays constitutifs) utilisent les ressources énergétiques à leur disposition pour stimuler leurs économies..

L'intensité énergétique de l'Afrique doit s'améliorer considérablement si le continent veut devenir un géant économique majeur et sortir de nombreuses personnes de la pauvreté.

Pour que l'Afrique atteigne ses ODD pour l'accès à l'électricité et l'énergie propre, la région aurait besoin de plus que doubler ses investissements annuels dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2040.

Les abondantes réserves de gaz naturel de 600 000 milliards de pieds cubes (600 Tcf) de l'Afrique peuvent aider à répondre à la future demande énergétique du continent et jouer un rôle clé dans l'électrification dans divers pays en raison de son accessibilité. Le développement du potentiel gazier inexploité des régions subsahariennes apportera sécurité d'approvisionnement et indépendance aux pays en difficulté économique.

La production d'électricité au gaz permettra de s'éloigner d'autres combustibles conventionnels plus polluants et d'accompagner la transition énergétique. Des réglementations claires sont essentielles pour parvenir à une distribution généralisée du gaz naturel et à la construction d'installations de production d'électricité.

### 5.2.1. Fournir

La production totale d'électricité en Afrique était de 844 térawattheures (TWh) en 2020, soit une baisse de 2,5 % par rapport à l'estimation de 2019 de 863 TWh. Cette baisse de la production d'électricité était principalement attribuable à la pandémie de COVID-19 en cours, qui a provoqué une baisse de la demande d'électricité dans tous les domaines, ce qui signifie qu'une partie de l'électricité distribuable n'a pas été mise sur le réseau sur la base de l'ordre de mérite. Cependant, malgré la pagaille engendrée par la pandémie de COVID-19 en 2020, la production d'énergie renouvelable en Afrique s'est sensiblement étendue avec une capacité éolienne et solaire installée atteignant 6 491 mégawatts (MW) et 9 505 MW, soit une croissance de 12,2 % et 14,5 %, respectivement, par rapport aux chiffres de l'année précédente. Cette tendance à l'augmentation de l'approvisionnement en énergie renouvelable pendant la pandémie est également le cas à l'échelle mondiale. Par exemple, alors que les combustibles conventionnels tels que le nucléaire, le pétrole, le charbon et même le gaz ont enregistré des baisses d'une année sur l'autre en 2020 par rapport à 2019, le déploiement des énergies renouvelables a enregistré une croissance de 0,79 % pendant la pandémie. Cela a été catalysé par l'augmentation de 28 % des financements de projets internationaux pour les accords d'énergie renouvelable, qui sont passés de 9,1 milliards de dollars en 2019 à 11 milliards de dollars, comme le montrent les données de la CNUCED. Dans le contexte de l'Afrique, bon nombre de ces nouveaux ajouts d'énergie renouvelable au mix étaient des projets qui avaient déjà fait l'objet de décisions d'investissement finales avant la pandémie.

Les combustibles conventionnels continueront de représenter la plus grande part du mix de production d'électricité de l'Afrique en 2022, comme ils l'ont fait à partir de 2020-2021. Le gaz naturel (39 %), le charbon (28 %) et le pétrole (8 %) représentent collectivement les trois quarts de la production totale d'électricité par type



de combustible (figure 5.2.1.1 et tableau 5.2.1.1). L'hydroélectricité représentait 17 % et le nucléaire (2 %), tandis que les énergies renouvelables, principalement solaire, éolienne et géothermique, représentaient les 6 % restants. Cependant, il est utile de souligner l'importance de l'hétérogénéité de la production d'électricité par source dans d'autres régions. Par exemple, la production d'électricité en Amérique du Nord est composée de gaz naturel (38 %), d'énergie nucléaire (18 %), de charbon (17 %), d'hydroélectricité (13 %) et d'énergies renouvelables (12 %). En Europe, le mix est composé d'énergies renouvelables (24 %), d'énergie

nucléaire (22 %), de gaz naturel (20 %), d'hydraulique (17 %) et de charbon (15 %). En revanche, en Asie-Pacifique, le charbon domine le mix électrique à 57 %, suivi de l'hydraulique (14 %), du gaz naturel (11 %), des renouvelables (10 %) et du nucléaire (5 %). Les données illustrent clairement qu'il n'y a pas d'approche unique du bouquet énergétique, car différentes régions (et les pays qui les composent) utilisent les ressources énergétiques à leur disposition pour stimuler leurs économies. Alors que les énergies renouvelables représentent la plus grande part du mix électrique en Europe, le charbon domine en Asie-Pacifique, le

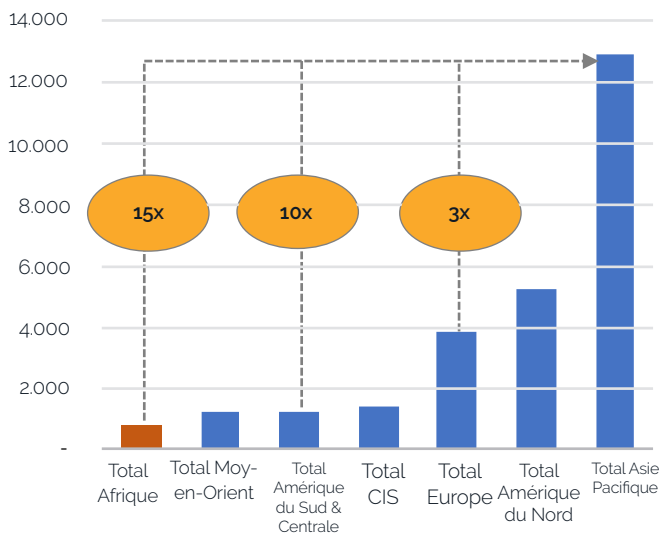
gaz naturel en Afrique, aux États-Unis et au Moyen-Orient, et l'hydroélectricité en Amérique du Sud et centrale. Comme indiqué, le gaz naturel a fait ses preuves en Afrique pour permettre l'accès à l'énergie et devrait continuer à être le principal instrument de lutte contre la pauvreté énergétique.

Il n'y a pas d'approche unique du mix énergétique ; différentes régions (et les pays constitutifs) utilisent les ressources énergétiques disponibles pour stimuler leurs économies.

Le gaz naturel a fait ses preuves en Afrique pour permettre l'accès et devrait continuer à être le principal instrument de lutte contre la pauvreté énergétique

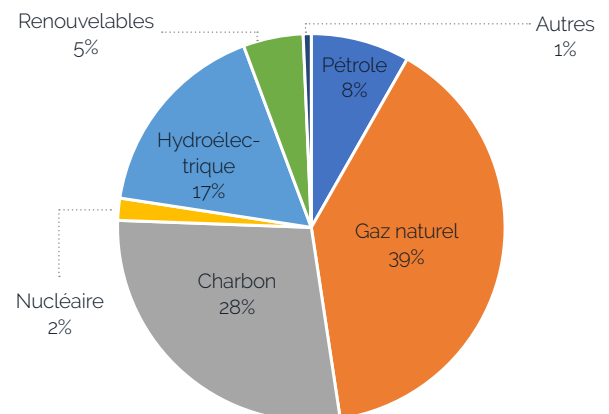
Figure 5.2.1.1 Électricité de l'Afrique par rapport au monde et mix de production par combustible

Production d'électricité par combustible (Térawattheures, TWh)



Source: BP Statistical Review 2021

Mix de production d'électricité en Afrique par combustible, 2020-2021



Source: BP Statistical Review 2021

**Table 5.2.1.1. Production régionale mondiale d'électricité par combustible (%)**

Région	Ré-gion	Gaz Na-turel	Char-bon	Énergie Nucléaire	Hydro électrique	Renouvela-bles	Autre	Total
Total Amérique du Nord	1%	38%	17%	18%	13%	12%	0%	100%
Total Amérique S. & Cent.	7%	18%	6%	2%	51%	15%	0%	100%
Total Europe	1%	20%	15%	22%	17%	24%	2%	100%
Total CEI	1%	47%	16%	16%	19%	1%	0%	100%
Total Moyen-Orient	28%	66%	2%	1%	2%	1%	0%	100%
Total Afrique	8%	39%	28%	2%	17%	5%	1%	100%
Total Asie Pacifique	1%	11%	57%	5%	14%	10%	1%	100%

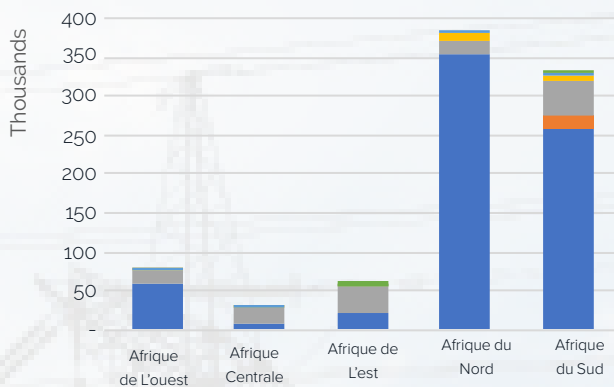
**Encore une fois, une plongée profonde dans le mix régional de production d'électricité de l'Afrique révèle la nécessité d'une extrême prudence pour ne pas brosser le tableau dont l'ensemble du continent a besoin pour décarboner son mix électrique.** Par exemple, alors que 75 % de l'électricité produite en Afrique de l'Ouest provient de combustibles conventionnels, celle-ci est principalement axée sur les ressources. C'est-à-dire qu'il est basé sur une abondance de gaz naturel respectueux de l'environnement que l'on trouve dans la région (figure 5.2.1.2). La part restante du mix électrique de l'Afrique de l'Ouest est l'hydroélectricité (23 %) et les énergies renouvelables (1 %). En Afrique centrale, encore une fois, la part du mix électrique est déterminée par la disponibilité des ressources en combustible, l'hydroélectricité représentant la part la plus importante avec 72 %, suivie par les combustibles conventionnels (principalement la production d'électricité thermique au pétrole et au gaz) à 28 %. Les énergies renouvelables représentent moins de 1

% du mix électrique en Afrique centrale. L'historique en Afrique de l'Est est cependant légèrement différent en ce qui concerne les énergies renouvelables – elles constituent environ 11 % du mix, ce qui est le plus élevé de toutes les régions du continent. Celles-ci se décomposent en énergie du solaire, du vent, des marées, des vagues et autres sources (2 %), des biocarburants et des déchets (2 %) et en énergie géothermique (7 %). Le reste du mix électrique est composé de combustibles conventionnels (36 %) et d'hydroélectricité (53 %). Le mix électrique de l'Afrique du Nord est également axé sur les ressources, étant fortement dominé par le gaz naturel et le pétrole (93 %), l'hydroélectricité (4 %) et les sources solaire, éolienne, marémotrice, houlomotrice et autres (3 %). Enfin, 79 % du mix électrique en Afrique australe provient de combustibles conventionnels (principalement du charbon), suivis de l'hydroélectricité (14 %), de l'énergie nucléaire (5 %) et de l'énergie solaire, éolienne, marémotrice, houlomotrice et autres (2 %).



Figure 5.2.1.2 Répartition régionale du mix

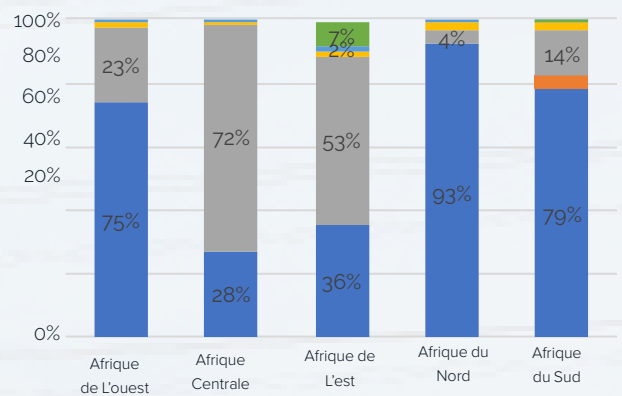
Production régionale d'électricité par mix (GWh)



- Électricité produite à partir de l'énergie géothermique (GWh)
- Électricité produite à partir de biocarburants et de déchets (GWh)
- Électricité produite à partir de sources solaires, éoliennes, marémotrices, houlomotrices et autres (GWh)
- Électricité produite à partir de l'hydroélectricité (GWh)
- Électricité d'origine nucléaire (GWh)

Source: IRENA database, AFREC Database, Tracking SDG7/WBG

Distribution régionale d'électricité % mix



- Électricité produite à partir de l'énergie géothermique (GWh)
- Électricité produite à partir de biocarburants et de déchets (GWh)
- Électricité produite à partir de sources solaires, éoliennes, marémotrices, houlomotrices et autres (GWh)
- Électricité produite à partir de l'hydroélectricité (GWh)
- Électricité d'origine nucléaire (GWh)

Source: IRENA database, AFREC Database, Tracking SDG7/WBG

Concernant la diversification du mix, l'Afrique australe a le mix le plus diversifié avec de l'électricité provenant de six (6) sources. Viennent ensuite l'Afrique de l'Est avec cinq (5) sources, puis l'Afrique du Centre-Ouest et du Nord avec quatre (4) sources. Cela met à nouveau en évidence l'hétérogénéité du bou-

quet énergétique de l'Afrique et toute discussion sur la transition énergétique doit en tenir compte, en particulier aux niveaux régional et national. Au final, la modification du mix énergétique reste des responsabilités au niveau des pays, soumises à leurs propres impératifs de développement et à d'autres engage-

ments internationaux tels que les contributions déterminées au niveau national (CDN) dans le cadre de l'Accord de Paris. La Chambre africaine de l'énergie affirme fermement que les deux ne doivent pas s'exclure mutuellement, comme d'autres organisations cherchent à le faire.

Au final, changer le mix énergétique reste une responsabilité propre aux pays sous réserve de leurs propres impératifs de développement et d'autres engagements internationaux tels que les contributions déterminées au niveau national (CDN) en vertu de l'Accord de Paris.

## 5.2.2. Demande

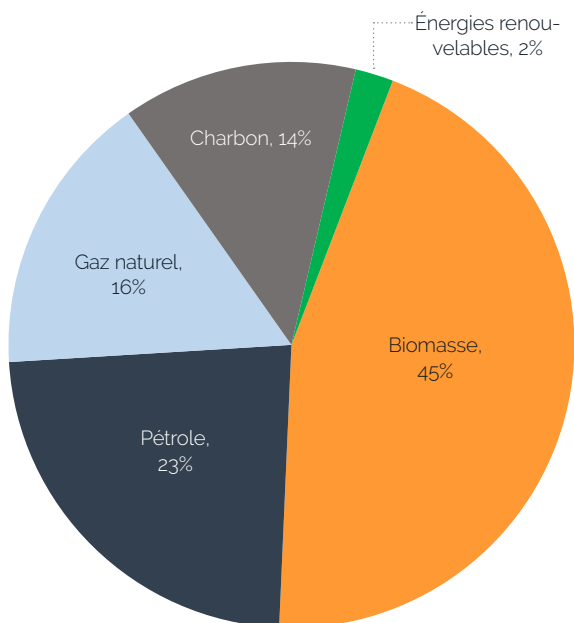
**Au niveau régional, la consommation d'électricité par habitant en Afrique subsaharienne a à peine augmenté au cours de la dernière décennie et se situe actuellement autour de 665 kWh par habitant.** Cette valeur est beaucoup plus faible dans la plupart des régions d'Afrique : moins de 100 kWh par habitant au Niger, en Éthiopie et au Bénin. On estime que la demande d'électricité de l'Afrique a chuté de plus de 2,5 % en 2020 en raison des impacts de la pandémie de COVID-19. Le gaz naturel est appelé à devenir un médiateur entre les objectifs ambitieux de transition énergétique fixés par les décideurs politiques et la sécurité d'approvisionnement énergétique de l'Afrique. L'accès global à l'énergie à travers le continent reste un objectif central, avec quelque 600 millions de personnes dépourvus d'accès à l'électricité aujourd'hui. De plus, les ménages eux-mêmes, confrontés à un approvisionnement en électricité faible et inadéquat, dépendent souvent de sources d'énergie traditionnelles très polluantes telles que la biomasse dure qui constitue 45 % de la demande totale d'énergie primaire en Afrique (Figure 5.2.2.1).

L'essentiel de la consommation d'électricité provient des économies d'Afrique du Nord (44 %) et d'Afrique australe (38 %), représentant plus de 80 % du total. En termes comparatifs, l'Afrique centrale a la plus faible consommation suivie par l'Afrique de l'Est, l'Afrique de l'Ouest, l'Afrique australe et enfin l'Afrique du Nord. Dans l'ensemble, la demande d'électricité du continent devrait croître de 3 à 5 % par an au cours de la prochaine décennie, sous l'effet de la reprise économique, de l'industrialisation et de la mise à l'échelle des énergies renouvelables, notamment

l'hydroélectricité, l'éolien, la géothermie et le solaire PV.

La consommation d'énergie par habitant en Afrique doit s'améliorer considérablement si le continent veut devenir un géant économique majeur et sortir de nombreuses personnes de la pauvreté (Figure 5.2.2.2). Par exemple, la consommation d'électricité du Nigeria et du Ghana est dérisoire de 0,13 et 0,54 mégawattheure par habitant (MWh/habitant) alors que l'Allemagne, le géant industriel de l'Europe, est de 6,77 MWh/habitant. De plus, la Chine et les États-Unis font respectivement 5,12 et 13,02 MWh/habitant. Ainsi, pour que l'Afrique réduise la pauvreté, l'accès et donc les usages productifs de l'électricité doivent être prioritaires. C'est pourquoi nous avons lancé un appel clair à « éliminer la pauvreté énergétique » d'ici 2030 et également plaidé pour « l'Agenda énergétique de bon sens de l'Afrique ». Des chiffres récents montrent que l'Afrique subsaharienne se remet plus lentement de la COVID-19 que le reste du monde. Il y a des signes inquiétants que l'écart de richesse augmente car de nombreux pays africains n'ont pas l'amorti économique nécessaire pour faire face au choc de la pandémie mondiale. Alors que le PIB par habitant du reste du monde est déjà revenu à ses niveaux d'avant la pandémie, en Afrique subsaharienne, la reprise pourrait durer jusqu'en 2023, l'écart se creusant encore dans les années suivantes. Fournir de l'électricité aux pays à faible revenu peut être crucial pour accélérer la relance de leur économie et lutter contre les taux de chômage.

**Figure 5.2.2.1 Demande totale d'énergie primaire**



Source: Africa Energy Outlook, IEA 2019

L'intensité énergétique de l'Afrique doit s'améliorer considérablement si le continent veut devenir un géant économique majeur et sortir de nombreuses personnes de la pauvreté.

L'établissement d'un accès universel à l'électricité reste l'un des moteurs les plus puissants pour les nouveaux projets énergétiques. Aujourd'hui, seulement 56 % de la population du continent a accès à l'électricité (figure 5.2.2.3). Si l'Afrique du Nord a réussi ces dernières années à sécuriser son approvisionnement énergétique, cela reste une lourde tâche pour de nombreuses régions subsahariennes à faibles revenus. Dans 13 pays, la part de la population ayant accès à l'électricité est inférieure à 40 %. Les programmes énergétiques nationaux (PEN) sont essentiels pour mettre en place un système solide. Plusieurs pays prennent des mesures rapides pour achever l'électrification com-

plète dans les 3 à 5 prochaines années (tableau 5.2.2.1). Cependant, malgré tous leurs efforts, compte tenu de la croissance démographique en plein essor de l'Afrique, les taux actuels ne suffisent pas pour atteindre une électrification complète. On estime que la population du continent doublera dans les 30 prochaines années et que les deux tiers seront urbanisés. Ces chiffres de croissance présentent un défi supplémentaire pour répondre à la demande d'énergie à l'avenir. Les taux d'électrification actuels devront être triplés, reliant 60 millions de personnes chaque année pour atteindre un objectif d'accès universel d'ici 2030. Le Marché unique de l'électricité en Afrique (AfSEM)

lancé en juin 2021 est un premier pas important vers l'accès universel. Il doit y avoir davantage d'investissements dans les infrastructures pour relier davantage d'interconnexions entre les différents pools énergétiques et permettre des échanges de volumes d'électricité plus élevés entre les régions.

Figure 5.2.2.2 Consommation d'électricité par habitant en fonction de la taille de la popula-

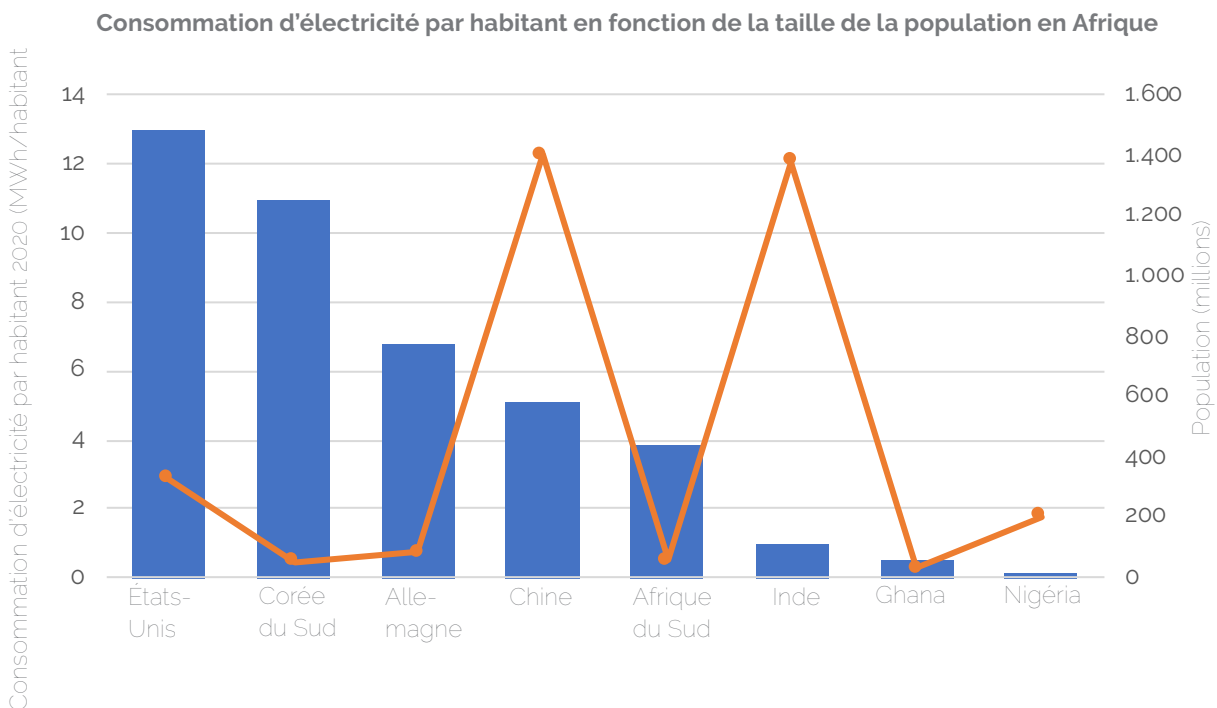


Figure 5.2.2.3 Accès de la population à l'électricité, 2019 % de la population

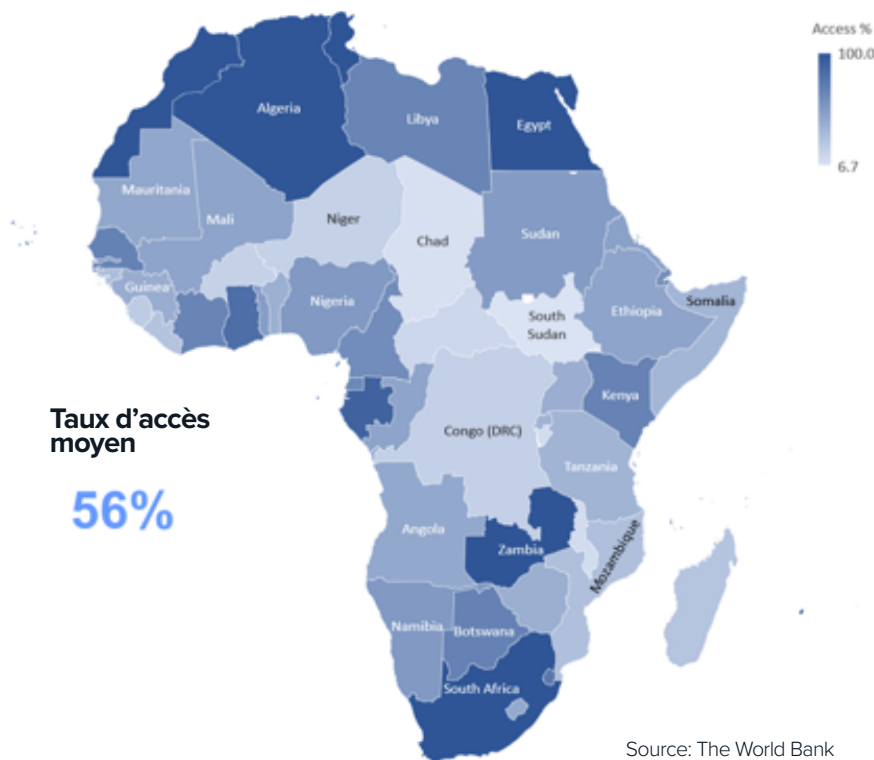


Table 5.2 Programmes et calendriers d'électrification des pays sélectionnés

Pays	Programmes d'État	Objectif
Kenya	Stratégie nationale d'électrification du Kenya (2018) : investissement de 2,8 milliards de dollars de 2018 à 2022. Projet d'accès solaire hors réseau au Kenya : distribuer 250 000 systèmes solaires domestiques pour alimenter les ménages, les écoles, les établissements de santé et l'agriculture d'ici 2030.	Accès complet d'ici 2022
Éthiopie	Programme d'électrification (2017) : plans de déploiement géospatiaux à moindre coût, extension rapide du réseau pour atteindre 65 % de la population avec le réseau et 35 % avec des systèmes décentralisés d'ici 2025 ; programme hors réseau public-privé pour 6 millions de foyers.	Accès complet d'ici 2025
Côte d'Ivoire	Programme Électricité pour Tous : électrifier 1 million de foyers. Programme National d'Électrification Rurale : connecter toutes les villes de plus de 500 habitants d'ici 2020, et toutes les zones d'ici 2025. Réductions tarifaires pour les ménages pauvres.	Connecter toutes les zones d'ici 2025
Rwanda	Plan stratégique du secteur de l'énergie et stratégie d'électrification rurale : connecter 52 % des ménages au réseau et 48 % aux systèmes décentralisés d'ici 2024 ; connecter tous les utilisateurs productifs ; réduire de moitié la durée et le nombre d'interruptions ; introduction de normes d'efficacité des appareils.	Accès complet d'ici 2024
Sénégal	Programme national d'électrification rurale (PNER), visant à électrifier 95 % des clients ruraux grâce à l'extension du réseau, 4 % via des mini-réseaux solaires uniquement ou hybrides solaire-diesel, et le reste via des systèmes solaires domestiques.	Accès complet d'ici 2025

Source: Modified from IEA

## 5.4. Climat d'investissement et pipeline de projets

**Le ralentissement économique a affecté négativement les progrès qui avaient été réalisés en matière d'électrification en Afrique. Pour que l'Afrique atteigne ses ODD en matière d'accès à l'électricité et d'énergie propre, la région aurait besoin de plus que doubler les investissements annuels dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2040.**

**Les grands projets dans les pays africains dépendent des IDE et des travailleurs étrangers, ce qui, compte tenu des restrictions de voyage, a entraîné des retards et des rééchelonnements de projets dans la région.**

**Le déclin économique entraîné par la pandémie de COVID-19 a eu des effets dramatiques sur les investissements dans le secteur économique en Afrique jusqu'en 2022.** Le ralentissement économique a affecté négativement les progrès réalisés en matière d'électrification en Afrique, car les services publics – œuvrant pour améliorer l'électrification – ont également été confrontés à de graves difficultés financières dues au gel des investissements. Plusieurs projets ont stagné, les entreprises ayant réévalué la viabilité de leurs plans de développement de projets en raison des effets économiques de la pandémie et des restrictions de voyage qui en ont résulté. Les dates de démarrage prévues de plusieurs projets ont dû être modifiées en raison des incertitudes liées à la pandémie, comme on l'a vu dans le cas du projet de GNL du Mozambique en Afrique de l'Est. Le projet Tilenga de Total sur le lac Albert en Ouganda a également connu un certain retard. La mise en service de la centrale éolienne PETN au Sénégal, en Afrique de l'Ouest, prévue en 2020, a dû être

retardée en raison de la pandémie. Le mégaprojet gazier Greater Tortue Ahmeyim situé à la frontière maritime de la Mauritanie et du Sénégal, en Afrique de l'Ouest, qui devait être achevé et mis en service en 2022, ne sera pas mis en service avant 2023. Les DIF sur le projet gazier Yakaar et les champs satellites GTA Phase 2 seront vraisemblablement repoussés à 2023. Le décalage des dates de démarrage des projets énergétiques est une mauvaise nouvelle pour certains de ces pays qui s'attendaient à devenir des producteurs importants à terme. Il existe un risque supplémentaire d'annulation pure et simple pour certains projets dont les coûts d'exploitation seraient incompatibles avec des prix du pétrole inférieurs à 40 de dollars le baril, ce qui entraînerait des révisions de portefeuille par de nombreuses entreprises. L'Afrique aurait besoin de plus que doubler les investissements annuels dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2040 pour atteindre les Objectifs de Développement durable sur l'accès à l'électricité et l'énergie propre (ODD 7 & 13).

Le ralentissement économique a affecté négativement les progrès réalisés en matière d'électrification en Afrique. Pour que l'Afrique atteigne ses ODD en matière d'accès à l'électricité et d'énergie propre, la région aurait besoin de plus que doubler les investissements annuels dans le secteur de l'électricité jusqu'en 2040.

**Néanmoins, certains projets régionaux ont progressé en 2020 et 2021 :** Le premier remplissage de la partie inférieure du barrage Grand Renaissance en Éthiopie a été achevé. Les deux premières turbines de la centrale de 6 gigawatts (GW) seront probablement mises en service d'ici fin 2021. Le barrage sera l'un des

principaux moteurs du projet d'interconnexion de l'East African Power Pool. La construction d'une interconnexion HVDC bipolaire de 2 GW de 1 055 kilomètres entre l'Éthiopie et Le Kenya devrait être achevé fin 2020. Les investissements en Afrique en 2020 ont été menés par les énergies renouvelables, selon l'IAIE.

Plusieurs projets solaires PV, éoliennes et géothermiques ont été annoncés et des contrats ont été signés en 2020 au Maroc, en Afrique du Sud, au Togo et en Tunisie, entre autres. Le tableau 5.3 ci-dessous présente certains projets électriques qui ont été touchés par la pandémie de COVID-19 en Afrique.

Les grands projets dans les pays africains dépendent des IDE et des travailleurs étrangers, ce qui, compte tenu des restrictions de voyage, a entraîné des retards et des rééchelonnements de projets dans la région.

Sous-région

Table 5.3 Annonces de projets

Sous-région	Pays	Projet	Type de projet	Mélange de projets	Niveau de développement du projet	Porteurs de projet
Afrique de l'Est	Éthiopie	Barrage Grand Renaissance Éthiopie	Production	Renouvelable (Hydro)	Premier remplissage de la partie basse du barrage	
Afrique de l'Ouest	Sénégal	Parc Éolien Taiba N'Diaye (PETN) Parc éolien	Production	Renouvelable (Vent) Renouvelable (Vent) Niveau de développement du projet	La mise en opération de la capacité finale a dû attendre que les effets de la pandémie et les restrictions de voyage qui en résultent se relâchent. Devait être mis en service en 2020.	Lekela Power
Afrique de l'Ouest	Frontière entre la Mauritanie et le Sénégal	Mégaprojet gazier Greater Tortue Ahmeyim	Production	Conventionnel (GNL)	Ne sera pas opérationnel avant 2023 (bien que sa date de démarrage soit à l'origine 2022) car l'épidémie de coronavirus a empêché l'entreprise d'utiliser la fenêtre météo de 2020 pour construire un brise-lames pour le programme.	British Petroleum Company Limited (BP)
Afrique de l'Est	Seychelles	Centrale solaire flottante	Production	Renouvelable (solaire)	Processus d'appel d'offres retardé en raison de restrictions de voyage aux Seychelles. Devait être mis en service en 2020.	Qair
Afrique de l'Est	Mozambique	Projet de GNL au Mozambique	Production	Conventionnel (gaz naturel)	La date de début prévue (2021) a été reprogrammée avant 2025.	Total
Afrique de l'Est	Mozambique	Projet de GNL Rovuma	Production	Conventionnel (gaz naturel)	ExxonMobil a reporté indéfiniment sa décision finale d'investissement (DIF) sur le projet	ExxonMobil
Afrique de l'Est	Ouganda	Projet Tilenga sur le lac Albert	Production	Conventionnel (Pétrole brut)	La date de début de production a été déplacée de 2019 à 2022	Total
Afrique du Nord	Égypte	10e phase du projet West Delta Deep Marine	Production	Conventionnel	Une épidémie parmi les travailleurs a entravé les efforts visant à mettre en service le champ gazier Raven dirigé par BP. Le projet connaissait des retards importants et n'a pas entièrement mis en opération comme prévu	
Afrique du Sud Afrique	Sud Afrique	Découvertes de gaz Brulpadda et Luiperd	Production	Conventionnel (Gaz)	La date de début de production a été déplacée de 2019 à 2022 COVID-19 a retardé les plans de l'Afrique du Sud pour un nouveau projet de loi en amont. Les médias indiquent que Total a reporté sa demande de forage supplémentaire dans un bloc gazier offshore sud-africain	

## 5.5. Scénarios de perspectives d’approvisionnement en électricité

Trois scénarios de perspectives de production d’électricité et de répartition par mix à l’horizon 2040 sont présentés :

**Scénario 1 - Business as Usual (BAU)**

**Scénario 2 - éliminer la pauvreté énergétique d’ici 2030 ;**

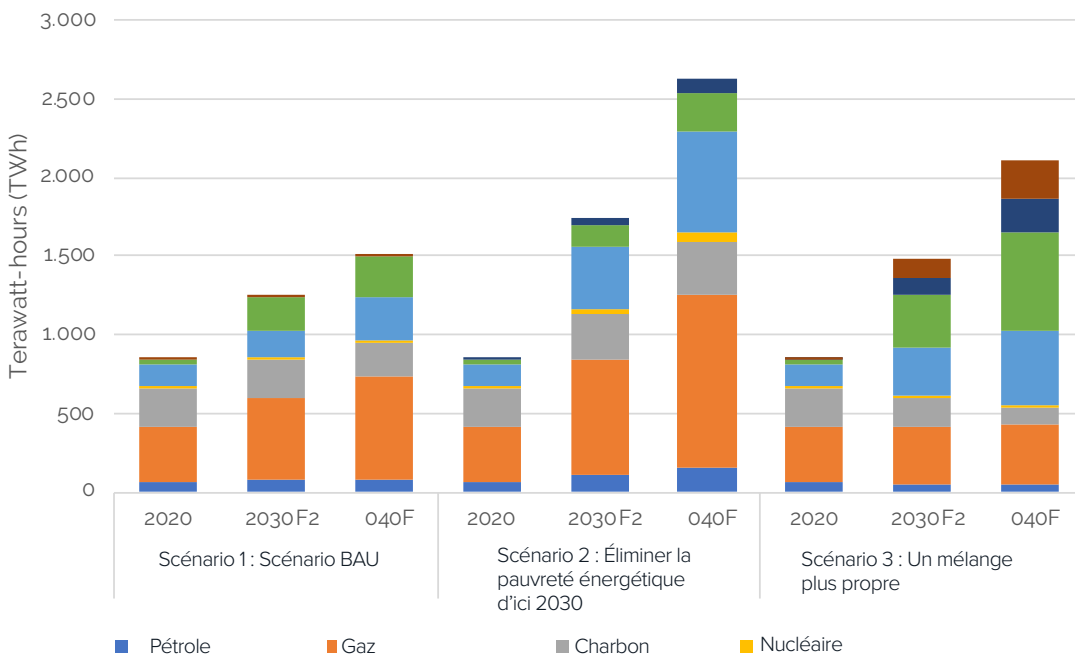
**Scénario 3 - Un mélange « plus**

Cette section des perspectives propose une modélisation succincte basée sur des scénarios des différentes voies de production d’électricité, en capturant les combustibles primaires, les technologies, les coûts et les perspectives de production allant de 2020 à 2040. Trois scénarios sont analysés : premièrement, notre scénario 1 Business as Usual (BAU) étudie la poursuite des tendances actuelles de production d’électricité. Le scénario 2 explore la possibilité d’éliminer la pauvreté énergétique d’ici 2030 en utilisant toutes les

formes d’énergie sans aucune contrainte climatique. Enfin, le scénario 3, englobant un mix électrique plus « propre », examine le rôle principal du développement des énergies renouvelables et de l’efficacité dans l’amélioration du système d’approvisionnement en électricité en Afrique. La Figure 5.5.1 et la Figure 5.5.2 montrent les perspectives et le mix de production d’électricité selon les trois différents scénarios. Ceux-ci sont discutés en détail dans la section suivante.

**Figure 5.5.1 Perspectives et mix de production d’électricité – divers scénarios**

Production d’électricité par type de combustible selon divers scénarios (TWh)

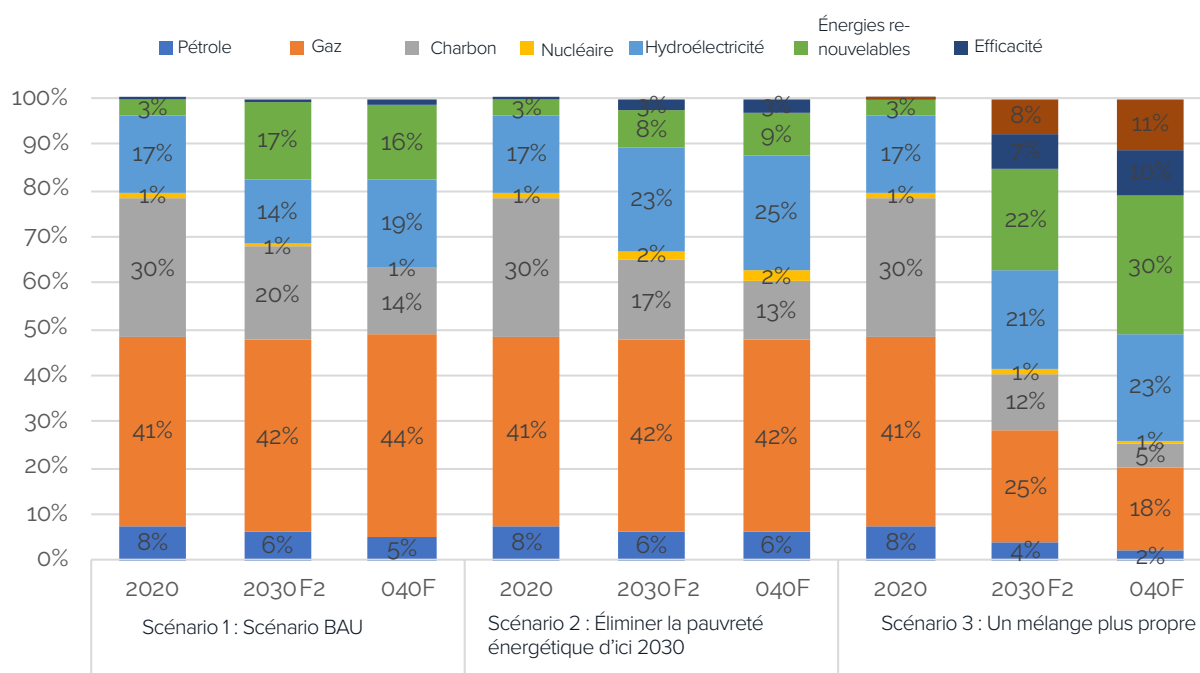


Données historiques : BP Statistical Review (2021). Prévisions produites indépendamment



**Figure 5.5.2 Production d'électricité par type de combustible selon divers scénarios (%)**

Production d'électricité par types de combustibles selon divers scénarios (%)



Données historiques : BP Statistical Review (2021). Prévisions produites indépendamment

## 5.5.1. Scénario 1 : Scénario BAU – flux d'investissement normal

**Dans le scénario BAU, la production d'électricité de l'Afrique atteindra 1 512 térawattheures (TWh) en 2040, ce qui dénote une croissance de 78 % de l'approvisionnement en électricité au cours des deux prochaines décennies.** Cela porte la part du gaz naturel dans la production totale d'électricité de moins de 40 % en 2020 à 44 % en 2040. La production d'électricité à partir du charbon et du pétrole diminue progressivement mais reste importante pour représenter respectivement 14 % et 5 % du mix électrique de la région en 2040. L'hydroélectricité restera la deuxième source d'électricité en Afrique avec une utilisation augmentant à un taux annuel moyen de 5,0 % pour atteindre près de 282 TWh en 2040, compte tenu du catalogue de projets hydroélectriques en

cours, dont le projet Gourbassi de 18 MW à la frontière sénégal-malienne, le Great Ethiopian Renaissance Dam (GERD) de 6 350 MW, le projet hydroélectrique Karuma de 600 MW en Ouganda, couplé à plusieurs autres en cours à travers le continent dans des pays allant du Nigeria et du Mozambique à la Zambie et au Maroc.

La contribution des énergies renouvelables, notamment solaire, éolienne et géothermique, devrait également se développer rapidement dans des pays africains notables dotés de ressources solaires, éoliennes et géothermiques de haute qualité, plus particulièrement en Afrique du Sud, en Namibie, au Kenya et au Sénégal. En outre, la contribution de l'énergie nucléaire et d'autres sources durables et effi-

caces a légèrement augmenté pour maintenir leur part d'environ 1 % chacune d'ici 2040. Néanmoins, selon les estimations des Nations Unies, environ 579 millions de personnes en Afrique subsaharienne n'ont pas accès à l'électricité et la population devrait doubler d'ici 2050. Il existe un déficit de production important dans le scénario BAU, soulignant ainsi le besoin crucial de doubler la capacité de production d'électricité d'ici 2030 et éventuellement de la tripler d'ici 2040 pour combler le fossé d'accès et accélérer le rythme de l'électrification dans les communautés rurales/éloignées de la région, en particulier en Afrique subsaharienne.



## 5.5.2. Scénario 2 : Éliminer la pauvreté énergétique d'ici 2030

**Dans le scénario de l'élimination de la pauvreté énergétique d'ici 2030, la capacité de production d'électricité de l'Afrique augmente rapidement d'environ 6 % par an** pour soutenir une croissance économique forte, favoriser l'industrialisation et protéger les moyens de subsistance. Cela se traduit par une forte baisse des niveaux de pauvreté et utilise toutes les formes d'énergie sans aucune contrainte climatique. La Chambre estime que la capacité de production d'électricité de l'Afrique en 2020 doit être triplée, augmentant de 209 %, passant de 848,6 TWh en 2020 et 2021 à 2 622 TWh en 2040 pour développer son économie et sortir sa population foisonnante de la pauvreté. Sur la base de ce scénario, les combustibles conventionnels, qui représentent environ 61 % de la production totale d'électricité, devraient jouer un rôle énorme dans la réduction de la pauvreté en Afrique et peuvent contribuer à l'amélioration de l'accès à l'énergie dans un éventail d'économies, de secteurs, et les communautés. Le déploiement des combustibles conventionnels s'échelonne d'environ 665 TWh en 2020 à plus de 1 126 TWh d'ici 2030 et 1 587 TWh d'ici 2040.

La part de l'hydroélectricité dans la

production d'électricité, soit environ un quart de l'approvisionnement en électricité en Afrique, dépasse le charbon d'ici 2040. Les énergies renouvelables modernes : le solaire PV, l'éolien et la géothermie fournissent ensemble 9 %, pour compenser la forte baisse de la production d'électricité par le charbon et 3 % supplémentaires provenant d'autres sources d'énergie durables et des progrès technologiques, y compris le captage, l'utilisation et le stockage du carbone (CCUS) et les piles à combustible à hydrogène. L'énergie nucléaire continuera à jouer un rôle infime dans le paysage de la production d'électricité en Afrique en raison des contraintes techniques et du manque de savoir-faire, et d'une expertise limitée dans la plupart des pays. Pour réaliser cette noble ambition d'éliminer la pauvreté énergétique, le scénario appelle à des efforts accélérés et à d'énormes investissements dans la production d'énergie fossile (au gaz naturel) combinée à des technologies renouvelables pour répondre à la demande croissante d'électricité de l'Afrique pour l'urbanisation, l'industrialisation, la croissance démographique et la croissance économique durable.

L'Afrique devrait devenir l'un des continents à la croissance la plus

rapide au monde d'ici 2040. Les combustibles fossiles dominent toujours le mix énergétique des principales économies africaines, notamment le Nigéria, l'Afrique du Sud, l'Éthiopie, le Kenya et le Ghana, fournissant environ 60 % de leur électricité en 2020. Le pétrole et le gaz naturel représenteront environ un quart de l'approvisionnement, le reste provenant des énergies renouvelables, en particulier l'hydroélectricité et le solaire PV. Compte tenu de l'urgence d'atteindre l'accès universel, l'Afrique doit faire des efforts concertés pour exploiter ses réserves massives d'hydrocarbures, en particulier de pétrole et de gaz naturel au Nigeria, en Algérie, en Égypte et en Libye, combinées à la consommation de charbon pour les activités industrielles et la production d'électricité, en particulier en Afrique du Sud et au Maroc, parallèlement au développement de nouveaux projets hydroélectriques et à une pénétration plus élevée des diverses énergies renouvelables variables, telles que l'énergie solaire, éolienne et géothermique, le long du corridor oriental.



### 5.5.3. Scénario 3 : Un mélange « plus propre »

**Dans ce scénario, la production d'électricité à partir de sources renouvelables devrait augmenter de façon exponentielle en raison d'un potentiel important, d'une baisse des coûts, de faibles coûts d'exploitation et d'un soutien public croissant pour des sources d'énergie plus propres.**

Dans l'ensemble, cela implique que les sources d'énergie plus propres dépasseront de loin la production d'énergie au pétrole, au charbon et au gaz en Afrique et continueront de se développer au-delà de 2040. Cette voie devient réalisable étant donné le potentiel énorme de tous les pays africains (bien que d'ampleur variable) en termes de ressources de biomasse, géothermiques, hydroélectriques, solaires et éoliennes avec une croissance remarquable déjà observable en Afrique du Sud, au Maroc et dans un éventail d'économies d'Afrique de l'Est avec des accords de projets d'énergie renouvelable de plus en plus importants et des constructions en cours à travers le continent.

Sur la base de l'expansion récente du déploiement d'énergies plus propres et de mesures d'efficacité pour stimuler l'approvisionnement en électricité (à des coûts abordables) en Afrique, la production d'électricité devrait augmenter de 148 % pour atteindre 2 103 TWh d'ici 2040. En tant que tel, ce portefeuille plus propre de production

d'ici 2040 implique un large éventail de technologies, y compris les énergies renouvelables modernes – principalement le solaire PV, l'éolien et la géothermie, qui représentent collectivement 30 %, suivis de l'hydroélectricité (23 %), du gaz (18 %), d'autres innovations (11 %), efficacité énergétique (10 %) tandis que les 8 % restants sont fournis par le charbon, le pétrole et le nucléaire, rendant ainsi le mix de production proposé bien diversifié et moins sensible aux ruptures d'approvisionnement. Des pays tels que l'Afrique du Sud, le Maroc et le Sénégal devraient défendre la réalisation de cet objectif, compte tenu de leur historique audacieux en termes de projets de stockage et d'autres innovations visant à renforcer la flexibilité des systèmes de production.

Comme la capacité de production est moindre en 2030 dans ce scénario qu'elle ne l'est dans le scénario 2 (éliminer la pauvreté énergétique d'ici 2030), cette estimation ne sera pas suffisante pour répondre aux besoins en électricité de la population en croissance rapide du continent. En 2020, seulement 55 % de la population africaine avait accès à l'électricité, ce qui nécessite de doubler la capacité pour atteindre un accès à 100 % d'ici 2030 et au-delà. Compte tenu de l'évolution mondiale croissante vers la transition énergétique et les

énergies renouvelables, l'Afrique pourrait tirer parti du vaste potentiel des énergies renouvelables, de l'efficacité énergétique et d'autres minéraux tels que le cobalt et le platine pour accélérer la croissance des industries de l'énergie propre. Par exemple, l'Afrique du Sud et la République démocratique du Congo produisent environ 70 % du cobalt et du platine, qui constituent un composant intégral dans l'utilisation des batteries et la production de piles à combustible à hydrogène, respectivement. Dans l'ensemble, l'Afrique peut s'appuyer sur de riches ressources minérales énergétiques et des avancées technologiques pour répondre à ses besoins en électricité en 2040, qui devraient être trois fois supérieurs aux niveaux de 2020, avec des politiques, une planification, des investissements, des infrastructures, des institutions et des collaborations appropriés.

## Chapitre Six

# La transition énergétique, **les marchés énergétiques africains** : défis et opportunités

Les émissions de gaz à effet de serre de l'Afrique sont parmi les plus faibles au monde, et une transition rapide telle qu'elle est envisagée aura des effets asymétriques sur le continent.

La transition énergétique en Afrique ne doit pas se limiter à la décarbonation ; il devrait plutôt s'agir d'utiliser toutes les formes de ressources énergétiques disponibles pour diversifier sa base économique.

Le solaire devrait représenter la principale source d'énergie renouvelable après 2030.60% in IEAs NZE scenario

Dans le scénario d'émission Net Zero Emission (NZE) de l'AIE, la production de pétrole et de gaz pourrait chuter de 67 % en Afrique d'ici 2050

Dans le scénario d'émission Net Zero Emission (NZE) de l'AIE, la production de pétrole et de gaz pourrait chuter de 67 % en Afrique d'ici 2050

L'emploi dans le secteur pétrolier et gazier pourrait chuter de plus de 60 % dans le scénario NZE de l'AIE

Le pétrole et le gaz, et d'autres minéraux essentiels tels que le cuivre et le lithium, doivent continuer à jouer un rôle clé dans l'histoire de la transition

### 6.1. Transition énergétique et marchés énergétiques africains

**Le système énergétique mondial est sous pression pour se réformer façonné par le discours de la transition énergétique qui prend de plus en plus importance.** La transition énergétique, souvent décrite comme une transition de l'économie actuelle basée sur les combustibles fossiles à une économie alimentée par des sources d'énergie renouvelables plus propres, à faible teneur en carbone ou sans carbone, est considérée comme essentielle pour freiner l'augmentation des températures mondiales observée au cours des dernières décennies en raison de l'exploitation des combustibles fossiles pour l'industrialisation principalement par les pays développés. Dans l'ensemble, les efforts sont orientés vers des stratégies de réduction des émissions pour limiter le réchauffement climatique bien en dessous de 2 degrés Celsius, par rapport aux niveaux préindustriels. De plus, la transition énergétique continue d'inciter à repenser la façon dont l'énergie est extraite, convertie, stockée, transmise et distribuée – le secteur de l'électricité, une cible clé en raison de sa contribution à la croissance des émissions. En tant que telle, la décarbonisation du secteur, en particulier du côté de la production, est considérée comme l'une des stratégies d'atténuation les plus efficaces pour réduire les niveaux de CO<sub>2</sub> et, au final, lutter contre le changement climatique.

L'élan qui sous-tend la transition à l'échelle mondiale est déterminé par des facteurs économiques, sociaux, technologiques et réglementaires (figure 6.1.1). Sur le plan économique, les questions d'offre et de demande concernant les énergies fossiles et renouvelables sont centrales. Les problèmes bien connus autour des fluctuations extrêmes du prix du pétrole au cours des dernières décennies, y compris les problèmes de durabilité, ont stimulé la demande d'énergie renouvelable, qui dans de nombreux endroits est de plus en plus compétitive. Les pressions sociales exercées par les militants du changement climatique et les communautés dans les économies avancées sont également un puissant moteur pour donner la priorité au changement climatique dans l'élaboration des politiques et fixer des objectifs ambitieux en matière d'énergies renouvelables. Sur le plan technologique, le développement positif des énergies renouvelables et d'autres technologies de soutien, y compris les modèles commerciaux, fait passer les énergies renouvelables de niche à courant dominant et garantit que les solutions énergétiques peuvent être déployées rapidement et à grande échelle. Sans aucun doute, les défis technologiques existent encore sur de nombreux fronts, mais l'horizon semble prometteur compte tenu de l'innovation et de la recherche en cours. Enfin, les évolutions réglementaires des normes de reporting pour diverses entreprises et sociétés où les actionnaires demandent l'identification et la quantification des impacts financiers des risques liés au climat se multiplient. Un résumé de ces pilotes est présenté dans le tableau ci-dessous.

## Figure 6.1.1 Moteurs de la transition énergétique



### Facteurs économiques

- Volatilité des prix : problèmes d'offre et de demande concernant les combustibles fossiles
- Problèmes de durabilité/conformité aux ODD et engagements nets zéro



### Facteurs sociaux

- Activisme climatique – crise planétaire englobant le réchauffement climatique, la pollution de l'air, la perte d'écosystèmes et de nouvelles pandémies
- Objectifs ambitieux pour les ER
- Accès à l'énergie et sécurité énergétique dans les pays en développement en particulier



### Facteurs technologiques

- Coût-compétitivité : baisse significative du coût des technologies ER grâce à l'innovation
- Déploiement des ER à grande échelle



### Facteurs réglementaires

- Modification des priorités des investisseurs : enjeux environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) par les actionnaires et les investisseurs
- Changements dans les normes de reporting pour diverses entreprises – analyse

Source: construction de l'auteur

L'Afrique reste parmi les plus petits émetteurs de CO<sub>2</sub> (et d'autres gaz à effet de serre) dans le monde (figure 6.1.2). Le continent a émis 1 308 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2019, soit une croissance de 2 % au cours de la décennie 2008-18, représentant seulement 2 % des émissions mondiales de CO<sub>2</sub> induites par l'énergie, comme le montre le graphique ci-dessous. Cependant, les impacts du changement climatique se font sentir et ils sont inégalement répartis sur le continent sous la forme de conditions induites par la sécheresse et de précipitations réduites pour la production d'énergie hydroélectrique, entre autres. Semblable aux problèmes du secteur O&G, il existe des problèmes de capacité en Afrique en raison de la faible planification et gestion du secteur. Les cadres réglementaires et juridiques font souvent défaut, ce qui rend les investissements dans les énergies renouvelables plus onéreux. Par-dessus tout, les réseaux électriques présentent des défis, souffrent souvent de taux de perte élevés et d'une capacité limitée en plus d'être financièrement insoutenables avec des opportunités limitées d'expansion ou de maintenance requise. Il est important de noter que chaque pays a des points de départ socio-économiques et des ambitions politiques différents, qui les mèneront sur des chemins différents dans la transition énergétique. Le rythme de transition est dicté par la dépendance actuelle de chaque pays aux combustibles fossiles, la productivité industrielle existante, les choix technologiques futurs et la profondeur/diversité des chaînes d'approvisionnement nationales.

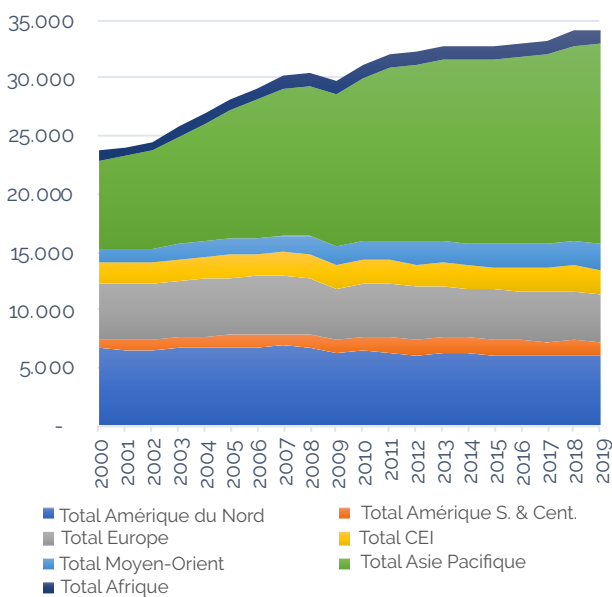
Les émissions de carbone façonnent les portefeuilles des plus grandes entreprises énergétiques du monde, qui « passent au crible les actifs en vue de leur cession

», car les risques liés au prix du pétrole et les objectifs de neutralité carbone réduisent le bassin d'acheteurs d'actifs pétroliers et gaziers (O&G). La demande énergétique croissante en Afrique, qui devrait doubler d'ici 2040 en raison de l'augmentation de la population, nécessite un portefeuille plus large que le secteur O&G actuellement en déclin. Se concentrer sur les énergies renouvelables plutôt que sur les combustibles fossiles permet la création d'emplois, la croissance économique, les avantages sociaux et sanitaires et l'atténuation du changement climatique. De fait, selon l'IRENA, le potentiel estimé de l'Afrique à produire de l'énergie renouvelable à partir des technologies existantes est 1 000 fois supérieur à la demande projetée en 2040. Ils prévoient également que les énergies renouvelables créeraient 45 millions d'emplois d'ici 2050 et que le PIB mondial augmenterait de 2,4 %. Cependant, une croissance égale doit être observée dans les investissements annuels, car le système énergétique africain doit doubler l'investissement d'ici 2030 pour atteindre 40 à 65 milliards de dollars. En 2021, 12 % de la demande totale d'énergie primaire de l'Afrique était satisfaite par les énergies renouvelables, dont 42 % étaient solaires, 38 % éoliens onshore et 15 % de stockage pompé. Avec ce chiffre en augmentation, les pays émettant relativement plus, largement dépendants de leurs ressources en hydrocarbures comme l'Angola, la Guinée équatoriale et le Soudan du Sud, sont vulnérables aux risques de transition énergétique en raison des objectifs de neutralité carbone des grandes entreprises mondiales. La demande d'O&G peut encore augmenter, avec des prix encore susceptibles d'atteindre des pics à l'avenir, mais l'investissement dans les projets O&G est un risque, justifiant la baisse

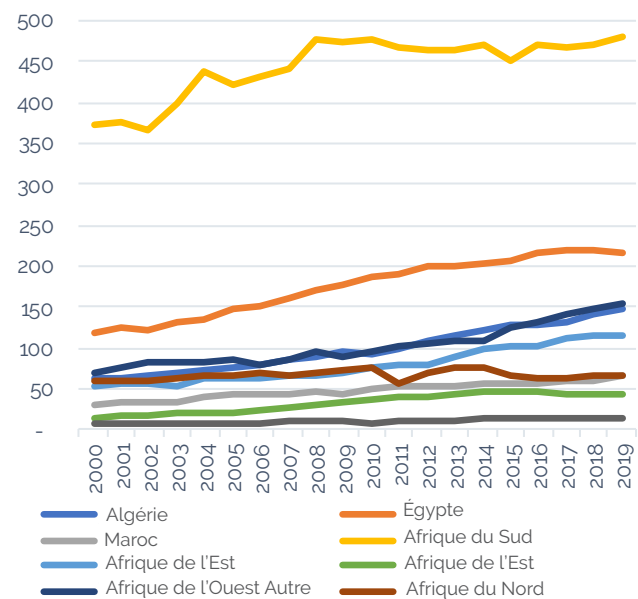
des investissements au cours des dernières années. La transition énergétique s'observe dans les projections des filières des énergies renouvelables, comme chacun observe une croissance dans la décennie à venir.

La baisse du coût des technologies renouvelables, associée à de nouveaux investissements, tels que ceux de la Banque africaine de développement (BAD), du Ministère coréen de l'Économie et des Finances et de la Banque Export-Import de Corée d'un montant de 600 millions de dollars pour des solutions d'énergie renouvelable, poussent ce secteur en avant. La Banque mondiale a annoncé un fonds de 465 millions de dollars pour améliorer l'intégration des énergies renouvelables en Afrique de l'Ouest, et 168 millions de dollars de financement pour les efforts du Burkina Faso pour accroître l'accès à l'électricité dans les zones rurales et soutenir la transition du pays vers les énergies propres. De même, la Société financière internationale (SFI) et la Fondation Rockefeller (RF), un partenariat qui vise à mobiliser 2 milliards de dollars d'investissements du secteur privé dans des solutions d'énergie renouvelable distribuée, y compris la mise à échelle d'un programme de mini-réseaux et le stockage d'énergie par batterie. L'Africa Renewable Energy Fund II (AREF II) a levé 130 millions d'euros pour financer les énergies renouvelables en Afrique subsaharienne. La Banque européenne d'investissement (BEI) a également approuvé 95 millions de dollars pour le financement de projets d'énergie géothermique en Afrique de l'Est.



**Figure 6.1.2 Émissions mondiales et de l'Afrique de CO2****Émissions mondiales de CO2 (millions de tonnes de dioxyde de carbone)**

Source: Statistiques énergétiques BP 2020

**Émissions de CO2 en Afrique (millions de tonnes de dioxyde de carbone)**

Source: BP Energy Statistics 2020

## 6.21. L'impact du scénario Net Zero Emission (NZE) de l'AIE sur l'industrie énergétique africaine

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) conclut que la demande globale de pétrole sous NZE chutera de 4 % par an entre 2020 et 2050. Si l'investissement en capital dans le pétrole s'arrête complètement, l'offre chute de 8 % par an, pendant ce temps, si l'investissement dans la découverte de nouveaux gisements s'arrête, l'offre baissera de 4,5 % par an. Cette dynamique se reflète dans le prix du pétrole, qui devrait chuter à 35 \$/baril d'ici 2030, et 25 \$/baril d'ici 2050. De même, la demande mondiale de gaz naturel chutera de 5 % par an, et après 2040, la plupart du gaz naturel sera utilisé pour produire de l'hydrogène dans les

installations de captage, valorisation et stockage du carbone (CCUS). Les usages du charbon disparaissent également, puisque 5 250 millions de tonnes équivalent charbon (Mtec) en 2020 sont réduites à 2 500 Mtec en 2030 et à moins de 600 Mtec en 2050. Cela représente une baisse de 90 % de 2020 à 2050, avec une baisse à la fois du pétrole de 75 % et du gaz naturel de 55 %, en même temps. Sous NZE, l'AIE prévoit que l'utilisation d'hydrocarbures diminuera de 5 % en moyenne après 2030, un pourcentage de diminution plus élevé que celui prévu par les données de la Chambre africaine de l'Énergie. Cela implique qu'après

2022, il y aura une offre surproduction d'hydrocarbures, supérieure à ce qui est nécessaire pour atteindre les conditions NZE d'ici 2050. L'implication de ceci pour l'Afrique n'est pas significative dans un avenir proche ; cependant, la production globale d'hydrocarbures diminue de 43 % de 2021 à 2050 (figure 6.2.1). En termes absolus, il passe de 13,8 mb/j à 7,0 mb/j. Sous Net Zero Emission (NZE), cet effet est plus important, indiquant que l'Afrique aura besoin d'une baisse de 67 % de la production de pétrole et de gaz à 2,3 Mb/j d'ici 2050.

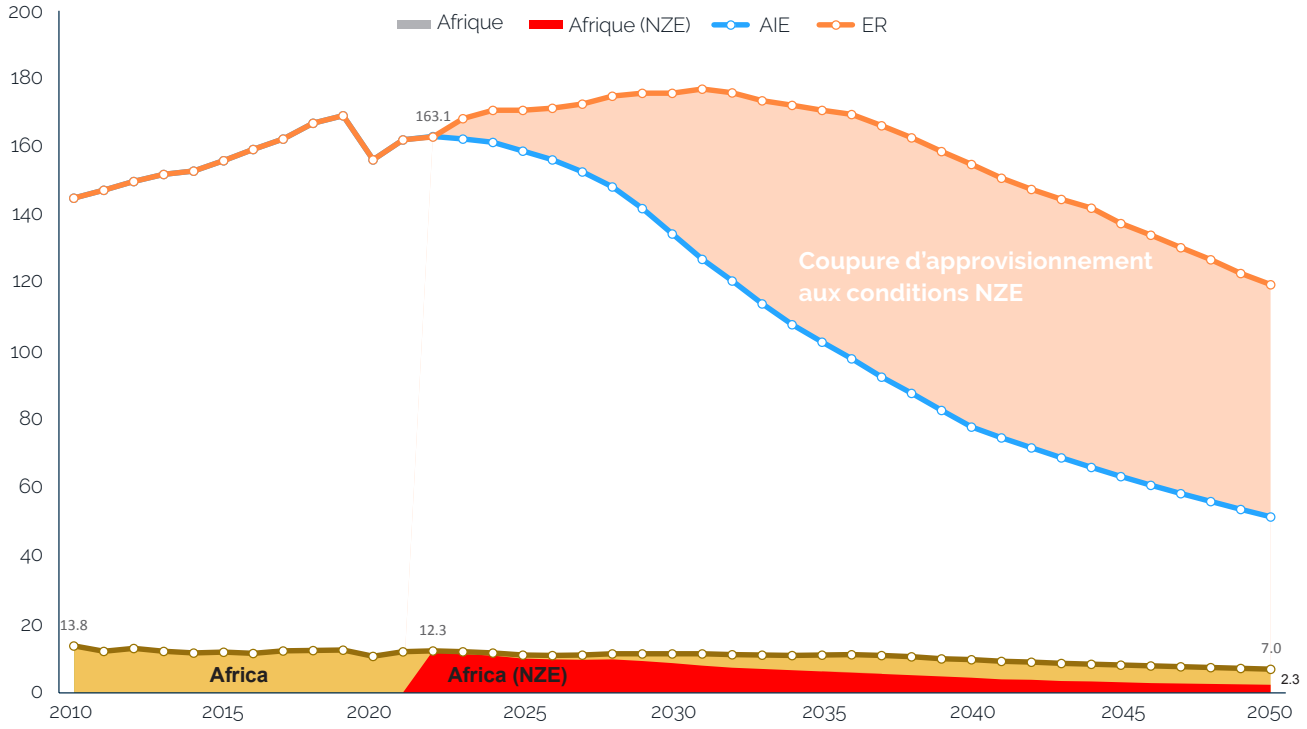
Le déclin des marchés O&G et du charbon est un problème pour les pays d'Afrique subsaharienne, où 75 % de la population mondiale vit sans accès à l'électricité. Cependant, selon l'AIE, 45 % des personnes dépourvues d'électricité l'obtiennent « via un raccordement à un réseau principal, tandis que le reste est desservi par des mini-réseaux (30 %) et des solutions autonomes (25 %) ». Ces réseaux autonomes et mini-réseaux reposent sur des sources d'énergie 100 % renouvelables, tell-

es que celles énumérées ci-dessus. Tous les générateurs diesel utilisés dans les systèmes décentralisés « sont progressivement supprimés et remplacés par des systèmes de stockage solaire ». Si elle est effectuée avec les sources appropriées, l'AIE estime que l'électrification complète n'ajoutera que « moins de 0,2 % aux émissions de CO<sub>2</sub> ». L'Afrique abrite également 910 millions d'habitants (en 2020) sans accès à des options de cuisson propres. Dans les conditions NZE, ces personnes y accèdent grâce à des foyers à biomasse, « alimentés à la biomasse moderne, au biogaz ou à l'éthanol, 25 % grâce à l'utilisation de gaz de pétrole liquéfié (GPL) et 20 % via des solutions de cuisson électriques ». En raison de la pauvreté énergétique en Afrique, les objectifs nets zéro ne sont pas au premier plan des préoccupations de la plupart des pays, qui visent d'abord à fournir suffisamment d'énergie pour répondre aux besoins de base de la population. Avec le manque d'investissement actuel, toute source d'électricité aura la priorité sur la production d'énergie verte. Selon l'AIE et BP, en 2020, l'Afrique du Sud était responsable de 1,3 % des émissions mondiales provenant principalement de ses centrales au charbon et contribuait à environ la moitié des émissions totales de l'Afrique (figure 6.2.2). En conséquence, c'est le seul pays à l'objectif NZE d'ici 2050, visant à réduire ses émissions de 28 % d'ici 2030, bien qu'il ne soit « toujours pas aligné avec l'objectif de température de l'Accord de Paris » selon Deborah Ramalope, ancienne membre de la délégation sud-africaine auprès de l'ONU climat. On estime que 8 milliards de dollars par an sont nécessaires pour financer les efforts de décarbonisation et d'adaptation en Afrique du Sud. De plus, le président sud-africain Cyril Ramaphosa a récemment annoncé que l'Afrique subsaharienne avait besoin de 240 milliards de dollars (14 % du PIB de l'ASS en 2019) pour que la sous-région passe à des formes d'énergie propre.

L'emploi dans les perspectives d'émissions NZE de l'AIE L'emploi dans le pétrole, le gaz et le charbon diminuera de manière significative, en raison de la baisse de la demande et de l'abandon progressif des sources renouvelables à faible émission de carbone. L'AIE affirme qu'environ 5 millions d'emplois seront perdus dans le pétrole, le gaz et le charbon d'ici 2030 dans le monde. Au cours de la même période, peu de ces pertes sont attendues de l'Afrique en raison de la production continue de pétrole et de gaz et de la faible probabilité d'adopter les objectifs NZE jusqu'à ce que la pauvreté énergétique soit éradiquée. Cependant, dans le cadre de l'objectif NZE, l'emploi dans l'industrie O&G en Afrique devrait diminuer en moyenne de 12,5 % par an d'ici 2030. Le rythme de cette baisse s'accélère, puisqu'elle devrait chuter en moyenne de 30 % par an entre 2030 et 2040. D'ici 2040, environ deux tiers des emplois du secteur O&G pourraient disparaître. Cependant, sous NZE, les millions de personnes en Afrique rurale vivant avec le manque d'électricité et d'options de cuisson propres auront une probabilité plus élevée d'emploi dans de nouvelles entreprises commerciales basées sur les technologies d'énergie propre pour stimuler de nouvelles capacités industrielles. L'AIE, en coordination avec le FMI, montre une forte augmentation de la création d'emplois qui découle des dépenses privées et publiques dans l'énergie propre, en particulier dans les secteurs de l'ingénierie, de l'industrie et de la construction. Bien que valable pour les pays développés, la plupart des pays africains ont un déficit énergétique, par conséquent, l'importance de l'O&G pour la production d'électricité et la création d'emplois ne peut être ignorée. Un autre obstacle majeur à la transition énergétique pour l'emploi résulte de l'impossibilité de transférer directement certaines compétences du secteur O&G vers l'énergie propre, encore une fois

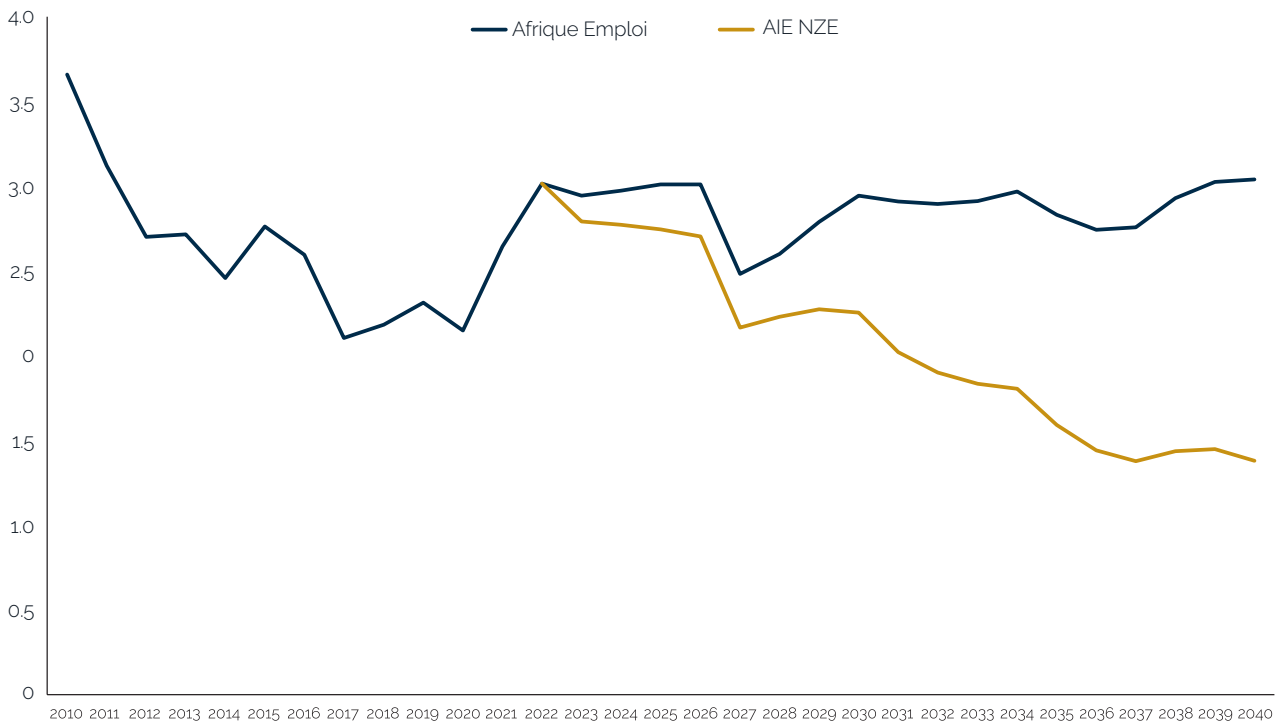
problématique pour les pays africains. Les appareils économes en énergie, les véhicules électriques et à pile à combustible, les panneaux photovoltaïques, etc. sont autant d'autres grandes industries qui observeront une augmentation des emplois. Sous NZE, l'emploi mondial dans l'énergie solaire et éolienne quadruple, s'étendant assurément à l'industrie croissante des énergies renouvelables en Afrique. Tous ces emplois nécessitent une expertise technique, c'est pourquoi un investissement important dans l'éducation est attendu de la part du gouvernement et des sociétés d'embauche. Une stratégie de reprise post-pandémie serait d'employer des programmes publics d'emploi (PPE) pour générer des emplois verts. Les PPE visent spécifiquement les travailleurs occasionnels des secteurs informels (par exemple, les sous-employés, les travailleurs pauvres, les personnes âgées et les jeunes) qui seront les plus touchés par la pandémie et la pénurie d'énergie. De même, l'Organisation internationale du travail (OIT) recommande de se concentrer sur (i) les travaux publics à forte intensité de main-d'œuvre (par exemple, l'entretien, la foresterie, les travaux communaux et l'assainissement) et (ii) les activités de construction à forte intensité de main-d'œuvre, reposant sur la main-d'œuvre plutôt que sur les machines. Dans l'ensemble, il s'agit d'une manière de fournir un revenu prévisible et stable, tout en créant les actifs publics verts nécessaires. Cela a déjà fonctionné, avec le programme de filet de sécurité productif (Productive Safety Net Program) en Éthiopie, qui améliore la sécurité alimentaire grâce à la restauration des terres et au reboisement. En Afrique du Sud, le programme Travail Contre Eau (Working for Water Program) a une influence similaire, soutenant les participants dans les échanges pour la protection des environnements fluviaux naturels.

Figure 6.2.1 Scénario NZE de l'AIE par rapport à la production future de Rystad Energy mmbep/j



Source: Rystad Energy UCube August 2021, IEA Net Zero Outlook

Figure 6.2.2 Emploi énergétique en Afrique avec sous AIE NZO, millions d'emplois



Source: Rystad Energy research and analysis, IEA Net Zero Outlooks



## 6.3. Perspectives des sources d'énergie renouvelables

### Photovoltaïque (PV)

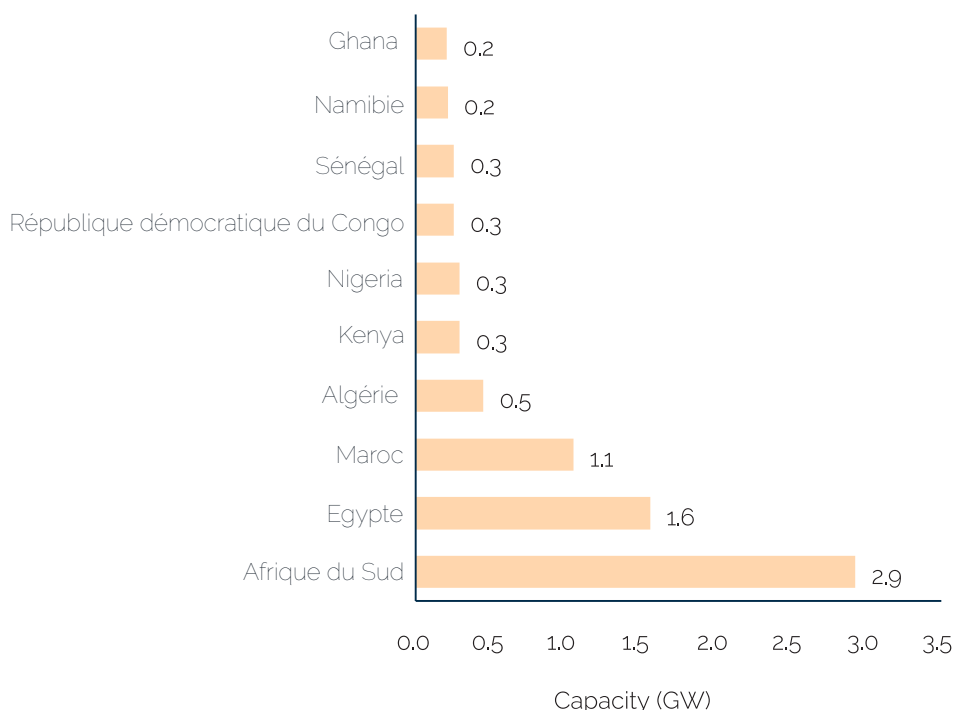
Le photovoltaïque (PV) est actuellement la plus grande source d'énergie renouvelable en Afrique et la production devrait encore augmenter. De 2010 à 2019, 320 actifs ont été construits avec 14 GW d'électricité ajoutés (Figure 6.3.1). Cependant, entre 2020 et 2030, 648 actifs devraient être construits, générant 77 GW d'électricité. Cela indique une augmentation de l'efficacité, car le double des actifs génère environ six fois plus d'énergie. L'IRENA voit un potentiel de 83 GW d'installations solaires en Afrique de l'Est de d'ici 2040 et de 62 GW en Afrique australe. En Afrique de l'Ouest, Plan Directeur de la CEDEAO pour le développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d'Énergie Électrique (Power Generation & Transmission Masterplan) prévoit 36 GW de PV d'ici 2033. Selon José Donoso, président élu du Conseil mondial solaire (Global Solar Council), « le PV est l'idéal » car c'est « le moyen le moins cher de produire de l'électricité et il offre une évolutivité combinée à la possibilité de solutions sur mesure ».

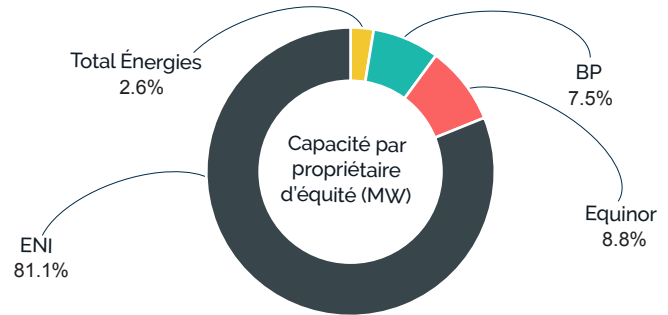
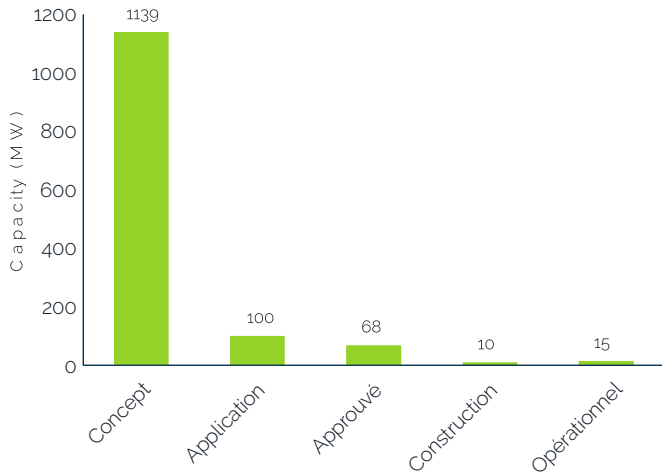
Avec une grande proportion de résidents africains vivant dans les zones rurales, les technologies hors réseau et mini-réseaux sont cruciales pour lutter contre la pauvreté énergétique. Selon Geoffrey Kaila, président de l'Association de l'industrie solaire de Zambie (Solar Industry Association), les investisseurs extérieurs devraient travailler avec les entreprises indigènes à l'unisson, citant que « nous recherchons des partenariats ».

Le secteur des mini/micro-réseaux attire des investissements, par exemple, Enel Green Power et Power Hive se sont associés pour investir 12 millions de dollars dans la construction de mini-réseaux dans 100 villages à travers le Kenya. La Communauté d'Afrique de l'Est (CAE) enregistre un tiers de toutes les ventes de systèmes solaires, la Tanzanie et le Kenya étant en tête du marché des produits d'éclairage solaire et comprenant les plus grands marchés de micro-réseaux, observant de légers problèmes de fabrication et de logistique en raison de la pandémie.

Le PV a un grand potentiel en Afrique, même les majors (comme To-

talEnergies ou ENI) construisant de grandes centrales sur tout le continent. Cependant, pour faire progresser ce secteur, des efforts doivent être faits pour étendre les réseaux nationaux et renforcer les infrastructures de transport, afin d'améliorer les marges de réserve des systèmes électriques. Pour les systèmes décentralisés ou distribués, le potentiel peut être immense dans des environnements politiques favorables (par exemple, la production intégrée ou la capacité de production d'électricité individuelle connectée au réseau) et une connectivité réseau stable. Cela doit être associé à des normes minimales et à une formation de base pour les techniciens afin de permettre un niveau élevé de satisfaction de la clientèle.





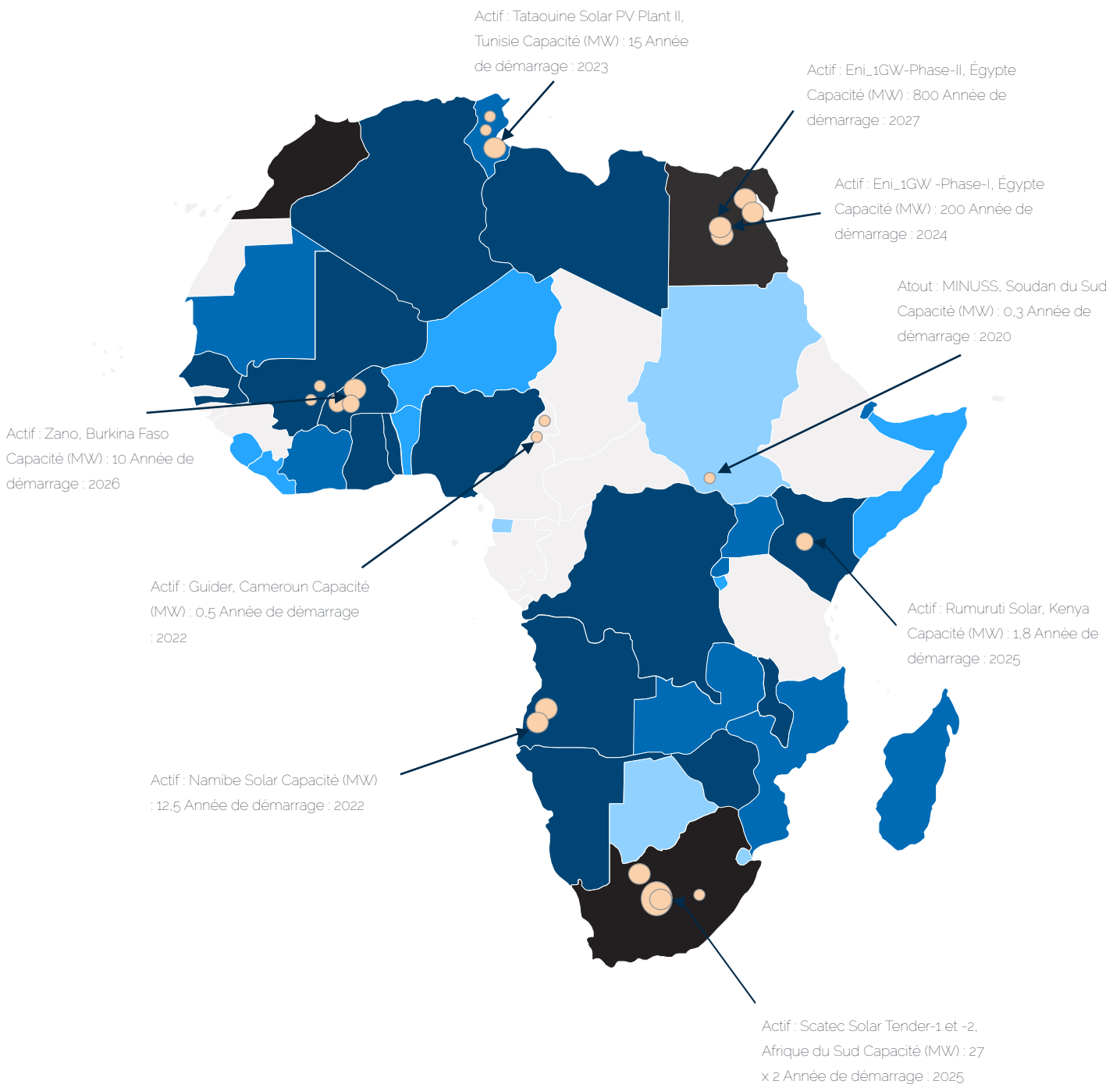
## Éolien

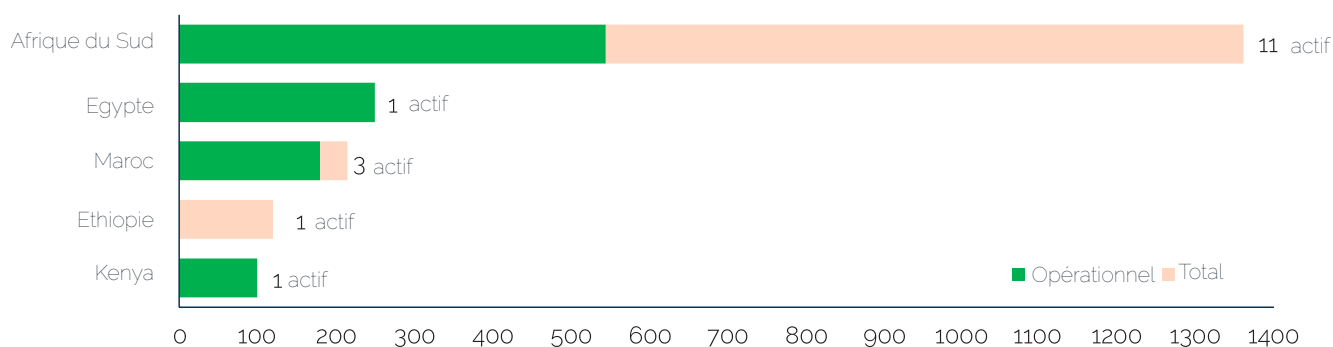
Les éoliennes fournissent la deuxième plus grande quantité d'énergie verte avec 8,3 GW en 2021, provenant principalement d'Afrique du Sud, d'Égypte, du Maroc, d'Éthiopie et du Kenya (figure 6.3.3). Entre 2010 et 2030, 81 actifs devraient être produits, fournissant une puissance totale de 9,357 GW, entièrement onshore, 75 % de ces actifs étant actuellement en exploitation. Selon Energy Live News, l'Afrique n'exploite actuellement que 0,01 % de son potentiel éolien, sa limite absolue étant de 59 000 GW. C'est un secteur en pleine expansion avec 17 actifs ajoutés en 2020-2021, contribuant à environ 2,1 GW, dont 11 se trouvent en Afrique du Sud, actuellement le plus grand

producteur d'énergie éolienne. L'Égypte abrite actuellement dans le golfe de Suez le projet Red Sea Ph-I appartenant à Siemens Gamesa, actuellement le plus grand projet éolien en Afrique, qui devrait produire 500 MW et est composé de 173 éoliennes et d'une sous-station de 33/220 kV. Le Kenya, quant à lui, possède le parc éolien du lac Turakana, propriété de LTWP, qui devrait produire 310 MW, et est le plus gros investissement privé kenyan avec 858 millions de dollars. Il fournira 16 % de l'électricité produite au Kenya et compensera 16 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>. Les grandes conséquences de l'énergie éolienne sont les coûts élevés et l'exigence de terrain. Auparavant, les projets éoliens

étaient financés par les gouvernements et les donateurs étrangers. Cependant, des investisseurs privés se lancent également sur le marché éolien africain. Actuellement, « plus de 50 % des projets sont parrainés par le secteur privé », selon l'économiste de la Banque africaine de développement Emelly Mutambatsere. Pour éviter l'occupation de plus en plus de terres par les éoliennes, l'Afrique peut explorer l'éolien offshore. Actuellement, la plupart des parcs éoliens sont terrestres car « l'espace terrestre est disponible et son coût est compétitif ». Le continent devrait « voir le premier développement offshore en 2030 », selon Ntombifuthi Ntuli, PDG de SAWEA.

**Figure 6.3.2 Répartition de la capacité photovoltaïque à travers l'Afrique, avec les principaux projets à venir MW**



**Figure 6.3.3 Production totale d'actifs éoliens africains en 2021, MW**

## Éolien

Les éoliennes fournissent la deuxième plus grande quantité d'énergie verte avec 8,3 GW en 2021, provenant principalement d'Afrique du Sud, d'Égypte, du Maroc, d'Éthiopie et du Kenya (figure 6.3.3). Entre 2010 et 2030, 81 actifs devraient être produits, fournissant une puissance totale de 9,357 GW, entièrement onshore, 75 % de ces actifs étant actuellement en exploitation. Selon Energy Live News, l'Afrique n'exploite actuellement que 0,01 % de son potentiel éolien, sa limite absolue étant de 59 000 GW. C'est un secteur en pleine expansion avec 17 actifs ajoutés en 2020-2021, contribuant à environ 2,1 GW, dont 11 se trouvent en Afrique du Sud, actuellement le plus grand producteur d'énergie éolienne.

L'Égypte abrite actuellement dans le golfe de Suez le projet Red Sea Ph-I appartenant à Siemens Gamesa, actuellement le plus grand projet éolien en Afrique, qui devrait produire 500 MW et est composé de 173 éoliennes et d'une sous-station de 33/220 kV. Le Kenya, quant à lui, possède le parc éolien du lac Turkana, propriété de LTWP, qui devrait produire 310 MW, et est le plus gros investissement privé kenyan avec 858 millions de dollars. Il fournira 16 % de l'électricité produite au Kenya et compensera 16 millions de tonnes d'émissions de CO<sub>2</sub>.

Les grandes conséquences de l'énergie éolienne sont les coûts élevés et l'exigence de terrain. Auparavant, les projets éoliens étaient financés par les gouvernements et les donateurs

étrangers. Cependant, des investisseurs privés se lancent également sur le marché éolien africain. Actuellement, « plus de 50 % des projets sont parrainés par le secteur privé », selon l'économiste de la Banque africaine de développement Emelly Mutambatsere. Pour éviter l'occupation de plus en plus de terres par les éoliennes, l'Afrique peut explorer l'éolien offshore. Actuellement, la plupart des parcs éoliens sont terrestres car « l'espace terrestre est disponible et son coût est compétitif ». Le continent devrait « voir le premier développement offshore en 2030 », selon Ntombifuthi Ntuli, PDG de SAWEA.



**Table 6.1 Sélection de projets hydroélectriques récents, en cours et futurs**

Project	Capacité, MW	Pays	Statut
La centrale hydroélectrique de Lauca	2,071	Angola	Pleinement opérationnel à partir de décembre 2020
Projet Souapiti	225 and 450	Guinée	Pleinement opérationnel d'ici fin 2021
Grand Ethiopian Renaissance Dam	6,350	Éthiopie	Réservoir à remplir entre 2024 et 2027
Projet Kafue Gorge Lower	600	Ouganda	Opérationnel en mai 2021
Projet Karuma	750	Zambie	Mise en service en 2021
Projet Batoka Gorges	2,400	Zambie, Zimbabwe	Début des travaux en 2021
Projet Mambila	3,050	Nigeria	Début des travaux en 2021
Projet Abdelmoumen	350	Maroc	Mise en service en 2022

Le développement de projets hydroélectriques a des impacts socio-économiques importants tels que la lutte contre le chômage. Par exemple, le barrage de Neckartal situé dans le sud de la Namibie a fourni 5 500 emplois à Keetmanshoop et dans les régions avoisinantes. Le barrage est un élément clé de l'infrastructure de la région et devrait irriguer 5 000 hectares de terres, favorisant l'agriculture et l'emploi. Lorsque l'irrigation des zones avoisinantes aura atteint son potentiel maximal, 4 000 emplois directs et indirects supplémentaires sont susceptibles d'être créés.

Les perspectives de l'hydroélectricité en Afrique reposent largement sur la capacité des gouvernements à attirer des investissements privés dans le secteur. Avec l'aide de capitaux privés, les pays africains peuvent combler le déficit d'infrastructures énergétiques, en établissant des connexions transfrontalières cruciales pour la distribution de l'électricité aux pays ayant des opportunités économiques et géographiques moins favorables. Les projets énergétiques à grande échelle reçoivent généralement jusqu'à 30 % du capital requis des investisseurs du secteur privé, le

reste étant composé d'institutions financières et de gouvernements locaux et internationaux. La centrale hydroélectrique de Mambila, qui est en passe de devenir la plus grande source d'énergie hydroélectrique en Afrique de l'Ouest, est estimée à près de 6 milliards de dollars. L'Exim Bank of China a accepté de prêter 85 % de la somme (4,93 milliards de dollars) pour la construction, le reste des coûts étant pris en charge par le gouvernement nigérian. Un autre grand projet hydroélectrique, la centrale électrique de Batoka Gorge de 2 400 MW, sera construit conjointement par l'américain General Electric (GE) et PowerChina, pour un coût estimé à 4,5 milliards de dollars. La propriété sera restituée à la Zambie et au Zimbabwe une fois que les promoteurs auront récupéré leurs investissements dans le cadre de l'accord PPP.

Néanmoins, l'augmentation de l'hydroélectricité dans le mix énergétique des pays africains pourrait avoir des effets négatifs sur le système électrique, mettant en danger la sécurité d'approvisionnement. D'ici 2030, 70 % de la capacité hydroélectrique totale en Afrique de l'Est dépendra des zones à forte variabilité de précipitations, selon

une étude de la London School of Economics. Les périodes humides et sèches prolongées peuvent durer plusieurs années, les centrales hydroélectriques se retrouvant potentiellement sans assez d'eau pour fonctionner. La concentration de barrages dans la même région peut entraîner une dépendance aux mêmes variations climatiques, comme la sécheresse. Il est donc impératif que les gouvernements planifient un système de centrales hydroélectriques qui sera résilient aux modèles de précipitations et aux limitations géographiques.

## Géothermie

Selon la Banque africaine de développement, le continent dispose de 15 GW d'énergie géothermique et, contrairement aux énergies solaire, éolienne et hydraulique, il n'est pas influencé par des facteurs géographiques tels que les sécheresses, les vents faibles et les jours nuageux. La vallée du Grand Rift qui s'étend de Djibouti au Mozambique constitue la zone géologiquement active de l'Afrique, composée de 30 volcans actifs et d'innombrables sources chaudes. Le Kenya est actuellement le plus grand producteur d'énergie géothermique en Afrique, avec 98 % de l'approvisionnement annuel de 1,5 GW à travers 403 puits actifs en 2021 (Figure 6.3.4). Le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) a estimé un potentiel de 20 GW d'énergie géothermique à travers l'Afrique de l'Est, et des pays comme la Tanza-

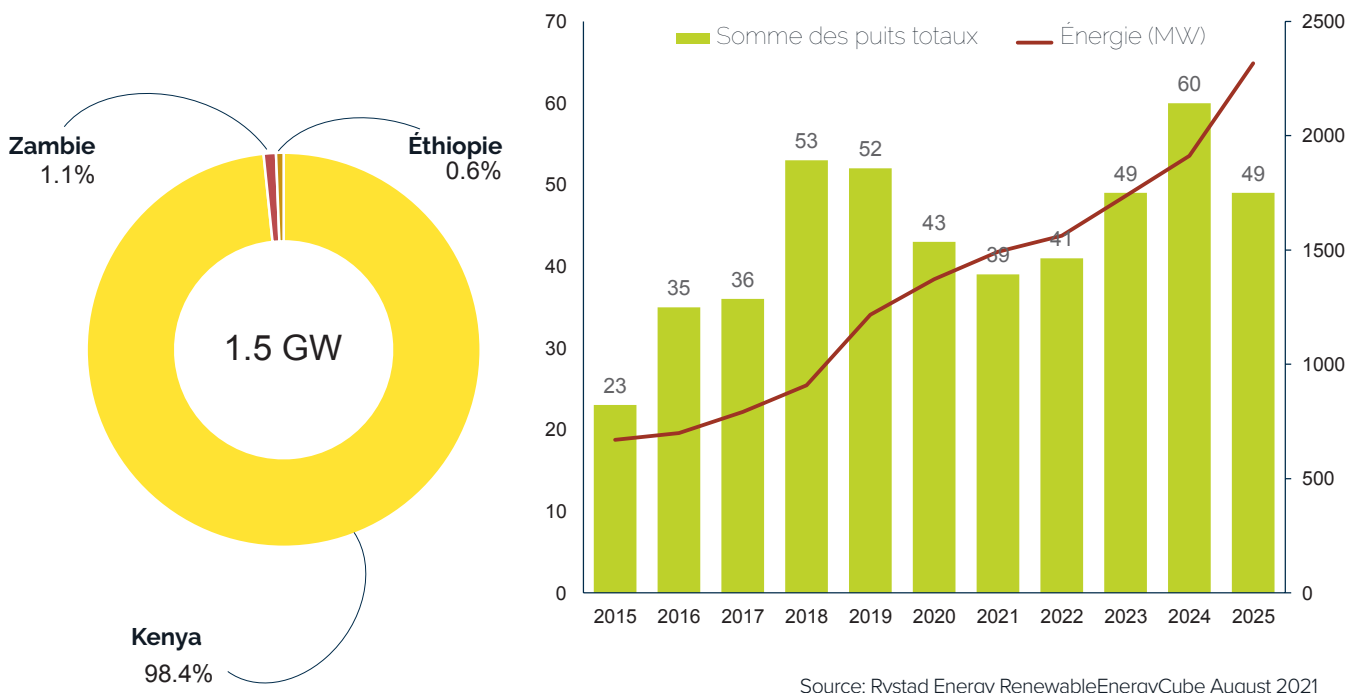
nie, l'Ouganda, le Rwanda, Djibouti, l'Érythrée et les Comores ont entrepris une exploration préliminaire du potentiel géothermique.

Le projet géothermique d'Olkaria au Kenya, après sa cinquième extension, Olkaria VI (86 MW), sera « la plus grande centrale géothermique au monde », avec un total de 792 MW. KenGen, la société parapublique qui exploite Olkaria, déclare que cette centrale produit 27 % de toute l'énergie au Kenya. De plus, les centrales géothermiques nécessitent moins de terrain que les centrales éoliennes, solaires ou au charbon. L'une des conséquences des puits géothermiques est cependant la réinjection d'eau pour générer de la vapeur qui dégage « de fortes concentrations de silice et de sels, et parfois d'éléments toxiques, comme l'arsenic, le lithium, l'antimoine, le mercure, le soufre ». Dans la plupart des cas, ces canali-

sations n'interfèrent pas avec les aquifères. Cependant, en cas de fuites ou de mauvaise construction, elles peuvent polluer les sources d'eau potable.

La Zambie produit également de l'énergie géothermique, et actuellement Kalahari Geo- Energy, le principal exploitant géothermique en Zambie, continue d'exploiter sa centrale géothermique de la rivière Bweengwa, après des retards imputables à la pandémie. Selon Peter Vivian-Neal, PDG de Kalahari Geo- Energy, « l'objectif à long terme est d'avoir 50 MW de capacité de production d'électricité d'ici huit à dix ans ». Cependant, étant donné que cette production est insuffisante pour une électrification à grande échelle, son objectif actuel est d'aider l'agro-industrie, la pisciculture et la transformation laitière.

Figure 6.3.4 Production géothermique et nombre de puits actifs, GW / MW / # puits géothermiques



Source: Rystad Energy RenewableEnergyCube August 2021

## Chapitre sept

# Notre stratégie pour fournir une énergie qui stimule le développement économique pour tous

## OBJECTIF : ÉLIMINER LA PAUVRETÉ ÉNERGÉTIQUE D'ICI 2030

**Les transitions ont tendance à créer des gagnants et des perdants, et la transition énergétique peut enraciner les inégalités si elle n'est pas menée de manière « juste ».** L'idée d'une transition juste est généralement comprise comme la création d'un avenir à faible émission de carbone, équitable et juste, c'est-à-dire un avenir avec un accès à une énergie fiable, ce qui conduit à un développement holistique. En ce sens, la transition concerne moins des choix technologiques et énergétiques que des moyens de subsistance durables pour les millions de personnes qui vivent sur le continent africain. Ainsi, des compromis auront lieu entre des besoins et des priorités concurrents et, en tant que tel, il n'y aura pas d'approche universelle. La question de ce qui est juste et pour qui doit être étudiée en contexte avec l'équité et la justice comme cadre directeur.

**La transition concerne moins les choix technologiques et énergétiques que les moyens de subsistance durables pour les millions de personnes qui vivent sur le continent africain.**

**Équilibrer les tensions inhérentes provoquées par la transition énergétique complique la quête pour gérer les demandes concurrentes du trilemme énergétique : sécurité énergétique, équité énergétique et durabilité environnementale.** Compte tenu de la contribution du continent aux émissions mondiales, la sécurité énergétique et l'équité énergétique

restent essentielles au développement. La dimension d'équité énergétique comprend « la capacité d'un pays à fournir un accès universel à une énergie fiable, abordable et abondante pour un usage domestique et commercial », tandis que la sécurité énergétique mesure « la capacité d'un pays à répondre de manière fiable à la demande énergétique actuelle et future ». Les deux sont au cœur du défi en Afrique, qui est le « défi de l'accès à l'énergie » et la « sécurité », qui fournit le tremplin pour industrialiser et créer un développement économique continu/durable.

**Pour atteindre l'accès universel d'ici 2030 et renforcer la sécurité d'approvisionnement, les gouvernements doivent travailler avec les principales parties prenantes, en particulier le secteur privé, pour concevoir et mettre en œuvre des réponses efficaces et adaptées au défi de l'accès à l'énergie.** L'accès à l'énergie est mesuré sur un spectre comme indiqué dans le cadre multi-niveau couvrant le niveau 1 (niveau d'accès le plus bas) au niveau 5 (niveau d'accès le plus élevé). Des niveaux d'accès plus élevés (4 et 5) sont associés à une capacité électrique plus élevée et à une durée d'approvisionnement plus longue, ce qui devrait être la cible des efforts d'accès car cela permet de déployer des utilisations productives de l'énergie pour le développement. Selon l'ESMAP, « un réseau est la source la plus probable de fournir des niveaux d'accès élevés, bien qu'un générateur diesel ou un grand mini-réseau puisse également le faire ». Ainsi, des solutions d'accès

orientées vers le développement à long terme pour l'Afrique doivent être développées en gardant cela à l'esprit. Bien que les solutions d'accès de niveau inférieur telles que les systèmes solaires domestiques et les mini-réseaux à petite échelle soient essentielles pour garantir que personne ne soit laissé pour compte, les stratégies africaines doivent se concentrer sur des solutions d'accès de niveau supérieur. C'est ce la mission de la Chambre.

**Une grille est la source la plus probable pour fournir des niveaux d'accès élevés.**

As highlighted earlier, about 600 million people in Africa still lack access to electricity, highlights the huge investment need in virtually all segments of the sector ranging from generation capacity (through microgrids and mini grids), T&D infrastructure, and metering over the next few decades. As we estimate, attaining universal access goal by 2030 requires over several gigawatts of new generation capacity. According to a report published by the Northeast Group, Sub-Saharan Africa's power sector would need a massive investment of about USD141 billion between by 2028.



## 7.1. Fournir une énergie qui stimule le **développement économique** pour tous

### Technique et Axée sur le Marché

- Investissement dans l'infrastructure du réseau pour réduire les pertes de transport et de distribution et permettre une plus grande intégration des énergies renouvelables variables. L'infrastructure doit donner la priorité à la flexibilité et doit prendre en considération les plans à long terme tant au niveau national que régional. tant au niveau national que régional.
- Renforcement des infrastructures régionales et des interconnexions entre les pools énergétiques régionaux et continentaux
- L'investissement dans le stockage d'énergie à mesure que les prix deviennent compétitifs pourrait améliorer l'attractivité des mini-réseaux d'énergie renouvelable qui sont dans certains cas l'alternative la moins onéreuse pour fournir l'accès dans certains contextes

L'infrastructure du réseau jouera un rôle crucial dans le maintien du service ainsi que dans l'extension de l'accès. Dans de nombreux pays, l'infrastructure du réseau peut être décrite comme faible ou en difficulté nécessitant des mises à niveau pour fonctionner correctement et intégrer des énergies renouvelables plus variables. Ainsi, investir dans l'infrastructure du réseau pour réduire les pertes et permettre une plus grande intégration des énergies renouvelables variables. En outre, des ressources et une demande inégales suggèrent que le renforcement des pools énergétiques régionaux et continentaux garantira un marché unifié pour le commerce de l'électricité à des prix compétitifs pour les pays. Enfin, avec l'installation de nombreux mini-réseaux d'énergies renouvelables en Afrique dans les prochaines années, le stockage d'énergie peut s'avérer efficace dans des contextes où les mini-réseaux hybrides ne sont pas disponibles. Les coûts de stockage, bien que toujours élevés, sont prometteurs pour une baisse des coûts dans les années à venir.

### Basé sur la réglementation

- Fixer des tarifs réalistes pour permettre le recouvrement des coûts et la compétitivité des services publics
- Formuler une politique claire pour le développement du mini-réseau, y compris des mesures pour traiter l'arrivée du réseau
- Établir des normes techniques (réglementations) pour la qualité et la protection des consommateurs
- Réformes qui attirent les investissements du secteur privé (IPP ou PPP)

Les risques réglementaires dus à des environnements réglementaires instables peuvent constituer un défi pour attirer le financement nécessaire requis pour les investissements énergétiques afin de combler le fossé d'accès. De nombreux services publics sur le continent sont dans une situation financière précaire en raison d'un ensemble de facteurs, parmi lesquels le sous-recouvrement des coûts en raison de tarifs bas et d'inefficacités. La fixation de tarifs réalistes garantira la compétitivité des services publics et renforcera la capacité d'investissement dans l'expansion du réseau et d'autres activités connexes. Dans certains pays, une réforme du secteur est nécessaire pour attirer les capitaux privés nécessaires. Les mini-réseaux constituant un élément

essentiel de la réalisation de l'accès, une politique claire sur le développement des mini-réseaux est requise lorsqu'elle est absente et celle-ci doit prendre en compte le risque d'arrivée du réseau que de nombreux développeurs de mini-réseaux identifient comme une préoccupation majeure. En outre, certains pays pourraient avoir à entreprendre des réformes pour permettre la participation du secteur privé à leurs marchés de l'électricité. Enfin, la réglementation doit aider à établir des normes techniques pour les produits ou équipements sur le marché hors réseau afin d'assurer la sécurité et la protection des consommateurs.



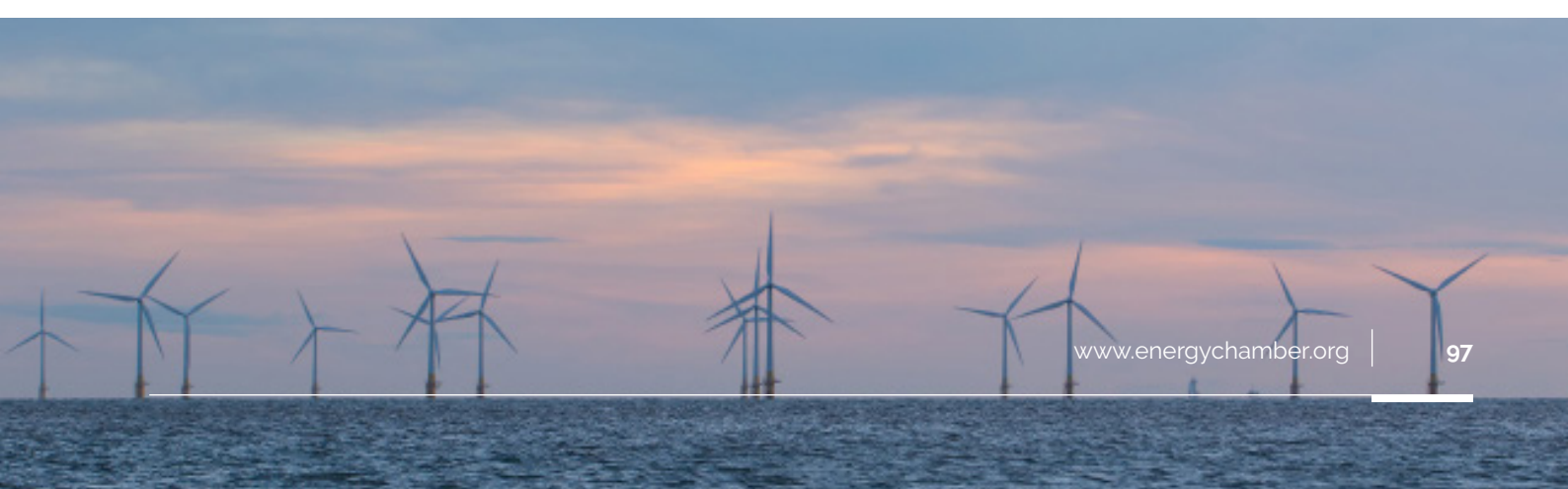
## 7.2. Pleins feux sur le gaz : promouvoir de manière ambitieuse le gaz naturel pour l'industrialisation de l'Afrique

Le gaz comme principale source de production d'électricité. Les changements récents du paysage énergétique mondial visant à lutter contre le changement climatique pourraient représenter un tournant pour le gaz naturel africain. Pour atteindre les objectifs climatiques fixés dans l'accord de Paris, l'Afrique doit changer radicalement son paysage énergétique, s'éloignant du charbon, qui représente aujourd'hui plus de 40 % de la demande d'énergie primaire, vers des solutions plus propres. Cependant, il est peu probable que la sortie du charbon soit précipitée en raison des risques économiques potentiels inhérents à la sécurité de l'approvisionnement énergétique. Même si les énergies renouvelables font partie intégrante de la réduction des émissions de gaz à effet de serre, d'autres sources d'énergie doivent être envisagées pour assurer la sécurité d'approvisionnement à travers le continent et pour répondre à la demande énergétique supplémentaire, qui devrait tripler au cours des 20 prochaines années. Pour les réseaux électriques sous-développés, l'intermittence des énergies renouvelables peut mettre en danger la stabilité des systèmes. Avec 15 % de la capacité installée d'énergie solaire et éolienne, le Kenya souffre déjà d'une grave instabilité de tension. Le pays est à l'épi-

centre de la transition énergétique de l'Afrique, créant une dynamique dans le secteur des énergies renouvelables grâce au parc éolien de 310 MW du lac Turkana et à la station solaire PV de 50 MW de Garissa. Cependant, l'énergie renouvelable variable (ERV) a créé des défis sans précédent dans le fonctionnement du système électrique, un problème qui s'aggravera à mesure que de plus en plus de sources d'ERV verront le jour. Une meilleure gestion du système et une amélioration des infrastructures sont nécessaires, mais pour l'instant, sans technologie de stockage d'énergie à long terme, les combustibles complémentaires tels que le gaz naturel sont essentiels pour satisfaire la demande croissante d'électricité.

Le continent est estimé à environ 600 000 milliards de pieds cubes (Tcf) de gaz à la fin de 2020. Cela fait de l'Afrique le quatrième plus grand détenteur de réserves de gaz au monde après l'Amérique du Nord, selon la Chambre africaine de l'Énergie. Plus de 25 pays ont des réserves prouvées de gaz naturel sur le continent africain. Cela représente un fort potentiel pour une place croissante du gaz naturel dans le mix énergétique africain. 13 pays en Afrique sub-saharienne consomment actuellement du gaz pour la production d'électricité. Dix de ces pays produisent de l'électricité à partir de leur

propre production nationale de gaz, deux dépendent des importations par gazoduc (Togo et Bénin) et un utilise une combinaison d'approvisionnement domestique et d'importations par gazoduc (Ghana). L'abondance des réserves de gaz peut aider les pays africains à satisfaire la demande future en électricité, qui devrait passer de 700 térawattheures (TWh) en 2019 à 1600-2300 TWh en 2040 selon nos prévisions et celles d'autres organisations. La croissance démographique et l'urbanisation sont les facteurs dominants responsables de la demande supplémentaire dans les décennies à venir. Actuellement, 86 % de la production de gaz en électricité est concentrée en Afrique du Nord, 10 % en Afrique de l'Ouest et les 4 % restants sont répartis entre d'autres régions (Figure 7.2.1). L'Égypte, l'Algérie et la Libye dépendent largement de la production de leurs ressources en hydrocarbures, qui sont utilisées à la fois pour l'approvisionnement domestique et pour générer des revenus d'exportation, avec des volumes importants vers l'Europe. Les récentes découvertes de gaz dans des pays subsahariens tels que la Tanzanie et le Mozambique ont placé la région de l'Afrique de l'Est dans une position favorable pour commencer à développer leur propre infrastructure de production d'électricité.



### 7.2.1 Réerves de gaz naturel et capacité de transformation du gaz en électricité par

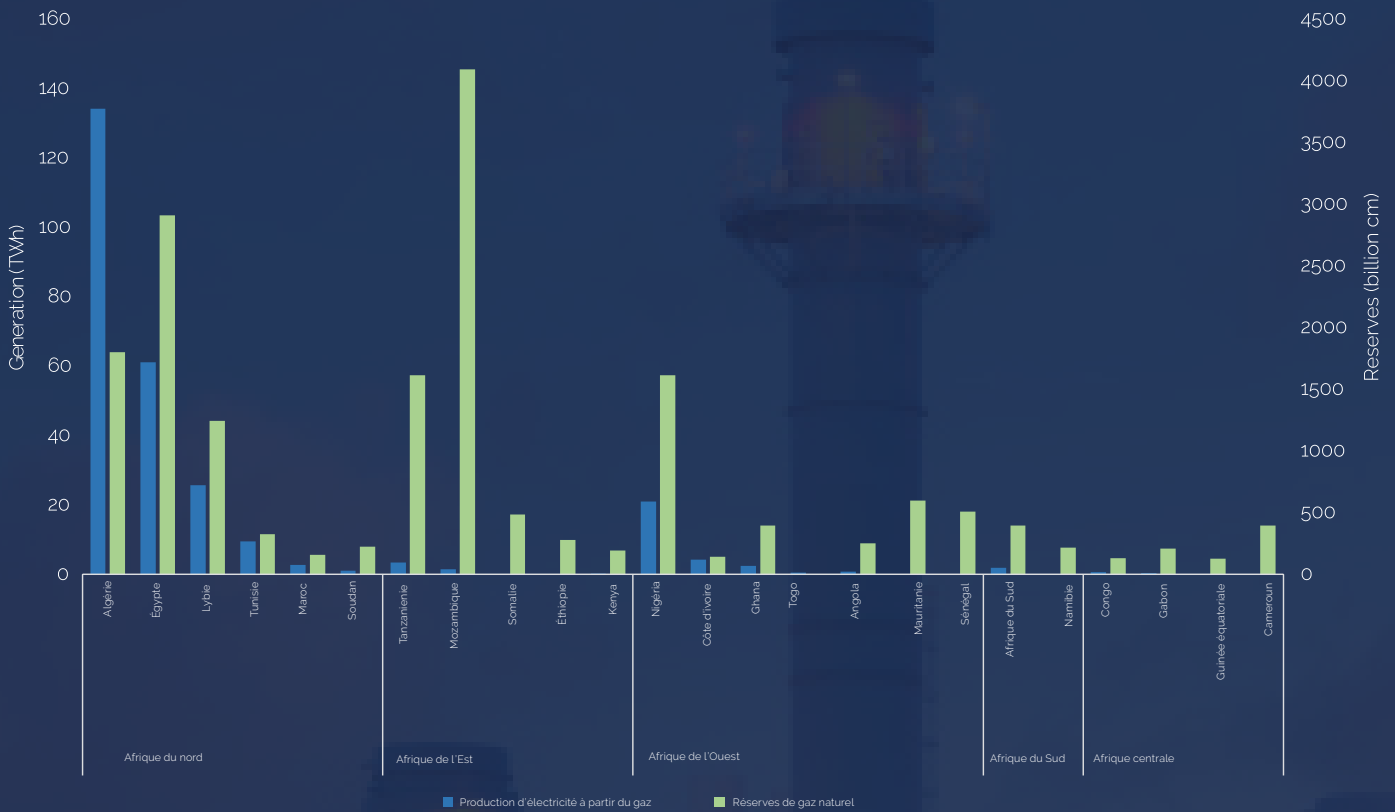
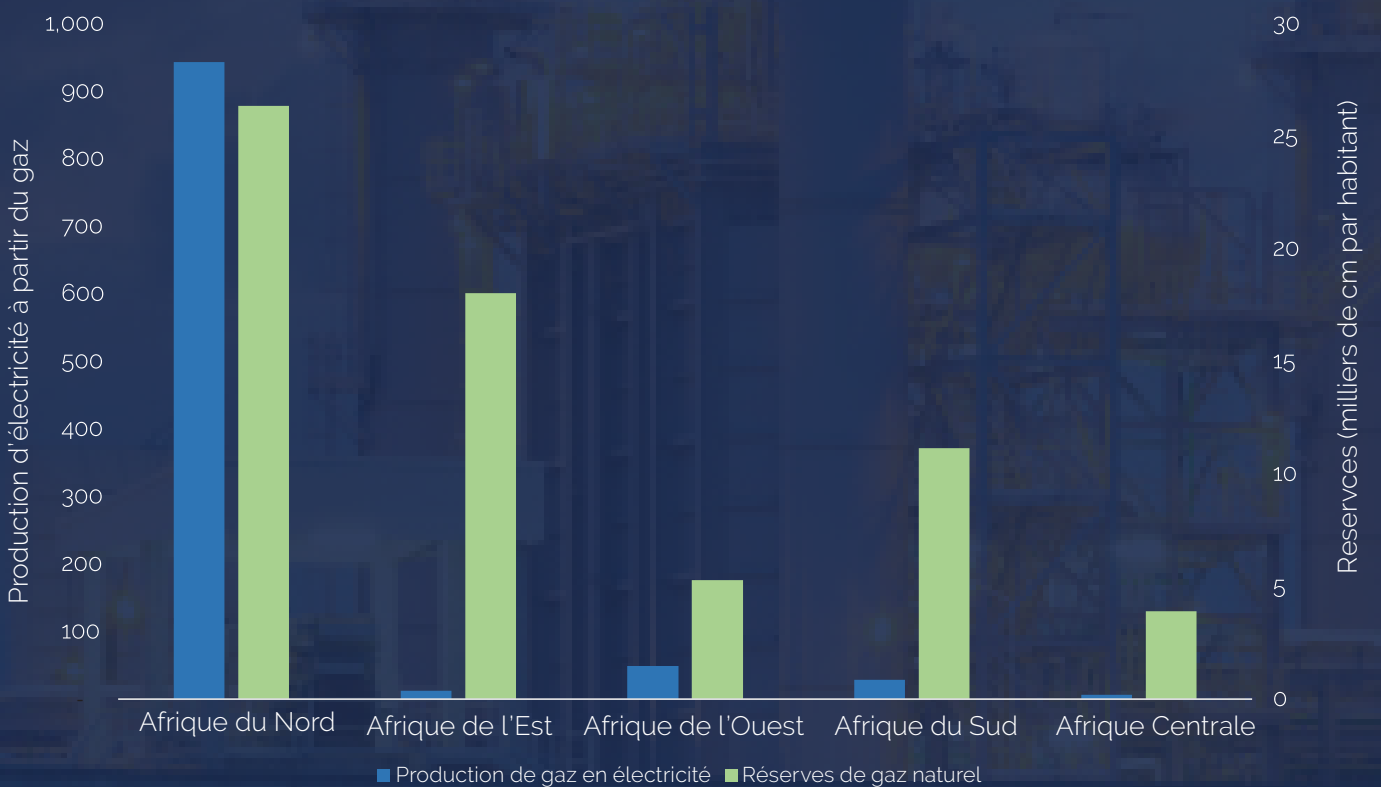


Figure: 7.2.2 Réerves de gaz naturel et capacité de production d'électricité par habitant par région





**Lorsque l'on considère à la fois les volumes de réserves de gaz et la production de gaz en électricité par habitant, les pays africains ont une opportunité de combler le fossé entre les ressources qu'ils possèdent et l'électricité produite à partir du gaz naturel.** La Tanzanie a été particulièrement active dans le développement de son infrastructure de production d'électricité. Le pays dispose de 600 MW, soit 45 % de la capacité totale installée du pays à partir de sources de gaz. Il existe d'autres projets tels que l'extension du complexe de Kinyerezi à un total de 1 625 MW, visant à satisfaire la croissance annuelle de la demande d'électricité de 10 à 15 % et à fournir une électrification complète du pays d'ici 2030. Le Mozambique, un autre pays subsaharien doté d'énormes ressources en gaz naturel, prévoit d'exploiter ses récentes découvertes pour la production d'électricité afin de stimuler l'accès national, les exportations et le commerce en Afrique de l'Est. Il développe actuellement la centrale électrique de 400 MW de Temane, qui devrait être mise en service début 2023. Un autre projet, mené par GL Africa Energy (Royaume-Uni), développera une centrale électrique au gaz de 250 MW, qui s'approvisionnera en matière première dans le bassin de Rovuma au Mozambique. La construction d'installations de production d'électricité au gaz peut également donner une forte impulsion économique. Près de 80 % des jeunes est-africains sont au chômage. L'industrialisation accrue de la région et l'accès généralisé à l'électricité peuvent ouvrir des opportunités d'emploi.

**La Chambre africaine de l'Énergie estime que ces changements mettent en évidence une nouvelle ère potentielle pour la diversification de l'approvisionnement en gaz en Afrique alors que plusieurs nouveaux producteurs intègrent le marché.** L'approvisionnement en gaz sur le continent provient principalement de sources nationales et via des importations de gazoducs en provenance d'autres pays de la région. L'Angola, le Nigeria et la Guinée équatoriale exportent principalement du GNL, et le Sénégal et le Mozambique ont le potentiel pour rejoindre cette tendance. Les exportations par gazoduc se font principalement au Congo, au Nigeria et au Mozambique, qui représentent d'importantes exportations de gaz vers l'Afrique du Sud. Les importateurs de gaz par pipeline sont principalement l'Afrique du Sud, le Ghana, le Bénin, le Togo et la RD Congo qui importent du Congo. Si la « vieille garde » du continent comme l'Algérie (159 Tcf), l'Égypte (78 Tcf), la Libye (53 Tcf) et le Nigeria (203 Tcf) détiennent encore d'importantes réserves de gaz (89 %), il est à noter que les découvertes chez les nouveaux entrants (« nouvelle garde ») représenteraient potentiellement une part plus importante de l'utilisation réelle d'ici 2030. Par exemple, le Mozambique se positionne comme le prochain pays exportateur de gaz au monde – il possède environ 99 Tcf de ressources découvertes. Il envisage d'exporter du gaz vers l'Afrique du Sud voisine par gazoduc.

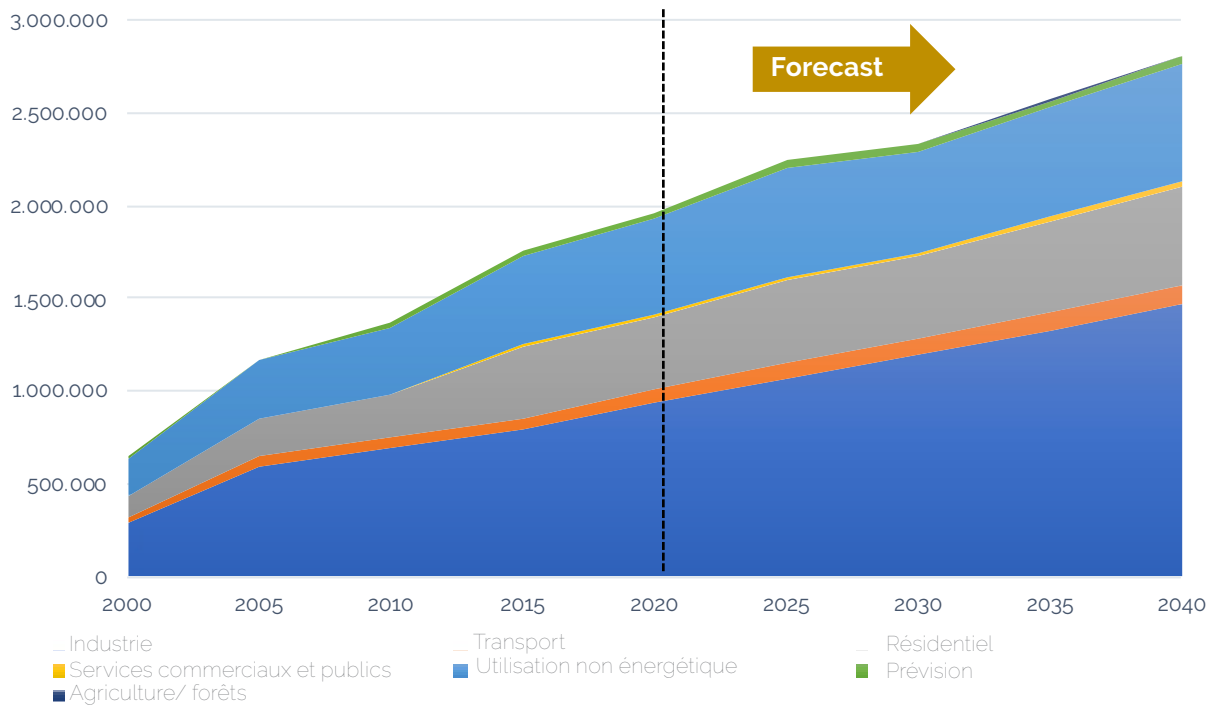
Les développements récents dans le secteur africain du GNL fournissent

une base solide pour une infrastructure électrique résiliente et à faibles émissions à travers le continent. Des projets tels que l'unité flottante de regazéification du Ghana ouvriront la voie à la fourniture de 1,7 million de tonnes de GNL par an pour la production d'électricité, démontrant l'impact potentiel de tels investissements sur la réduction de la pauvreté énergétique. Les pays doivent coopérer pour construire des systèmes énergétiques plus complets tels que le gazoduc Nigeria-Maroc, qui doit longer la côte ouest de l'Afrique et donner accès au gaz aux pays où la part de la population ayant accès à l'électricité ne dépasse pas 40 %. La création d'un marché de l'électricité au GNL sur l'ensemble du continent facilitera une répartition plus équitable de l'approvisionnement en électricité entre les pays.

**Les opportunités de marché pour le gaz naturel sur le continent concernent principalement la production d'électricité et d'autres utilisations industrielles.** Tout comme la situation de 2020, les secteurs de consommation primaire en 2040 seront l'industrie (52 % contre 47 % en 2020), les autres usages non énergétiques (26 % contre 23 % en 2020) et le résidentiel (20 % contre 19 % en 2020). 2020) (Figure 7.2.3). Les transports, les services commerciaux et publics et l'agriculture représenteront les 6 % restants de la consommation finale de gaz naturel en 2040.

**Figure 7.2.3 Consommation finale de gaz naturel par secteur, Afrique 2000-2040F (TJ-brut)**

Consommation finale de gaz naturel par secteur, Afrique 2000-2040F (TJ-brut)



## Études de cas sélectionnées

### 1. Électricité au GNL au Ghana

l'unité flottante de regazéification est arrivée de Chine en janvier 2021 et sera en mesure de fournir 1,7 million de tonnes de gaz naturel par an pour la production d'électricité. La consommation d'électricité du Ghana reste inférieure à la moyenne de la région subsaharienne et bien inférieure à celle des pays développés. Le projet Bridge Power à Tema aura la capacité de produire 400 MW d'électricité à partir de gaz naturel liquéfié. Cela équivaut à la consommation électrique de 1,6 million de foyers ghanéens moyens. La construction du terminal donne au Ghana l'indépendance de son propre approvisionnement énergétique, le rendant moins dépendant du Gazoduc ouest-africain. La demande de GNL dans la région de l'Afrique de l'Ouest devrait presque doubler au cours de la prochaine décennie, alors que les pays commencent à investir dans la production de gaz en électricité dans le cadre de la transition des carburants les plus polluants.



## 2. Transition du charbon en Afrique du Sud

Le secteur électrique sud-africain est le 12<sup>e</sup> producteur mondial de gaz à effet de serre. Cela est dû à son utilisation prédominante du charbon comme principale source d'énergie. Le gouvernement vise à s'éloigner des combustibles fossiles les plus polluants et à démanteler 34 GW de capacité électrique au charbon d'ici 2050. Le pays traverse actuellement sa pire crise énergétique à la suite de plusieurs pannes de centrales électriques. Il en a résulté un délestage de niveau 4, ce qui signifie qu'à tout moment 25 % des utilisateurs du réseau sont sans électricité. De nombreuses centrales électriques d'Afrique du Sud seront bientôt en fin de vie. Une capacité moyenne d'environ 1 000 mégawatts devrait être déclassée chaque année au cours de la prochaine décennie. Ceci présente

une opportunité propice pour rajeunir le système énergétique du pays avec des solutions plus propres. Même si le gouvernement est ambitieux en s'engageant dans les sources renouvelables, beaucoup doutent que les projets solaires et éoliens puissent prendre place assez rapidement pour remplacer l'industrie du charbon déclinante. Avec les récentes découvertes de gaz au Mozambique voisin, la construction de centrales à gaz pourrait changer la donne.

Les développements actuels incluent un projet offshore offrant une capacité de 1 220 MW au gaz, qui devrait être livré par Karpowership, une entreprise de construction turque. L'entreprise vise à fournir de l'électricité à 800 000 foyers ; cependant, le projet est actuellement embourbé dans des

procédures judiciaires concernant des litiges environnementaux.

Les centrales électriques OCGT en Afrique du Sud génèrent actuellement environ 3,5 GW, mais elles recourent à un carburant diesel onéreux et polluant en cas de pénurie de gaz naturel. Des découvertes récentes telles que Brulpadda et Luiperd peuvent fournir la sécurité d'approvisionnement nécessaire à Eskom et à d'autres producteurs d'électricité pour faire fonctionner leurs OCGT au gaz naturel. Il existe un potentiel d'augmentation des revenus de l'approvisionnement intérieur si l'Afrique du Sud peut garantir un prélèvement d'électricité sous un facteur de charge suffisant en construisant d'autres infrastructures de transmission des centrales aux zones à forte demande (Figure 7.2.4).





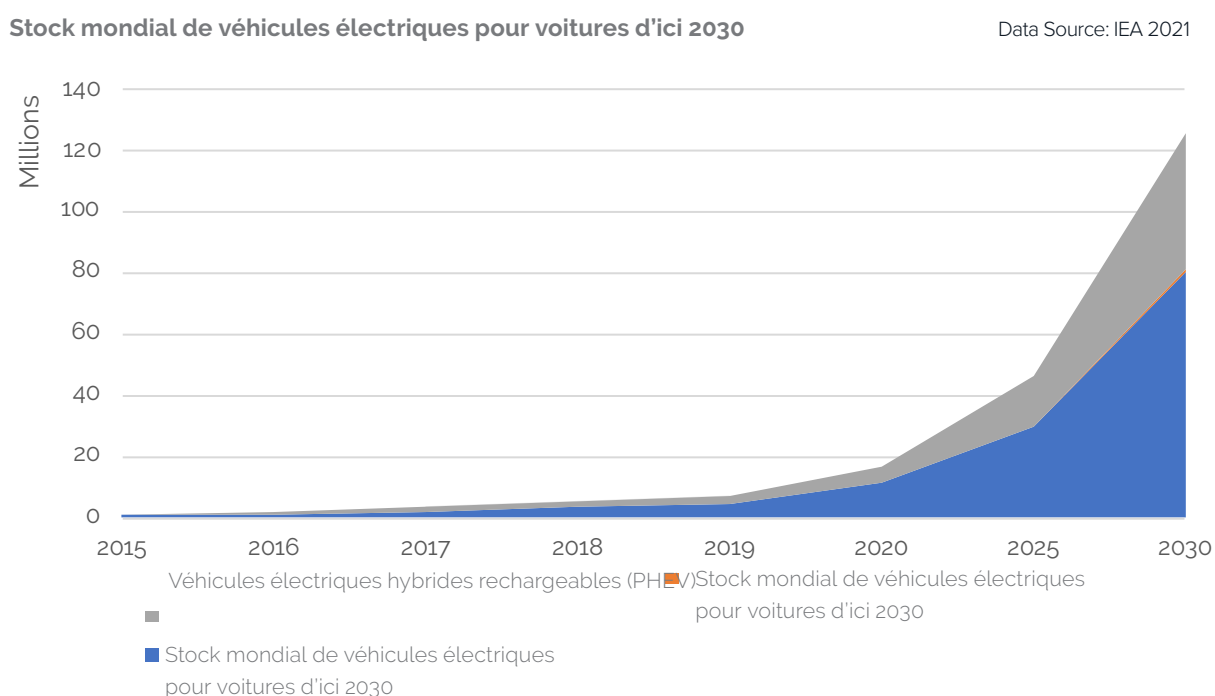
## Chapitre huit

# La transition énergétique et les chaînes de valeur des minéraux en Afrique

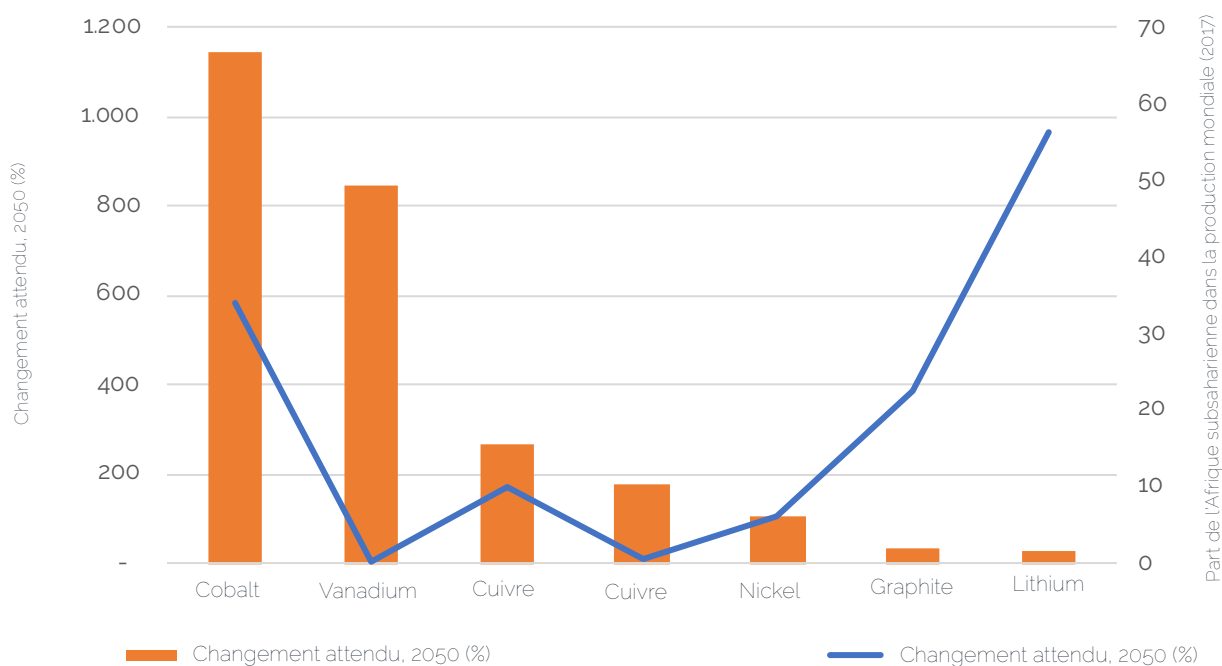
### 8.1. La demande croissante

Les ventes de véhicules électriques ont atteint un point critique l'année dernière, selon une étude de McKinsey, après que l'Europe a succédé à la Chine en tant que marché à la croissance la plus rapide pour le segment des véhicules. L'AIE prévoit que le parc mondial de véhicules électriques atteindra environ 125 millions de voitures d'ici 2030, une augmentation significative par rapport aux niveaux de 2020 (Figure 8.1.1). Les principaux facteurs à l'origine de cette adoption sont les batteries lithium-ion de moins en moins chères, une baisse de 89 % depuis 2010 et un nombre croissant de pays, de villes et de régions annonçant des objectifs d'élimination de la combustion interne. Actuellement, 15 pays ont annoncé un objectif d'élimination progressive des moteurs à combustion interne, en plus de 31 villes et régions.

**Figure 8.1.1 Stock mondial de véhicules électriques pour les voitures d'ici 2030 selon le scénario des politiques déclarées de l'AIE**



**Alors que la demande de batteries pour véhicules électriques augmente, la demande annuelle de métaux provenant des batteries lithium-ion dépassera 13 millions de tonnes (Mt) d'ici 2030.** Le cuivre et l'aluminium utilisés dans les batteries lithium-ion atteindront respectivement 3,9 Mt et 3,1 Mt. La demande de cobalt pour batteries sera d'environ 200 000 tonnes métriques. La demande de lithium dépassera 1,7 Mt d'équivalent carbonate de lithium d'ici 2030 et celle de nickel environ 1,4 Mt, selon les données de BloombergNEF et de la Banque mondiale (figure 8.1.2). L'augmentation de la demande de métaux pour batteries perturbera les chaînes d'approvisionnement mondiales et ouvrira de nouvelles opportunités de marché pour les pays du monde entier, en particulier en Afrique. Plus de 100 milliards de dollars doivent être investis dans l'exploitation minière greenfield et brownfield ainsi que dans de nouvelles raffineries pour garantir une offre suffisante pour répondre à la demande exponentielle de métaux pour batteries.

**Figure 8.1.2 Changement attendu et part de l'ASS dans les matières énergétiques minérales (MEM)**

Source: World Bank (2021)

## 8.2 Part de l'Afrique dans l'offre mondiale

Plus de la moitié des pays africains abritent au moins un des métaux clés nécessaires à la fabrication des batteries lithium-ion. Il s'agit notamment de l'Afrique du Sud, du Ghana, de la République démocratique du Congo (RDC) et du Maroc (tableau 8.1). Malgré la dotation minérale de l'Afrique en métaux de batterie, la majorité d'entre eux sont exportés vers d'autres pays pour être raffinés. Par exemple, la RDC extrait environ 70 % du cobalt mondial et le transforme en totalité en Chine

en produits finis tels que le sulfate de cobalt utilisé dans les batteries. L'Afrique du Sud extrait environ 40 % du manganèse mondial, mais la quasi-totalité est raffinée en produits finis tels que le sulfate de manganèse utilisé dans l'industrie des batteries. En mettant l'accent sur l'amont, l'Afrique ne conserve que 10 % de la chaîne de valeur totale, laissant d'autres pays comme la Chine et les États-Unis les principaux bénéficiaires. La Chambre africaine de l'Énergie plaide pour une

augmentation d'au moins 50 % d'ici 2030 et 75 % d'ici 2040. L'Afrique n'a actuellement aucune capacité de production de lithium, mais d'importantes ressources ont été découvertes au Ghana et en RDC, ce qui pourrait conduire à la première production locale du continent cette décennie.



Table 8.1 Quelques minéraux sélectionnés

**Cobalt**

En 2020, l'Afrique a produit environ 92 000 tonnes de cobalt sur une production mondiale de 127 700 tonnes. En plus de la RDC, des pays comme le Maroc, la Zambie, l'Afrique du Sud et Madagascar ont également contribué à la production. Environ 10 % de la production mondiale provient de sources artisanales situées en RDC.

**Graphite**

L'Afrique compte deux principaux producteurs de graphite sur le continent : Madagascar et le Mozambique. En 2019, le Mozambique a produit 14 000 tonnes d'approvisionnement mondial en graphite. Cependant, en 2020, la seule mine du pays a cessé ses activités après le premier trimestre en raison de la COVID-19 et des prix bas des matières premières. Cela a conduit à une baisse de la part de marché africaine dans la production de 2020, à 3 %.

**Manganèse**

L'Afrique du Sud est le premier producteur mondial de manganèse avec environ 40 % de la production provenant du pays. Le Gabon est le deuxième producteur suivi de l'Australie. En plus de ces pays africains, la Côte d'Ivoire et le Ghana produisent également une quantité importante de manganèse pour l'exportation vers le marché chinois.

### 8.3 Approfondir les liens de la chaîne de valeur des minéraux essentiels de l'Afrique

**Une politique qui favorise l'adoption, améliore les infrastructures et stimule les investissements sera le principal moteur de la croissance de l'Afrique pour aller plus loin dans la chaîne de valeur.** L'Europe dispose actuellement d'un cadre réglementaire qui encourage l'adoption de véhicules électriques à haute intensité et la fabrication de cellules. Son marché observe actuellement la croissance la plus rapide en termes de part de marché des véhicules électriques. Elle devrait devenir le leader mondial de l'électrification des véhicules d'ici la fin de la décennie, dépassant la Chine.

**Les pays africains peuvent imiter les politiques de VE adoptées par des pays comme l'Indonésie en Asie du Sud-Est, où l'accent a été mis sur la valorisation de ses matières premières pour encourager les investissements en aval par le secteur**

Les pays africains peuvent imiter les politiques de VE adoptées par des pays comme l'Indonésie en Asie du Sud-Est, où l'accent a été mis sur la valorisation de ses matières premières pour encourager les investissements en aval par le secteur privé.

**Une électricité fiable et bon marché est essentielle pour le succès du déploiement des véhicules électriques à travers le continent.** Dans la fabrication de cellules, le coût de l'électricité est l'un des coûts d'ex-

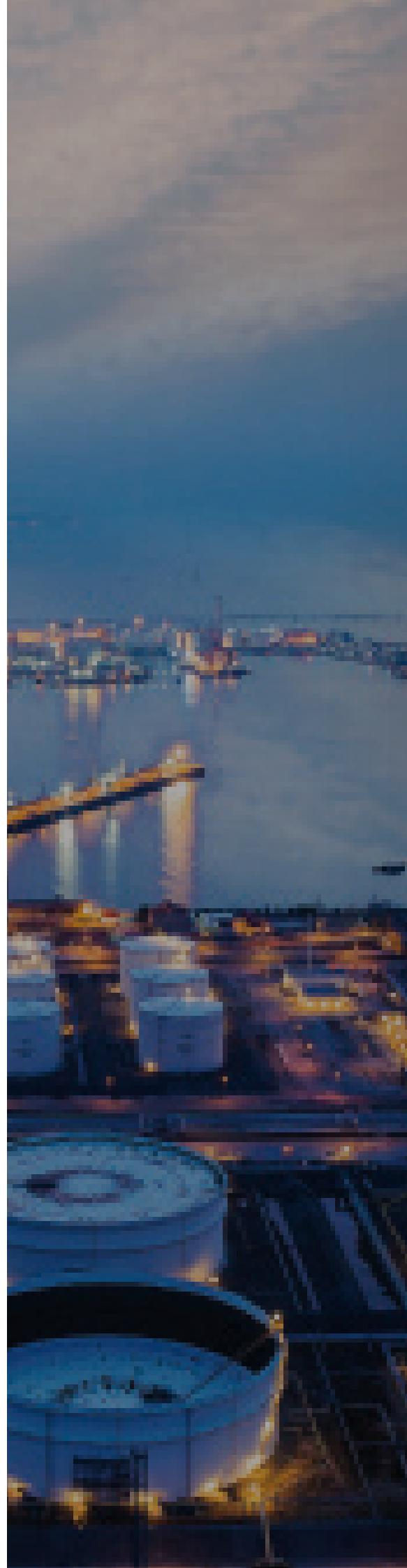
Une électricité fiable et bon marché est essentielle au succès du déploiement des véhicules électriques sur le continent.

**L'industrie a attiré plus de 400 milliards de dollars d'investissements au cours de la dernière décennie, dont environ 100 milliards de dollars depuis le début de 2020, selon McKinsey.** La prochaine décennie verra davantage de capitaux déployés dans le secteur. Une stratégie clé pour attirer ces investissements en Afrique sera basée sur une demande croissante associée à un cadre politique appro-

privé. Pour y parvenir, les gouvernements doivent avoir une politique définie qui stimule la demande en aval puisque les constructeurs automobiles et les fabricants de cellules se rapprochent naturellement de leur marché de demande. Une autre initiative politique consistera à créer des parcs industriels ou des zones exclusives plus proches des sources de matières premières avec des infrastructures de transport fiables vers les ports et les centres d'innovation afin de créer un écosystème permettant aux constructeurs automobiles et aux fabricants de batteries de prospérer. En outre, alors que des pays tels que le Ghana formulent des politiques de fabrication automobile pour attirer les investissements sur le continent, il sera impératif que ces politiques permettent aux constructeurs automobiles d'investir dans les technologies de nouvelle génération telles que les véhicules électriques.

ploitation les plus élevés. Le développement d'une capacité de production d'électricité fiable à des coûts compétitifs améliorera les chances de l'Afrique d'attirer une plus grande partie de la chaîne de valeur à travers le continent.

prié qui protège et augmente le capital investi. L'Afrique peut saisir cette opportunité pour s'assurer qu'elle joue un rôle clé dans une transition énergétique juste où de nouvelles opportunités sont créées alors que le monde évolue vers des technologies à faibles émissions telles que le gaz, le solaire, les batteries et l'éolien.





**African  
Energy  
Chamber**

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)



**African  
Energy  
Chamber**

**25**

**des Movers  
& Shakers à suivre  
en 2021**



**1.**

**S.E. MACKY SALL**

Président de la République du Sénégal

En tant que nouveau président de l'UA, cet ancien directeur général de la National Oil Company et ancien ministre du Pétrole sera considéré comme une voix rationnelle et conciliante pour la bataille sur les combustibles fossiles entre l'Afrique et le monde développé. Au niveau national, un effort plus important sur la première production on SNE Woodside et Sangomar avec BP sera sur le radar de tous les acteurs de l'industrie, surtout compte tenu de la proximité des projets avec les marchés occidentaux développés. La chemin pris par le président sera scruté par toute l'Afrique. La réussite de ces projets ouvrira le bassin du MSGBC.

2.

**S.E. GWEDE MANTASHE**

Ministre des Ressources Minérales et de l'Énergie TotalEnergies Afrique du Sud

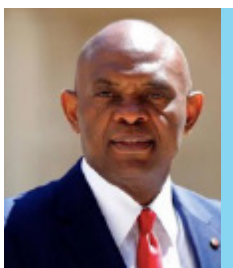


S.E. Le ministre Mantashe s'est concentré sur la création du cadre juridique approprié pour le développement des ressources gazières au large de l'Afrique du Sud afin de fournir l'énergie dont l'Afrique du Sud a tant besoin depuis que Total a découvert des quantités importantes de gaz en février 2019. En 2022, nous prévoyons que le ministre Mantashe finalisera la nouvelle loi tant attendue sur le pétrole et le gaz qui donnera de la clarté aux investisseurs, la fera passer au parlement et la fera promulguer. Nous attendons également de lui qu'il finalise la restructuration en cours des entreprises publiques pétrolières et gazières dans le secteur pétrolier et gazier, afin d'en faire des entités plus efficaces et viables à l'avenir. Le ministre Mantashe est susceptible de renforcer son plaidoyer pour positionner l'Afrique du Sud comme un acteur majeur du gaz en 2022. Il porte une vision rationnelle sur les préoccupations climatiques autour de la décarbonation.

Il est également en charge du développement de la capacité de l'Afrique du Sud à accroître la création de valeur à partir des minéraux de batterie, qui ne fera que croître en importance à mesure que la demande de batteries augmentera à l'échelle mondiale.

5.

**TONY ELUMELU**  
Président de Heirs Holdings



La M. Heirs Holding de M. Elumelu est susceptible de consolider sa position d'étoile montante parmi les acteurs africains du secteur de l'énergie, mettant en place des plans d'action pour augmenter la production de son actif OML 17, récemment acheté, de 27 000 barils par jour, en cédant des CPI. Le marché surveille Heirs Holding pour voir si elle réussira à exploiter un tel actif. En cas de succès, il est très probable que ce ne sera pas le dernier accord de Heirs Holdings avec les majors sortantes.

Le contrôle de M. Elumelu sur les 2 000 MW de capacité électrique installée au Nigeria via des acquisitions récentes fait également de lui un acteur incontournable dans l'espace électrique, non seulement au Nigeria, mais aussi dans toute la région où la demande d'électricité continue grandir et semble insatiable.

3.

**HU XIAOLIAN**  
Présidente de l'Export-Import Bank of China



Les prêts chinois à l'Afrique, y compris aux projets énergétiques liés à l'Afrique, continuent de baisser depuis leur pic en 2013. Cependant, la banque China Exim continue d'être le plus grand prêteur ou souscripteur de dette envers l'Afrique, conformément aux initiatives à long terme du gouvernement chinois. Les prêts aux projets africains de la banque China Exim restent compétitifs en termes de coût et donc attractifs. Cependant, de plus en plus, ils ne sont disponibles pour des projets commercialement viables avec une implication chinoise. China Exim est également un important fournisseur de lignes de crédit aux prêteurs africains axés sur les infrastructures comme l'Afeximbank et l'African Finance Corporation.

Forte de près de 800 milliards de dollars d'actifs, Mme Hu Xiaolian devrait exercer une influence significative dans le secteur énergétique africain en 2022, en décidant du financement et du refinancement d'accords de plusieurs milliards de dollars en Afrique, des projets miniers stratégiques en RDC et en Zambie aux prêts adossés au pétrole en Angola, jusqu'aux projets hydroélectriques au Nigeria.

6.

**ANDRÉ DE RUYTER**  
PDG d'Eskom

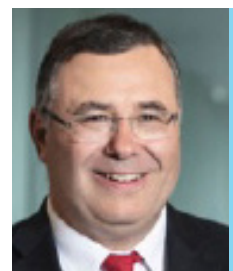


M. De Ruyter dirige Eskom, la plus grande entreprise de services publics d'Afrique du Sud et d'Afrique, qui envisage de mettre fin à la production d'électricité au charbon d'ici 2050, dans un pays dont l'électricité est principalement produite à partir de charbon. Eskom est l'un des 10 plus gros émetteurs mondiaux de carbone ; 90 % de l'électricité qu'elle produit provient du charbon. M. De Ruyter a conduit l'entreprise à se lancer dans une transformation majeure vers les énergies renouvelables, à un moment où Eskom est incapable de répondre à la demande existante, même avec des combustibles conventionnels comme le charbon et le gaz. Eskom est actuellement sur le marché pour sécuriser 10 milliards de dollars dans le cadre de l'investissement de plusieurs milliards de dollars nécessaire pour financer une telle transition.

Compte tenu de l'importance stratégique d'Eskom pour l'Afrique du Sud et pour l'ensemble du pool énergétique d'Afrique australe, le secteur de l'énergie surveillera de près la gestion d'Eskom par M. De Ruyter pour accéder à la véritable viabilité des plans de transition énergétique en Afrique.

4.

**PATRICK POUYANNÉ**  
PDG de TotalEnergies



La reprise probable par TotalEnergies de son projet de GNL de plusieurs milliards de dollars au large du Mozambique au T1 2022 place M. Pouyanné en charge du projet énergétique le plus important du continent en 2020. Le projet de GNL de Total au Mozambique devrait attirer 20 milliards de dollars d'investissements et conduire à plusieurs années de croissance à deux chiffres pour le Mozambique une fois terminé. Total continue de détenir la plus grande part individuelle des ressources pétrolières et gazières en Afrique. Suite aux récents succès tels que l'achèvement du projet Egina au Nigeria, la major pétrolière opère une démonstration de force en alignant des projets supplémentaires pour 2020 au Nigeria, en Angola et en Ouganda. Le développement et l'exploitation de ces actifs en 2022, en plus d'autres projets comme le bloc OML99 (Nigeria) qui devrait produire 60 000 b/j, le déploiement de 1,2 milliard de dollars pour développer Zinia 2 dans le bloc 17 en Angola feront à nouveau de Patrick Pouyanné le PDG de la major CPI la plus active en Afrique en 2022.

7.

**S.E. MOHAMMED BARKINDO**  
SG de l'OPEP



S.E. Mohammed Barkindo a peut-être quitté l'Afrique pour la scène mondiale lorsqu'il a rejoint l'OPEP en 2016, mais il continue d'être un porte-drapeau de l'industrie en Afrique. L'OPEP sous Barkindo a vu des pays africains comme la Guinée équatoriale et la République du Congo rejoindre le club exclusif, donnant à ces pays l'accès au poids de l'organisation et au savoir-faire technique essentiel pour gérer leur secteur pétrolier. L'OPEP devrait accroître ses activités sur le continent en 2020 avec une série de roadshows, d'ateliers techniques et de réunions qui devraient également inclure des producteurs de pétrole non membres de l'OPEP. Cela fera de Mohammed Barkindo la personne de référence en 2020 pour la plupart des ministres et présidents du continent lorsqu'ils recherchent des conseils en matière de politique publique sur le secteur.

8.

**S.E. BRUNO  
JEAN-RICHARD  
ITOUA**

Ministre des Hydrocarbures République du Congo



Le Congo prendra la présidence tournante de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) en 2022, donnant au ministre Itoua un rôle clé dans la coordination des activités des principaux producteurs mondiaux de pétrole. Homme politique avisé, avec une longue expérience dans le secteur et au niveau international, le ministre Itoua est susceptible de rechercher un consensus qui maintiendra les augmentations et les restrictions de production coordonnées de manière à maintenir les marchés, et in fine les prix, stables.

Il est probable qu'il cherchera à renforcer la coopération entre les producteurs africains membres et non membres de l'OPEP dans le but de maintenir les prix au-dessus de 60 dollars le baril. En interne, il est probable que M. Itoua continuera sur la voie des réformes pour accroître les investissements dans le secteur pétrolier et gazier du Congo, face aux désinvestissements avancés par les CPI.

9.

**CLAUDIO  
DESCALZI**

PDG d'Eni



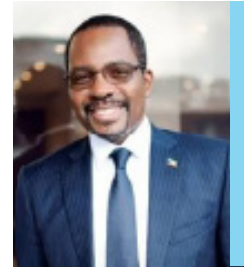
La récente découverte d'Eni au large de la Côte d'Ivoire, qu'elle estime à 2 milliards de barils de pétrole et 2,4 Tcf de gaz, montre qu'elle reste l'une des CPI les plus actives du continent, malgré une réduction globale de l'activité d'exploration sur le continent. Les activités de fusions et acquisitions et les développements supplémentaires sur le terrain en Angola et au Nigeria devraient augmenter son portefeuille plutôt que de le réduire comme c'est le cas avec d'autres IOC.

Eni a également annoncé qu'elle était sur les rails et qu'elle commencerait la production et l'exportation de gaz à partir de son projet GNL de Ruvoma de 7 milliards de dollars au large du Mozambique. Ce sera la première étape qui pavera la voie au Mozambique pour devenir un exportateur majeur de GNL et donnera la confiance nécessaire à la reprise du projet beaucoup plus vaste de Total.

10.

**S.E. GABRIEL  
OBIANG LIMA**

Ministre des Mines et des Hydrocarbures de la Guinée équatoriale



S.E. Le ministre Gabriel Obiang Lima dirige le secteur de l'un des membres africains de l'OPEP. Crédité de diriger l'industrie en Afrique sur de nombreux fronts, il sera jugé en 2022 sur sa capacité à mettre en place des politiques qui permettront à la Guinée équatoriale d'attirer de nouveaux entrants dans ses eaux prolifiques pour de nouveaux projets d'exploration et de développement. Fervent partisan de la monétisation du gaz en Afrique, il est prévu que le ministre Lima étende le réseau de son initiative LNG2Africa afin d'attirer plus de pays et d'organisations et en créant un marché naturel pour le gaz équato-guinéen. De nombreux regards sont également tournés vers le ministre pour voir comment gèrera la sortie des CPI vendeuses consentantes de son pays. Ses actions sont susceptibles de servir de modèle à de nombreux autres régulateurs cherchant à gérer la sortie des CPI en Afrique.

11.

**FLEETWOOD  
GROBLER**

PDG de SASOL



Le gouvernement sud-africain s'est tourné vers le géant pétrochimique basé à Johannesburg pour diriger ses efforts visant à développer une économie de l'hydrogène en Afrique du Sud. Soutenu par de nombreux protocoles d'accord avec des entreprises soutenues par l'État et des gouvernements locaux, professant leur disponibilité en tant qu'acheteurs d'hydrogène, en particulier en tant que carburant propre pour la production d'électricité, Sasol devrait investir des millions de dollars dans des études de faisabilité en 2022 pour développer un business plan fonctionnel pour l'hydrogène en Afrique. Ceci, en cas de succès, définira l'ère de l'énergie alimentée à l'hydrogène sur le continent pour les décennies à venir.

12.

**SE LE CHEF TIMI-  
PRE SYLVA**

Ministre d'État aux Ressources Pétrolières du Nigeria



S.E. le ministre Sylva est crédité d'avoir réussi à faire adopter le très attendu projet de loi sur l'industrie pétrolière (Petroleum Industry Bill) au Nigeria, qui améliore largement l'environnement opérationnel dans l'industrie et devrait débloquer plusieurs milliards de dollars pour des projets dans l'industrie. Le défi du ministre Sylva reste maintenant de guider la mise en œuvre du PIB en 2022 afin d'accélérer les projets qui sont déjà prêts à démarrer. Le ministre Sylva devrait également user de son influence en 2022 pour pousser à la création d'une Banque africaine de l'Énergie qui sera en mesure de fournir le financement nécessaire aux projets énergétiques.

13.

**SEBASTIÃO  
GASPAR MARTINS**

PDG de Sonangol



Depuis sa nomination en 2019 à la tête du deuxième plus grand producteur de brut d'Afrique, la CPI angolaise, M. Gaspar Martins est en charge de la restructuration de Sonangol, qui a consisté principalement à réduire l'exposition de la société aux fonctions E&P non-essentiels afin de se concentrer sur l'exploration et la production. En 2022, M. Gaspar Martins dirigera Sonangol sur le marché afin de refinancer des montants importants de dettes et de lever de nouveaux fonds pour de nouveaux projets E&P, alors que la société cherche à endiguer une baisse de la production en dessous des niveaux actuels de 1,1 million de barils de pétrole par jour.



14.

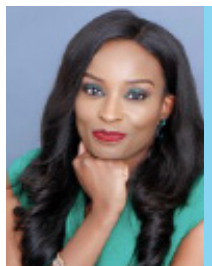
**S.E. DR. MATTHEW OPOKU PREMPEH**  
Ministre de l'Énergie du Ghana



S.E. le Dr. Opoku Prempeh supervise une industrie qui, malgré ses lacunes, est considérée comme l'une des plus avancées du continent avec un cadre clair qui permet aux investisseurs et aux sociétés de services d'opérer en toute sérénité sans nuire aux avantages qui reviennent aux Ghanéens. Comparé à ses pairs, dont la plupart sont des producteurs ayant une longue expérience dans l'industrie, le Ghana a été en mesure de promouvoir des réglementations de contenu local fortes et sensées. Le Dr Opoku Prempeh devrait continuer dans la même veine en 2022, en promouvant des initiatives telles que le gaz à l'électricité et en plaidant pour une plus forte participation des femmes dans l'industrie. Il devrait également être une voix forte pour l'éradication de la pauvreté énergétique d'ici 2030 en Afrique alors qu'il défend l'électrification du Ghana à travers une multitude d'initiatives de son ministère.

15.

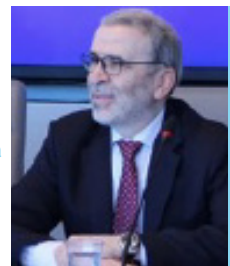
**ROLAKE AKINKUGBE FILANI**  
Directrice commerciale de Mixta Africa



Banquière spécialisée dans le secteur énergétique avisée et actuelle directrice commerciale de Mixta Africa, l'un des principaux développeurs d'infrastructures en Afrique, Mme Akinkugbe Filani est une autorité et une conseillère prisée en matière transition énergétique en Afrique. Elle est une conseillère de confiance des IFD, qui jouent un rôle important dans le financement de projets d'énergie verte en Afrique, lui donnant ainsi une voix d'influence dans l'industrie énergétique africaine en 2022. Mme Akinkugbe Filani siège au conseil d'administration de plusieurs fonds, y compris le fonds Persistant pour le climat et les énergies renouvelables axé sur l'Afrique, qui gère un fonds énergétique de 120 millions de dollars.

16.

**MUSTAFA SANALLA**  
Président de Libya National Oil Corporation



Le très important secteur pétrolier libyen s'est efforcé de maintenir les niveaux de production antérieurs et d'attirer les investissements dont une économie de 1,3 million b/j aurait normalement besoin. Les niveaux actuels sont inférieurs à 800 000 b/j. Cependant, les plans de Mustafa Sanalla, président de la Libya National Oil Corporation, d'augmenter la production à court terme à plus d'un million de barils par jour en 2022 font de lui l'une des figures les plus importantes de l'industrie en 2022. Considéré comme un gage de stabilité même en période de troubles, il est peu probable que M. Sanalla quitte son poste, quel que soit le vainqueur des élections présidentielles et parlementaires prévues en décembre 2022.

17.

**PROSCOVIA NABBANJA**  
PDG de Uganda National Oil Company



En tant que PDG de Uganda National Oil Company (UNOC), Mme Nabbanja supervise l'UNOC, qui est participative et a le pouvoir d'influencer chaque étape du développement du secteur pétrolier et gazier naissant de l'Ouganda, de l'amont jusqu'au midstream et en aval. Des projets Tilenga et Kingfisher South, qui devraient ensemble produire 210 000 b/j, à la construction de l'oléoduc EACOP et d'une raffinerie prévue de 60 000 b/j, l'UNOC devrait être au cœur d'investissements majeurs en Afrique de l'Est. Mme Nabbanja sera testée sur sa capacité à représenter l'État dans la joint-venture avec les CPI pour s'assurer que les développements sont accélérés, tout en sauvegardant les intérêts de l'État ougandais. Les investissements globaux nécessaires pour développer les projets ougandais devraient dépasser 10 milliards USD au cours de la prochaine décennie.

18.

**VIVIENNE YEDA**  
Présidente/Directrice générale de Kenya Power/East African Development Bank



En tant que cheffe de l'équipe de direction de l'East African Development Bank et présidente du distributeur d'électricité du Kenya, Mme Yeda Apopo est au centre de la restructuration du secteur de l'électricité du Kenya. Elle a été nommée à la présidence de Kenya Power en novembre 2020 avec pour mission de diriger la restructuration de l'entreprise publique en difficulté. Ses longues années d'expérience au sein de l'institution financière de développement régional lui confèrent également une place de choix à la table de décisions sur le financement des accords énergétiques dans la région.

19.

**MAJ GEN INNOCENT KABANDANA**  
Commandant des troupes rwandaises au Mozambique



Le commandant de la force opérationnelle interarmées des troupes rwandaises dans la province la plus septentrionale du Mozambique, Cabo Delgado, peut-il rapidement stabiliser la zone et permettre à Total de livrer le projet Mozambique LNG ? C'est la question que se posent au quotidien des Mozambicains et de l'Afrique en général. Les projets gaziers au large de Cabo Delgado sont d'une importance cruciale non seulement pour le Mozambique, mais pour toute la région. Il est très probable que le général Kabandana et ses hommes, ainsi que d'autres forces de la région de la CDAA qui sont dans le pays, assureront en 2022 la sécurité nécessaire à TotalEnergies et aux autres entrepreneurs travaillant sur des projets gaziers.

**20.**

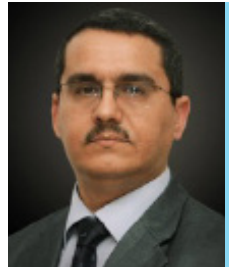
**MAIXENT RAOUL  
OMINGA**  
CEO  
SNPC



M. Ominga est à la tête de la National Oil Company de la RDC et jouera donc un rôle majeur dans la réallocation des actifs dans le pays que les CPI devraient abandonner à mesure qu'elles rééquilibrent leurs portefeuilles. Il est probable que l'exploitation de certains de ces actifs sera transférés à la SNPC, augmentant ainsi le profil de la SNPC en tant qu'exploitant. Cela donnera également à M. Ominga un levier important pour transformer l'industrie au Congo, en utilisant son levier accru pour augmenter le contenu congolais et les recettes publiques de production.

**21.**

**TOUFIK HAKKAR**  
PDG de Sonatrach



A la tête de la compagnie pétrolière nationale algérienne, qui est aussi l'un des plus gros producteurs de gaz au monde, M. Hakkar, vétéran de Sonatrach avant sa nomination en février 2020, jouera un rôle majeur dans la sanction des nouveaux projets gaziers en Algérie en 2022, notamment au vu de l'augmentation récente de la demande mondiale de gaz et de la hausse des prix qui en résulte. Compte tenu de la position que prend Sonatrach sur le marché, M. Hakkar sera chargé de sanctionner les contrats de services dans l'industrie en 2022 d'une valeur de plus de 10 milliards de dollars, lui donnant ainsi un rôle clé dans l'industrie en Afrique en 2022.

**22.**

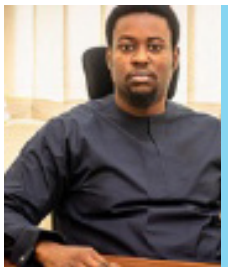
**DR KK SARPONG**  
CEO  
GNPC



Un accord entre la GNPC et Kosmos Energy pour racheter la part d'Occidental Energy dans les champs Jubilee et TEN au Ghana renforce la position de la GNPC dans le secteur, et montre que la compagnie pétrolière nationale est prête à s'investir et à renforcer les capacités pour diriger leurs propres projets dans un avenir proche. Cela montre également que la GNPC du Dr Sarpong, est une négociatrice capable de faire des choix difficiles nécessaires à la constitution de la base d'actifs productifs de la GNPC. Comme les prix du pétrole restent à des niveaux relativement élevés, il est probable que nous verrons la GNPC se lancer dans plusieurs projets en 2022, qui contribueront également à augmenter le contenu global ghanéen dans le secteur.

**23.**

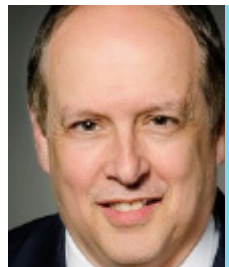
**OLAKUNLE  
OLALEKAN  
WILLIAMS**  
PDG de QSL Gas &  
Power Limited



Le Nigeria et l'Afrique dans son ensemble parient gros sur le gaz pour alimenter la prochaine étape de leur développement et atteindre la sécurité énergétique. QSL Gas and Power Limited et son PDG, M. Olakunle Olalekan Williams, se sont positionnés comme des facilitateurs de cette croissance en s'imposant dans un délai relativement court comme des fournisseurs de gaz enregistrés et fiables aux complexes industriels et aux centrales électriques. M. Williams a conduit l'entreprise à développer une capacité combinée d'approvisionnement et d'échange de plus de 120 mcf de gaz par jour qui va en augmentant. Ils prévoient d'augmenter ce chiffre de manière significative en développant l'infrastructure nécessaire pour connecter les utilisateurs d'énergie hors réseau à leurs approvisionnements. Cela leur donnera non seulement une position forte sur le marché en 2022, mais leur permettra de lever tout ou partie des fonds pour une expansion à l'échelle du continent.

**24.**

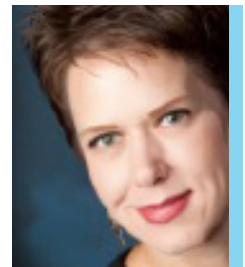
**SCOT EVANS**  
PDG de  
ReconAFRICA



En tant que chef de l'explorateur axé sur l'Afrique dans un bassin dont le potentiel a été attesté mais qui reste à confirmer, des questions se posent pour savoir si M. Cowan et son équipe peuvent répondre aux attentes. Jusqu'à présent, les évaluations initiales des premiers travaux d'exploration ont été positives. Cependant, peut-il garder la peau dure et son sang-froid au milieu d'une attaque radicale d'activistes pour continuer dans sa quête pour tenir sa promesse pétrolière à la Namibie ? Son succès devrait également signifier l'ouverture de la Namibie et d'autres superficies encore à exploiter dans l'Angola voisin. L'indépendant basé au Canada est devenu un acteur majeur de l'exploration, en particulier sur les marchés frontaliers tels que la Namibie et le Botswana. Rien que cette année, le forage exploratoire de la société dans le bassin de Kavango a révélé un système pétrolier fonctionnel, positionnant à la fois le pays comme un marché attractif pour les hydrocarbures et Recon comme un acteur clé. 2022 sera le moment de vérité pour ReconAFRICA, l'industrie dans cette région

**25.**

**ANN NORMAN**  
Présidente de  
Saqara Energy



En tant que PDG de SAQARA Energy, l'objectif principal de Mme Norman est d'aider les sociétés pétrolières et gazières à éliminer et à monétiser leurs torchères associées grâce à l'avènement et à l'introduction de midstream à la demande sur les marchés africains. Le manque d'options midstream pour le prélèvement des produits l'a amenée à fonder Midstream Africa. De plus, Mme Norman a une expérience significative dans la direction d'investissements dans les économies d'Afrique subsaharienne dans divers secteurs qui incluent non seulement le pétrole et le gaz (midstream et en amont), mais l'agriculture, les infrastructures, les banques, les hôtels, l'industrie du transport aérien et les énergies renouvelables. Avec l'augmentation des infrastructures de production de gaz au Nigeria et sur le continent, Mme Norman devrait jouer un rôle clé en 2022 en aidant de nombreux petits et moyens producteurs au Nigeria et au-delà à monétiser leur gaz.





# African Energy Chamber

Pour plus d'informations sur la  
Chambre Africaine de l'Énergie,  
contactez-nous dès aujourd'hui !

Suite 43 Katherine & West  
114 West Street  
Sandton, Johannesburg, South Africa  
+27 11 245 5900  
[partners@energychamber.org](mailto:partners@energychamber.org)

Renseignez-vous sur l'adhésion!  
[members@energychamber.org](mailto:members@energychamber.org)

[www.energychamber.org](http://www.energychamber.org)

22.743

22.743

24.897

85.224

32

25.886

7.58

78

2.80