



JUIN
2021

Conséquences économiques et politiques de la chute de la production pétrolière en Afrique subsaharienne à l'horizon 2030



Benjamin AUGÉ

En partenariat avec:



L'**Ifri** est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d'information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l'Ifri est une association reconnue d'utilité publique (loi de 1901). Il n'est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux. L'Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l'échelle internationale.

Le **Policy Center for the New South**, anciennement OCP Policy Center, est un *think tank* marocain basé à Rabat, Maroc, qui a pour mission la promotion du partage de connaissances et la contribution à une réflexion enrichie sur les questions économiques et les relations internationales. À travers une perspective du Sud sur les questions critiques et les grands enjeux stratégiques régionaux et mondiaux auxquels sont confrontés les pays en développement et émergents, Policy Center for the New South offre une réelle valeur ajoutée et vise à contribuer significativement à la prise de décision stratégique à travers ses quatre programmes de recherche : agriculture, environnement et sécurité alimentaire, économie et développement social, économie et finance des matières premières, géopolitique et relations internationales.

Les opinions exprimées dans ce texte n'engagent que la responsabilité de l'auteur.

Cette étude a été réalisée dans le cadre du partenariat entre l'Institut français des relations internationales (Ifri) et le Policy Center for the New South.

ISBN : 979-10-373-0366-0

© Tous droits réservés, Ifri, juin 2021

Couverture : © Shutterstock

Comment citer cette publication :

Benjamin Augé, « Conséquences économiques et politiques de la chute de la production pétrolière en Afrique subsaharienne à l'horizon 2030 », *Études de l'Ifri*, Ifri, juin 2021.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Benjamin Augé est chercheur associé à l'Ifri depuis juin 2010. Docteur en géographie de l'Institut français de géopolitique (Université Paris 8), il est par ailleurs le rédacteur en chef de la lettre d'informations Africa Energy Intelligence. Il enseigne la géopolitique pétrolière et gazière ainsi que les enjeux diplomatiques africains à l'Académie diplomatique des Pays-Bas (Clingendael) et lors d'executive master d'HEC.

Ses recherches se focalisent sur la gouvernance des secteurs pétrolier et gazier dans les pays africains. Il s'intéresse notamment aux conflits entre les différents acteurs (locaux, nationaux, internationaux) pour le contrôle des zones pétrolières ainsi qu'aux litiges frontaliers liés aux gisements pétroliers et gaziers. Benjamin Augé travaille également sur les relations entre le continent africain et certaines puissances extérieures (Qatar, Arabie Saoudite, Turquie, Cuba et Israël ou encore le Portugal).

Résumé

Le vif rebond des prix du pétrole depuis le deuxième semestre 2020, tutoyant en mai 2021 les 70 dollars par baril, ne représente qu'un répit ponctuel pour les économies africaines ultra-dépendantes aux ressources pétrolières qui doivent très vite faire évoluer leur modèle.

La crise du Covid-19 a encore davantage affaibli les économies pétrolières du golfe de Guinée que celles des autres pays africains, aggravant une situation déjà devenue critique depuis 2014-2016, lors de la précédente période de crise des prix du pétrole. Si l'ensemble des pays producteurs africains membres de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) sont entrés en récession en 2020, les autres pays historiquement producteurs de faibles volumes ont été beaucoup moins touchés par les conséquences économiques de la pandémie et ont évité la récession économique.

Avec des réserves pétrolières en chute, des gisements en déplétion et des coûts de production élevés, la quasi-totalité des pays producteurs du golfe de Guinée doivent réformer leur secteur des hydrocarbures pour tenter de retenir ou d'attirer le cas échéant des sociétés capables de consentir à de lourds investissements. C'est le cas du Cameroun, Gabon, Congo, Guinée équatoriale, Côte d'Ivoire, Angola, République démocratique du Congo (RDC). Ailleurs en Afrique subsaharienne, la situation est similaire au Soudan et Soudan du Sud ou alors dans les zones aux gisements de relative petite taille (Niger, Tchad). Cela concerne aussi les zones de production situées en offshore profond voire très profond (Nigeria, Angola).

Le contexte actuel se complique d'autant plus que le volume des investissements pétroliers dans le monde pourrait baisser du fait des contraintes de la finance verte et des nouvelles stratégies des *majors* pétrolières. La zone historique de production du golfe de Guinée en Afrique va connaître un départ graduel des *majors* occidentales qui seront remplacées par des sociétés de plus petite dimension aux coûts de structure plus réduits. Si le Nigeria devait retenir encore quelques temps les *majors* sur les projets importants en offshore, la mise en place de la réforme du secteur en cours (*Petroleum Industry Bill*) sera néanmoins déterminante pour enclencher ces coûteux investissements. En Angola, les *majors* devraient toutefois, d'ici à 2030, céder leurs actifs vieillissants, voire envisager leur sortie complète du pays. Il en est de même en Guinée équatoriale. Si le

Gabon et la République du Congo ont récemment vu leur débit s'accroître, la chute de la production y sera inexorable à moyen-terme.

Le Nigeria peut se targuer de réserves très significatives mais les défis sécuritaires ainsi que la corruption systémique au niveau fédéral comme au niveau des neuf États pétroliers du delta du Niger retardent considérablement les décisions d'investir. D'autant plus que d'importants investissements seront nécessaires pour ne serait-ce que maintenir un niveau de production pré-Covid-19.

L'Angola n'a comme seule option d'accepter de négocier à la baisse ses exigences fiscales, de contenu local et de participation de sa société nationale Sonangol pour espérer attirer les plus grands pétroliers dans les nouvelles zones d'exploration pour freiner la baisse de production commencée voilà déjà cinq ans.

La diversification des économies pétrolières en Afrique va devoir s'effectuer à marche forcée et sera essentielle pour garantir le financement des administrations et pour éviter l'appauvrissement rapide des populations. Or, jusqu'à présent, ces producteurs sont restés pour la plupart très attentistes, pariant sur une remontée des cours du brut. Le Gabon est probablement le seul ayant tenté depuis une décennie de mettre en place un réel plan de diversification, comme dans l'agriculture qui demande davantage de main-d'œuvre que le secteur pétrolier. Le Gabon est aussi le seul gros pays producteur de la région ayant mis en place des mécanismes d'État providence, même s'il est défaillant.

Les bailleurs de fonds traditionnels ont du mal à accélérer la transformation de ces économies « droguées » aux pétrodollars, même avec les conditions liées aux prêts octroyés. Les régimes en place dans ces pays ne souffrent que très marginalement de la baisse des cours et de la production. Leur résilience paraît forte, d'autant plus que le secteur pétrolier n'a jamais permis le financement d'un quelconque État providence (en dehors du Gabon) et n'a jamais ouvert le moindre avantage pour la population en dehors d'un prix à la pompe souvent régulé (et qui tend à disparaître au Nigeria).

La Guinée équatoriale – puis bientôt le Congo – est probablement le pays confronté aux plus grandes difficultés. Le niveau de production est en chute libre depuis bientôt dix ans et l'économie est en récession depuis 2016. L'absence de réforme significative du secteur des hydrocarbures doublée d'une rigidité récente sur la question du contenu local, et le blocage des départs de société ne parvenant pas à amener des remplaçants convenant au pouvoir local, devraient contribuer à rétrécir ce secteur extractif. N'ayant jamais développé le moindre État providence et ayant de plus toujours réprimé la moindre manifestation, Malabo ne devrait toutefois pas faire face à des difficultés sociopolitiques.

Sommaire

INTRODUCTION	6
LES PAYS PÉTROLIERS SUBSAHARIENS RÉAGISSENT DIFFÉREMMENT FACE À LA MUTATION DU MARCHÉ.....	8
Les producteurs face aux défis économiques et géologiques du pétrole.....	8
Certains producteurs cherchent à améliorer leur attractivité	11
Certains pays demeurent inflexibles, au risque d'aggraver leur situation.....	14
Le gaz comme nouvelle opportunité	16
LES PAYS PÉTROLIERS DU GOLFE DE GUINÉE EN RETARD SUR LA DIVERSIFICATION ÉCONOMIQUE.....	20
Le rôle des revenus pétroliers dans le fonctionnement des administrations africaines	22
Les bailleurs de fonds ont du mal à imposer les réformes de structure	25
La stabilité politique des pays pétroliers de la région : quelles perspectives ?	28
CONCLUSION.....	32

Introduction

L'année 2020 a représenté à bien des égards une rupture pour le secteur pétrolier. La pandémie du Covid-19 a fait chuter la consommation mondiale de 9 % – pour s'établir à une moyenne de 92,2 millions de barils par jour (mb/j) – soit la plus forte baisse enregistrée depuis 1980¹. Cette situation a conduit mécaniquement à la plongée des cours des bruts de référence, le Brent à Londres ayant par exemple atteint un point bas à 16 dollars (\$) en avril 2020 alors même qu'en janvier 2020, il cotait à plus de 63 \$ de moyenne. Les compagnies pétrolières ont subi des pertes (ExxonMobil, BP, Chevron) ou de fortes baisses de leurs bénéfices (Total, Shell).

Les pays producteurs ont été particulièrement touchés. Cependant, pour certains d'entre eux situés dans le golfe de Guinée, 2020 n'est qu'une étape supplémentaire d'une dégradation commencée lors de la dernière crise du baril de 2014-2016. Les défis y sont triples : chute des prix, chute de la production et insuffisante diversification économique et fiscale.

Si les producteurs historiques du golfe de Guinée ont tous leur spécificité, ils ont néanmoins un point commun : une partie écrasante de leur budget dépend des revenus du pétrole et celui-ci représente une quasi mono-exportation. En outre, ils partagent également une similarité qui renforce leur vulnérabilité : la plus grande partie de leurs gisements pétroliers sont en voie de déplétion (Cameroun, Gabon, Congo, Guinée équatoriale, Côte d'Ivoire, Angola, RDC, Soudan et Soudan du Sud) et/ou très coûteux car situés en offshore profond voire très profond (Nigeria, Angola) ou alors de relative petite taille (Niger, Tchad). Pour survivre dans un environnement de plus en plus concurrentiel et soumis aux transformations liées à la neutralité climatique, ces pays qui produisent depuis les années 1950 ou plus récemment (Guinée équatoriale, Soudan, Soudan du Sud, Niger, Tchad, Ghana) seront contraints d'entreprendre de profondes réformes fiscales et de gouvernance s'ils veulent continuer à figurer sur la carte des producteurs significatifs d'ici à 2030 et tirer le meilleur parti économique de ces ressources.

1. US Energy Information, « EIA Estimates That Global Petroleum Liquids Consumption Dropped 9% in 2020 », 29 janvier 2021.

Le défi est renforcé par le changement de *business model* des *majors* européennes, accélérées par les crises du Covid-19. La chute brutale des prix, alliée à la contrainte climatique de plus en plus forte, les a forcées à se diversifier, de façon irréversible, vers un modèle de société énergétique dont les investissements se concentrent davantage vers les énergies renouvelables et autres technologies bas carbone. Depuis une décennie, elles réduisent progressivement leurs activités sur le continent africain. Si les *majors* européennes consentent désormais à des investissements considérables dans les énergies renouvelables, c'est avant tout dans les pays développés.

L'objectif de cette étude est de se demander si, dans un contexte de réduction des investissements pétroliers dans le monde, les pays pétroliers d'Afrique subsaharienne – et principalement ceux du golfe de Guinée – vont parvenir à réformer leur économie et demeurer attractif afin d'éviter un lent, mais continu, appauvrissement. Une première partie est consacrée aux réformes en cours – ou à l'absence de réforme – dans le secteur pétrolier de ces pays. Certains producteurs ont intégré le fait que la concurrence sera de plus en plus vive après la pandémie et qu'une partie de leur brut déjà découvert pourrait ne jamais être exploité si les conditions fiscales, politiques et sécuritaires ne sont pas satisfaisantes. Cette possibilité est d'autant plus plausible si les réserves en question sont de petites tailles. Un point spécifique est également consacré au gaz pouvant aussi servir d'énergie de transition pour les économies de certains pays africains que ce soit à l'export ou pour satisfaire une demande électrique interne en forte croissance. Dans un deuxième temps, l'étude évalue le niveau de dépendance au pétrole de certains pays d'Afrique subsaharienne dans lesquels la faible diversification économique, voire son absence, est dangereuse. Cette mono-exportation inquiète les bailleurs traditionnels qui tentent d'imposer des réformes en échange de nouvelles arrivées de fonds. Enfin, les impacts politiques et sur la stabilité de cette période incertaine sont étudiés, avec des producteurs du Golfe de Guinée pâtissant de revenus en baisse et disposant de moins en moins de marges de manœuvre sociopolitique. Cette dernière partie a une vocation prospective et permet d'évoquer quelques hypothèses sur l'évolution des régimes politiques fonctionnant depuis l'indépendance grâce aux revenus du pétrole, désormais voués à inexorablement baisser dans un futur plus ou moins proche selon les cas.

Les pays pétroliers subsahariens réagissent différemment face à la mutation du marché

Les producteurs face aux défis économiques et géologiques du pétrole

Plus les pays producteurs d'Afrique subsaharienne sont dépendants de la manne pétrolière, plus leur PIB et leur croissance économique se sont effondrés ces cinq dernières années, marquées par deux périodes de crises des prix du pétrole (fin 2014-2016 et 2020). N'ayant opéré aucune diversification et voyant leur production s'effondrer, certains États ont vu leur PIB divisé par deux. C'est le cas de la Guinée équatoriale, qui est passé de 22 à 11 milliards de \$ entre 2014 et 2019 avec une production aujourd'hui à peine supérieure à 110 000 barils par jour (b/j) (chiffre OPEP). L'effondrement du PIB par habitant, passé de 23 000 \$ en 2008 (à son pic) à 8 131 \$ en 2019, met en valeur la situation dramatique de l'économie de ce pays. Avec un recul de 6 % pour 2020 et seulement 2,2 % de croissance économique envisagée en 2021, la Guinée équatoriale, totalement dépendante des hydrocarbures depuis le début des années 1990, ne parviendra pas aisément à stopper la spirale de son appauvrissement.

Tableau 1 : Les producteurs de pétrole en Afrique subsaharienne face à une crise structurelle

	Production en 2014 en million de barils par jour	Production en 2019 en million de barils par jour	PIB en 2014 (en milliard de \$)	PIB en 2019 (en milliard de \$)	Taux de pauvreté en 2018	Croissance en 2020 et celle prévue en 2021	PIB / habitant, \$ en 2019
Nigeria	2,2	1,7	546	448	40 % mais plutôt 60 %	-4,3 % et 2,1 %	2 430
Angola	1,8	1,3	145	88	52 %	-6,4 % et 3,2 %	2 080
Congo	0,24	0,32	17	12	40 % en 2011	-7,8 % et 0,2 %	2 510
Gabon	0,21	0,21	18	16	33,4 %	-2,7 % et 2,1 %	8 600
Guinée équatoriale	0,26	0,11	21	11	Inconnu	-6 % et 2,2 %	8 070
Ghana	0,10	0,19	53	67	23,4 %	0,9 % et 4,6 %	2 370
Tchad	0,11	0,12	14	11	42,3 %	-0,9 % et 1,8 %	740
Cameroun	0,096	0,055	35	39	37,5 % en 2014	-2,8 % et 3,4 %	1 650
Côte d'Ivoire	0,035	0,048	35	58	39,5 %	1,8 % et 6,1 %	2 570
RDC	0,025	0,025	35	50	63,9 % en 2012	-0,1 % et 3,8 %	785/587
Soudan	0,12	0,10	64	30	46 % en 2009	-3,6 % et 0,4 %	787
Soudan du Sud	0,155	0,14	14	Inconnu (guerre civile)	76 % en 2016	-6,6 % et 5,3 %	314
Niger	0,020	0,020	10,8	12,9	40,8 % en 2018	1,2 % et 6,9 %	564/632

Sources : FMI, OPEP, Banque mondiale, BP Statistical Review of World Energy 2020.

Autre pays pétrolier en situation particulièrement difficile, l'Angola a atteint, selon le FMI, près de 130 % de déficit par rapport au PIB. La première récession en Angola depuis 1993 – à cause de la guerre civile à l'époque – date de 2016 (-2,6 %) et a été elle-même suivie de quatre autres années négatives : 2017 (-0,2 %), 2018 (-1,2 %), 2019 (-0,9 %) et 2020 (-6,4 %). Ces chiffres préoccupants résultent principalement d'une baisse continue de la production pétrolière. Autre cas de récession prolongée depuis 2016 : la République du Congo (2016 avec -10,6 %, 2017 avec -4,4 %, 2018 avec -6,4 %, et 2019 avec -0,9 %). Le pays se trouve dans une situation unique en comparaison avec les autres pays producteurs en 2021, étant donné que le FMI estime que cette année, la croissance y sera encore quasi nulle alors même que la production est en hausse depuis quelques années et que les prix ont remontés depuis fin 2020. Le débit de 329 000 b/j est lié au projet de Moho Nord de Total et cette courbe ascendante ne durera pas. Quant au Gabon, il a été beaucoup moins touché en 2020 avec une récession de seulement -2,7 % et un rebond de 2,1 % attendu en 2021. Contrairement à tous les autres producteurs du golfe de Guinée, le pays, plus résilient car davantage diversifié, a connu en 2020 sa première récession depuis 2009. La production y stagne depuis plusieurs années malgré un petit rebond depuis deux ans grâce au bloc de Dussafu et représente environ 210 000 b/j. Enfin, le Nigeria (-4,3 % de croissance économique en 2020) a connu sa deuxième récession après celle de 2016, et le rebond en 2021 ne devrait pas dépasser les 2 %.

Assez logiquement, les autres pays pétroliers du golfe de Guinée aux économies beaucoup plus diversifiées comme la Côte d'Ivoire (48 000 b/j) ou le Ghana (190 000 b/j), respectivement premier et deuxième producteurs de cacao au monde, s'en sortent beaucoup mieux. Ils n'ont pas baissé leur débit pour chercher à faire remonter les prix – n'étant pas membres de l'OPEP – contrairement à tous les pays précédemment cités, contraints de respecter la règle de l'OPEP. Cette dernière, édictée le 12 avril 2020, a imposé de retirer au total 10 millions de barils par jour (b/j), la mesure a depuis lors été graduellement assouplie.

Les pays aux économies plus diversifiées ont même pour la plupart échappé à la récession avec une croissance de 1,8 % pour la Côte d'Ivoire et de 0,9 % pour le Ghana en 2020 et un rebond en 2021 estimés à 6,1 % pour Yamoussoukro et 4,2 % pour Accra. Il en est de même pour la République démocratique du Congo (25 000 b/j), dont l'économie est dominée par les activités minières : le PIB est resté stable et sa croissance devrait atteindre 3,8 % en 2021 selon le FMI. La situation est similaire pour le Cameroun où la récession n'a été que de -2,8 % en 2020 et où l'économie devrait rebondir de 3,4 % en 2021 avec une faible production pour 2020 de 55 000 b/j de moyenne

(chiffres de la Société nationale des hydrocarbures – SNH). Les pays producteurs en dehors de la zone du golfe de Guinée comme le Niger (1,2 % en 2020 et 6,9 % de croissance économique en 2021 avec 20 000 b/j), le Tchad (-0,9 % en 2020 et 1,8 % de croissance économique en 2021 pour 132 000 b/j), le Soudan (-3,6 % en 2021 et 0,4 % de croissance économique en 2021 pour 102 000 b/j) et le Soudan du Sud (-6,6 % en 2020 et 5,3 % de croissance économique en 2021 avec 139 000 b/j), s'en sont diversement sortis.

Conscients que la période actuelle leur est de moins en moins favorable, certains producteurs pétroliers d'Afrique subsaharienne ont commencé à consentir quelques assouplissements pour inciter les compagnies productrices à poursuivre leurs investissements. L'année 2020 marque une vraie rupture même si la toute-puissance des États pétroliers – dans leur représentation d'eux-mêmes lors des négociations avec les firmes pétrolières – a commencé à se fissurer dès 2014-2016, lors de la précédente période de baisse brutale des cours du pétrole, lors de laquelle certains ajustements avaient déjà été mis en œuvre.

Certains producteurs cherchent à améliorer leur attractivité

L'attractivité des pays pétroliers peut se mesurer en prenant en compte différents paramètres comme la fiscalité, la gouvernance (rapidité des décisions et simplification d'obtention des autorisations « one stop shop »), le rôle de la société d'État, le contenu local et un cadre juridique stable.

Le Gabon a lancé le processus de révision de son code des hydrocarbures en 2014 avant que les cours du pétrole ne s'effondrent en deuxième partie d'année (le Brent est passé de 109 \$ par baril en janvier 2014 à 46 \$ en janvier 2015). Le Gabon avait toutefois adopté un texte encore plus complexe que les codes précédents et fort peu incitatif. Ce dernier avait été élaboré alors que les prix étaient encore très élevés début 2014. Après l'échec des appels d'offres proposant de nouveaux blocs et alors que les décrets d'application étaient encore en rédaction, le ministère gabonais du Pétrole s'était remis au travail avec un nouveau texte finalement voté au Parlement le 16 juillet 2019. Cette fois-ci, l'objectif était clairement d'être incitatif : la part de l'État dans les contrats de partage de production étant fixée à 40 % ou 45 % maximum selon les zones au lieu de 50 % et 55 % dans le code éphémère de 2014. L'impôt sur les sociétés a été supprimé et d'autres incitations ont été proposées aux sociétés pétrolières. La trajectoire souhaitée par le ministre du Pétrole de l'époque, Etienne Mboumba, était d'atteindre 300 000 b/j en 2021, volume optimiste qui ne sera probablement jamais atteint. Le Gabon a péniblement extrait

207 000 b/j en 2020² et le volume en 2019 était quasiment identique, le pays n'ayant pas respecté les baisses de production imposées par l'OPEP à partir du 1^{er} mai 2020. Malgré les efforts de promotion des autorités à Libreville, le 12^e appel d'offres lancé en septembre 2018 sur la base du futur code – les autorités communiquaient déjà sur les avantages de ce texte pourtant non finalisé – n'a pas été concluant. Le 23 avril 2020, du fait de la pandémie, le ministère a repoussé une nouvelle fois la remise des offres définitives, sans donner cette fois-ci de date butoir. Shell a vendu en 2016 tous ses actifs producteurs à Assala Energy (contrôlé par le fonds américain Carlyle) et Total cède petit à petit ses blocs et ses infrastructures (comme le terminal d'export de Cap Lopez) à la société familiale non cotée Perenco³ ainsi qu'à Assala Energy. Il est donc à ce stade difficile d'apprécier si le code de 2019, *a priori* beaucoup plus favorable aux pétroliers, restaurera l'attractivité du Gabon, dont la production a graduellement baissé de 150 000 b/j depuis 1996.

L'Angola subit aussi depuis 2016 une baisse continue de sa production. Le pays a pourtant mis en place des dispositions pour tenter de retenir les pétroliers et d'en attirer de nouveaux malgré un cadre légal pétrolier encore très compliqué, donnant du travail aux avocats spécialisés. La création en 2018 d'une autorité de régulation du secteur en charge de l'attribution des permis et du respect des contrats, l'Agência Nacional de Petróleo, Gás e Biocombustíveis (ANPG), a permis de clarifier les tâches dévolues à la Sonangol (qui gère désormais uniquement les participations de l'État). L'ANPG a eu comme consigne d'être davantage flexible sur les aspects fiscaux liés aux projets avec les *majors* souhaitant une extension de leur contrat. C'est ainsi que Chevron a pu négocier des termes fiscaux plus favorables pour l'extension de son bloc 14 en février 2020 (en chute rapide de production) jusqu'en 2028⁴. De même, Total avait facilement obtenu une extension de sa licence sur le bloc 17 en décembre 2019, tout comme ExxonMobil sur le bloc 15 en juin 2019. Le changement est notable en Angola : les renégociations contractuelles plus favorables aux compagnies étaient quasiment impossibles jusqu'alors. La crise pousse le gouvernement du nouveau président João Lourenço à faciliter à tout prix les investissements des sociétés déjà actives dans le pays. Le chef de l'État angolais a aussi permis des négociations directes entre l'ANPG et certaines sociétés souhaitant explorer le nouveau bassin de Namibe où ExxonMobil a pris en octobre 2020, avec Sonangol, trois blocs (30, 44 et 45). Enfin, toujours dans l'optique de rendre le domaine pétrolier angolais

2. OPEC, « Monthly Oil Market Report – February 2021, disponible sur : <https://momr.opec.org>.

3. « Gabon : Total vend des participations dans plusieurs champs matures à perenco et optimise ses opérations », 27 février 2017, disponible sur : www.total.com.

4. Africa Oil & Power, « ANPG Signs MoU with Block 14 Partners », 24 février 2020.

attractif, le président Lourenço a validé, via un décret le 18 mai 2018, un régime particulier pour le développement du gaz. La *petroleum income tax* a été largement abaissée (25 % et peut descendre à 15 % pour du gaz non associé en dessous de 2 trillions de pieds cubes soit 56,6 milliards de mètres cubes⁵). Ces nouvelles conditions ont contribué à la signature en novembre 2019 du New Gas Consortium (NGC) entre les *majors* Chevron, Total, Eni et BP en vue de construire une usine de traitement de gaz de 400 millions de pieds cubes par jour (2 milliards de \$). De même, sur le contenu local, le président angolais a paraphé le 20 octobre 2020 un décret déterminant de nouvelles règles. Toutes ces dernières sont désormais synthétisées en un seul document. Auparavant, en l'absence de loi sur le sujet, il était difficile pour les pétroliers de s'y retrouver et les infractions constatées lors des audits étaient fréquentes. À la fin de chaque année, les sociétés doivent à présent soumettre à l'ANPG un plan sur le contenu local de l'année d'après. Enfin, l'Angola travaille depuis déjà deux ans à privatiser une partie du capital de Sonangol.

Quant au Nigeria, la période du Covid-19 a fait enfin sortir des limbes le projet de *Petroleum Industry Bill* (PIB) introduit au parlement pour la première fois en 2008 (nouveau code des hydrocarbures). Présentée en décembre 2020 au Sénat nigérian, cette loi devrait être votée courant 2021 après plusieurs mois de discussions avec les partenaires dans le cadre des *public hearings*. Si les sociétés pétrolières ne sont pas toutes satisfaites du résultat préliminaire, ce document permettra de clarifier les conditions fiscales. Il inclut notamment de la progressivité concernant les royalties indexées sur les cours du brut, avec des différences selon les zones (onshore, offshore peu profond, offshore profond). La PIB détermine aussi des formules de prix pour l'achat du gaz pour les usages domestiques. Le texte prévoit également quelques garanties pour prévenir les vandalismes – très fréquents depuis deux décennies – sur les infrastructures pétrolières grâce à un *host community fund* correspondant à 2,5 % des dépenses d'opérations. Les pétroliers pourront puiser dans ce fonds pour financer les réparations, espérant ainsi responsabiliser les chefs des communautés à proximité des gisements qui se verraient privés de fonds en cas de vandalisme. L'insécurité est sans aucun doute l'une des raisons du sous-investissement dans le delta du Niger, alors même que le Nigeria peut se targuer d'importantes réserves de 37 milliards de barils et d'un potentiel futur de production théoriquement de plusieurs décennies⁶. La production oscille pourtant depuis plusieurs décennies autour des

5. Pour une étude détaillée des avantages de la nouvelle loi gazière, lire M. Brown, « Angolan President Passes Presidential Decree Approving New Natural Gas Law », 23 mai 2018, disponible sur : www.mayerbrown.com.

6. BP *Statistical Review of World Energy 2020*.

2 millions de barils par jour – et est désormais largement en dessous de ce volume – alors qu'elle pourrait facilement dépasser 3 millions de barils par jour si l'insécurité et la corruption étaient davantage sous contrôle. La future PIB crée deux nouvelles autorités de régulation : Nigerian Upstream Regulatory Commission et la Midstream and Downstream Regulatory Authority. Ces deux entités vont encadrer les pouvoirs du ministre des Ressources pétrolières qui sera contraint de les consulter. Auparavant, le ministre pouvait refuser de signer des accords entre firmes (ventes de blocs par exemple) sans donner la moindre justification. Le retard sur la PIB et les problèmes sécuritaires gèlent depuis des années plusieurs projets très importants, capables d'accroître de 800 000 b/j le débit nigérian. C'est le cas de Bonga South West (225 000 b/j) et Bonga North (100 000 b/j) développés par Shell, des champs de Zaba Zaba et Etan (120 000 b/j) d'ENI et Shell, de Nsiko (100 000 b/j) de Chevron et de Bosi (140 000 b/j) d'ExxonMobil⁷.

Si le Congo a bien fait voter un nouveau code des hydrocarbures en 2016, en pleine période de chute des prix, il n'a pas eu comme objectif de durcir les conditions fiscales mais davantage de rendre plus lisible la législation en proposant un seul type de contrat. Il a notamment arrêté le régime des concessions – où l'État n'a pas de participation et se fait uniquement payer en taxes et *royalties* – et fait passer graduellement tous les blocs en contrat de partage de production. L'autre grande nouveauté de ce texte réside dans le fait qu'une participation minimale de l'État de 10 %, via la Société nationale des pétroles du Congo (SNPC), est désormais obligatoire. Auparavant, la SNPC n'avait pas de participation garantie.

D'autres demeurent inflexibles, au risque d'aggraver leur situation

A contrario, certains producteurs africains du golfe de Guinée ne sont pas prêts à modifier leur cadre réglementaire et fiscal en vue d'être davantage attractif, et ce malgré la crise qui les frappe tous durement. C'est notamment le cas de la Guinée équatoriale qui vit principalement sur le code des hydrocarbures de 2006. Une nouvelle régulation a bien été rédigée en 2020, permettant notamment d'étendre les contrats de production et ceux d'exploration de deux ans du fait de la pandémie mais elle a été contrebalancée par des règles plus strictes sur le contenu local. Pourtant, les conséquences d'un cadre très défavorable sont déjà palpables : la production s'est écroulée entre 2005 (376 000 b/j) et aujourd'hui (à peine plus de 100 000 b/j). De plus, quasiment aucun projet n'est à ce jour capable

7. This Day, « The Lethargy to Pass PIB », 28 mars 2021.

de stabiliser la production alors que tous les gisements du pays (Zafiro/ExxonMobil en vente depuis 2019 ou Ceiba/Kosmos opéré par Energy-Trident Energy après le départ en 2017 de Hess) sont en phase de déplétion rapide. La part de l'État dans le partage des revenus (*government take*) atteint 85 % et est ainsi très défavorable aux compagnies dans les contrats. La Guinée équatoriale est conseillée par le Venezuela via un accord de principe signé en 2019. Déjà à l'époque de l'ex-président vénézuélien Hugo Chavez, au pouvoir de 1999 à 2013, la relation avec le président équatoguinéen Teodoro Obiang Nguema (aux affaires depuis 1979) était très forte. Le principal acteur de l'organisation des deux derniers appels d'offres – Ronda 2016 et Ronda 2019 – était le Vénézuélien et directeur de Perceptum Roberto Blanco (conseiller au ministère depuis 2008⁸). Le résultat n'a pourtant pas comblé les attentes du gouvernement. La liste des gagnants rendue publique le 26 novembre 2019 a démontré une nouvelle fois que les *majors* ne s'intéressent plus au pays. Seules des sociétés nigérianes avec des compétences limitées dans l'exploration mais proches de certaines personnalités du pouvoir à Malabo, les Russes de Lukoil, les Américains de Noble Energy (racheté en 2020 par Chevron) et la junior Vaalco, déjà présente, ont montré un certain intérêt. De plus, autre particularité de ce pays, les négociations de contrat sont longues. Certaines sociétés ayant remporté des blocs en 2016, comme les Nigériens de Taleveras, ont d'ailleurs baissé les bras, découragés par la lenteur du processus. La Guinée équatoriale est de plus en plus dure avec les pétroliers étrangers depuis 2018 en ce qui concerne le contenu local, ce qui contraste avec l'Angola. Cette nouvelle intransigeance s'explique par le fait que les firmes détenues par des locaux s'organisent via l'association Alianza Nacional de Compañías de Servicio del Sector de Hidrocarburos (NAHSCO) pour exercer un lobbying sur l'État afin d'obtenir une plus grande part d'un marché se réduisant à mesure que les développements se raréfient. Le directeur du contenu local au ministère équato-guinéen du Pétrole et des Mines, Jacinto Owono, a également imposé depuis deux ans que des citoyens équatoguinéens siègent au conseil d'administration des firmes étrangères enregistrées dans le pays⁹.

Enfin, il est important de souligner que le gouvernement à Malabo bloque certaines ventes d'actifs comme celle de Zafiro d'ExxonMobil depuis 2019. Le ministère des hydrocarbures a ainsi refusé l'arrivée de Trident Energy (fondée par d'ex-Perenco) au prétexte que la société n'était pas de la même taille que le pétrolier en

8. Africa Energy Intelligence, « Guinée équatoriale : Malabo embauche un consultant vénézuélien », 24 novembre 2015.

9. Africa Energy Intelligence, « Guinée équatoriale : Technip, Subsea 7 et Schlumberger accusés par G. Obiang », 18 septembre 2018.

partance et que la nationalité française des dirigeants n'était pas idéale. Le vice-président Teodorin Obiang Nguema a été condamné pour détournement de fonds publics en février 2020 à la cour d'appel de Paris. La peine de trois ans de prison avec sursis et 30 millions d'euros d'amende a été lourde et a contribué à tendre les relations avec la France.

Dans un document du 24 mars 2021 intitulé « Can West Africa's mature hydrocarbon producers navigate turbulent transitions¹⁰ ? », la société britannique de conseil IHSMarkit a classé de 1 à 10 le niveau d'attractivité des pays pétroliers matures de la région du golfe de Guinée en fonction notamment de leur fiscalité et de leur taux de succès en matière d'exploration. De loin, les deux pays les moins attractifs sont la Guinée équatoriale (3,8) et le Cameroun (3,7). Le Nigeria – non considéré comme mature du fait du volume de réserves encore à développer mais en manque chronique d'investissement – atteint 4,2 grâce aux succès d'exploration, suivi du Gabon à 4,5 du fait d'une fiscalité attractive. La République du Congo atteint un score de 5,2 et l'Angola et le Ghana presque 6 grâce aux succès d'exploration.

Le gaz, une nouvelle opportunité en Afrique subsaharienne

Outre le lancement de grands projets gaziers à vocation d'exportation (Mozambique – jusqu'à maintenant deux trains et un Floating Liquefied Natural Gas (FLNG)¹¹ –, Sénégal/Mauritanie avec la phase une de Tortue et le train 7 de Nigeria LNG ltd au Nigeria), une partie des pays pétroliers africains pourrait amortir la chute de leur secteur des hydrocarbures en développant certaines réserves de gaz plus modestes pour l'exportation via des FLNG de petites dimensions. Ces derniers sont moins coûteux que des trains à terre et surtout beaucoup plus rapides à mettre en œuvre. Certains pays pourraient aussi utiliser du gaz jusqu'alors délaissé en vue d'approvisionner des centrales électriques locales.

Le Cameroun a été le précurseur de l'utilisation d'un FLNG pour l'exportation de gaz grâce à la firme franco-britannique Perenco, qui a elle-même contracté la société Golar pour la fourniture d'Hilli Episeyo¹². Ce FLNG – le premier en Afrique et l'un des cinq actuellement dans le monde – produit modestement 1,2 million de

10. Un résumé succinct de l'étude rédigée par Roderick Bruce, disponible sur : <https://ihsmarkit.com>.

11. Ces FLNG sont des embarcations permettant de recueillir sous forme gazeuse le gaz produit avant de le liquéfier. Les méthaniers viennent ensuite recueillir directement la cargaison sous forme liquide.

12. Pour obtenir toutes les données du projet, voir le site internet de Perenco : www.perenco.com.

tonnes par an (200 millions de pieds cubes par jour) pour une embarcation d'une capacité de 2,4 millions de tonnes par an. L'avantage de ce choix technologique est qu'il peut s'adosser à des réserves relativement faibles (moins d'un trillion de pieds cubes soit 28,3 milliards de mètres cubes). De plus, ce projet approvisionné par le champ de Sanaga Sud est également utilisé pour la centrale électrique de la ville côtière de Kribi. Ce FLNG a permis au Cameroun d'accroître la production d'hydrocarbures, alors que celle-ci était en chute libre depuis vingt ans. En 2020, la moyenne pétrole/gaz était de 54 000 barils équivalent pétrole¹³, toutefois encore bien loin de son pic de 173 000 b/j établi en 1986. Au Mozambique, ENI installera dès 2022 une barge similaire, mais de plus grande capacité (3,4 millions de tonnes par an) à partir de 2022.

D'autres projets similaires pourraient permettre au secteur des hydrocarbures des autres pays de la région de générer d'autres revenus à l'export via le gaz liquéfié – encore faut-il que les coûts et la fiscalité soient contenus. Ils pourraient également améliorer la production électrique. Ce type de projets, s'il vise à soutenir l'accès à l'électricité localement, peut être éligible à des financements de bailleurs de fonds multilatéraux. C'est le cas du Sénégal avec la découverte en 2017 de Yakaar par BP¹⁴. Beaucoup plus modeste que celle de Tortue partagée avec la Mauritanie, cette ressource pourrait aussi être développée pour approvisionner des nouvelles centrales électriques de la côte sénégalaise ou des anciennes avec des turbines modifiées. Une étude financée par la Banque mondiale sur la construction d'un réseau d'évacuation du gaz produit dans l'offshore est en cours de rédaction. Le Congo a également depuis plusieurs années une centrale électrique approvisionnée par le gaz associé d'ENI dont la capacité est passée de 314 à 484 MW en janvier 2020. Quant au Nigeria, des dizaines de centrales fonctionnent déjà au gaz mais leur capacité totale demeure très insuffisante pour répondre à la demande. Le Ghana produit des quantités non négligeables de gaz grâce aux gisements de Jubilee, TEN et Sankofa qui approvisionnent une partie de ses centrales mais les volumes locaux sont insuffisants pour la consommation nationale et ne permettent pas d'atteindre toutes les régions pays. De ce fait, le Ghana mettra en service en juin 2021, sur le port de Tema, une barge d'importation de gaz liquéfié, Floating Storage Regasification Unit (FSRU), d'1,7 million de tonne par an dont Shell est partenaire¹⁵. Cela sera le premier FSRU en Afrique subsaharienne. Un FSRU était également en discussion depuis plusieurs années entre Total et la Côte d'Ivoire mais le projet

13. Statistiques SNH, disponible sur : www.snh.cm.

14. BP, « BP Announces Major Gas Find Offshore Senegal »; 8 mai 2017, disponible sur : www.bp.com.

15. Energy Voice, « FRU Arrives in Ghana for Tema LNG », 7 janvier 2021.

ne décolle pas. Ainsi, les FLNG de petite taille et/ou d'utilisation du gaz associé pour l'électricité, auparavant torché, pourraient largement bénéficier aux pays du golfe de Guinée dépendants encore, de façon non négligeable, des dérivés du pétrole pour leur modeste production d'électricité. Pour les nouveaux et futurs producteurs comme le Mozambique, le Sénégal ou l'Ouganda, les négociations avec les sociétés pétrolières devront notamment porter sur le prix et le volume du gaz réservé au marché domestique pour favoriser le développement des industries locales et/ou l'accès à l'électricité. Le GNL a été développé en Algérie (dès 1964) puis dans le golfe de Guinée à partir des années 1990 (Nigeria) et Guinée équatoriale (EGLNG, 2007). C'est donc une technologie relativement peu répandue dans la région.

Contrairement aux anciens pays producteurs de pétrole ou de gaz, ceux qui aspirent à le devenir ont eu tout le temps de tirer des leçons des expériences de leurs voisins afin de trouver un équilibre entre les nécessaires retours pour le pays – fiscalité, contenu local – et une attractivité suffisante pour assurer le développement de leurs réserves. Les développements actuels concernent le Sénégal avec le projet pétrolier de Sangomar et celui de gaz avec Grand Tortue partagé avec la Mauritanie, ainsi qu'en Ouganda pour le pétrole et le Mozambique pour le gaz¹⁶.

Le Sénégal a adopté au parlement son nouveau code des hydrocarbures en janvier 2019, remplaçant la loi de 1998. Cette dernière était déjà très favorable au secteur pétrolier car elle avait été votée à un moment où les prix du baril étaient au plus bas (le Brent avait un cours moyen de 10 \$ en 1998). La loi de 2019 introduit quelques avantages pour l'État comme une participation de 10 % totalement portée par les autres pétroliers privés pendant la phase d'exploration et de développement pour la société d'État Petrosen (20 % supplémentaires peuvent être également acquis mais en payant les dépenses correspondant à la participation). Cependant, ce texte se donne davantage pour objectif de clarifier l'organisation du secteur, d'imposer un contrat unique (partage de production) et de définir les appels d'offres comme mode de promotion des blocs¹⁷. Il n'a clairement pas été rédigé pour alourdir significativement la fiscalité, à la suite des découvertes de Sangomar et Tortue en 2015. Quant au contenu local, une série de décrets présidentiels ont été rédigés en 2020 et largement inspirés par la cellule en charge de ce secteur à la présidence, le COS Petro-Gaz. Ils ont permis de préciser la stratégie

16. Les cas de la Tanzanie ou du Kenya, où aucune décision d'investissement ne devrait intervenir avant au moins un an du fait de raisons politiques et/ou sécuritaires, sont ici mis de côté.

17. L'intégralité du texte est disponible sur la page officielle de l'ITIE du Sénégal à cette adresse : <https://itie.sn>.

du pays, mettant en avant une certaine souplesse, se contentant de grands principes et renvoyant les détails aux négociations avec les sociétés. Pas de quoi, en principe, faire fuir les investisseurs actuels, ni d'éventuels nouveaux arrivants. L'objectif du président sénégalais Macky Sall est d'atteindre 50 % de contenu local d'ici à 2030, ce qui est possible du fait du temps laissé aux sociétés locales en vue de concurrencer les firmes internationales¹⁸. Un Comité National de Suivi du Contenu Local (CNSCL) sera chargé de veiller à ce que cet objectif soit atteint dans les temps.

À la tête de découvertes gigantesques de gaz de 4 530 milliards de mètres cubes soit 160 trillions de pieds cubes, le Mozambique n'a pas opté pour la rédaction d'une loi sur le contenu local, privilégiant un décret-loi du précédent président Armando Guebuza de 2014 dans lequel des principes sur ce sujet sont sommairement élaborés. Depuis lors, l'organe de régulation du pays, l'Instituto Nacional do Petroleo (INP) anime avec le ministère des Ressources minérales une *task force* dont le but est de préciser le cadre légal de la politique de contenu local. Ce groupe est épaulé par un certain nombre de conseillers financés par la Banque mondiale, notamment des spécialistes du Tony Blair Institute for Global Change (Gustavo Santos) et un ancien ministre de l'Énergie de Trinidad et Tobago, Eric Williams¹⁹. Comme cela a été montré dans une précédente note, le parti au pouvoir depuis l'indépendance, le Frelimo, n'est pas un modèle de bonne gouvernance et de bonnes pratiques du secteur²⁰. Le principal projet de gaz de Total (12,9 millions de tonnes) est en suspens pour des raisons sécuritaires, et fin avril 2021, la *major* a déclaré la force majeure, en retirant ses personnels du site d'Afungi.

18. Africa Energy Intelligence, « Sénégal : Macky Sall et Petrosen dans l'enfer des décrets sur le local content », 4 février 2020.

19. Africa Intelligence, « Mozambique : Qui sont les trois chevaliers du local content si redoutés de Total, ENI et ExxonMobil ? », 10 février 2021.

20. B. Augé, « Mozambique : les défis sécuritaires, politiques et géopolitiques du boom gazier », *Études de l'Ifri*, Ifri, août 2020.

Les pays pétroliers du golfe de Guinée en retard sur la diversification économique

Cette analyse ne traite pas de tous les pays producteurs d'Afrique subsaharienne et privilégie les cinq plus importantes économies pétrolières en dehors du Maghreb, à savoir le Nigeria, l'Angola, le Gabon, la Guinée équatoriale et la République du Congo. Le trait commun de ces pays est que la diversification y a à peine commencée, certains dirigeants ayant pris l'habitude de s'accommoder de revenus plus faibles dans les années de crise. Cela est d'autant plus vrai que les services offerts à la population sont, à l'exception du Gabon, relativement faibles et que des revenus pétroliers en baisse n'entraînent pas de ruptures visibles. La Côte d'Ivoire, le Cameroun et la RDC, tous producteurs mais de faibles volumes, ou le Ghana, n'entrent pas en compte dans cette analyse.

La période post-Covid-19 risque d'être encore plus volatile pour les pays producteurs quasi-entièrement dépendants pour leur fonctionnement des revenus pétroliers, rendant la question de la diversification inéluctable alors que jusqu'à présent, les discours en ce sens avaient été rapidement oubliés dès lors que les prix avaient remonté. La réduction des investissements pétroliers dans le monde, la transformation des *majors* pétrolières occidentales, combinés à des coûts de production par baril élevés dans le golfe de Guinée, font craindre une chute régulière des revenus générés par la vente des hydrocarbures dans cette région. Cette diversification si souvent mentionnée et si peu mise en œuvre, peut être accélérée par les investissements directs privés et étrangers (IDE) dans les secteurs non pétroliers mais doit également s'accompagner de politiques volontaristes de l'État en termes de construction d'infrastructures et d'amélioration du climat des affaires.

Le classement « Doing business » de la Banque mondiale permet chaque année d'appréhender la perception de l'environnement des affaires (corruption, racket fiscal²¹, temps passé dans les

21. Nombre de pays pétroliers du golfe de Guinée utilisent périodiquement les contrôles fiscaux pour remplir les caisses du Trésor en période de crise des prix du brut. Ce phénomène contribue à diminuer les investissements des compagnies déjà en place et à faire fuir les éventuelles nouvelles sociétés pourtant intéressées par la géologie.

administrations pour obtenir des documents officiels, infrastructures en place permettant de transporter ses produits aux clients ou fournisseurs etc.). Le classement 2020 – le dernier disponible – démontre combien les pays pétroliers africains partent avec d'importants handicaps. Le Nigeria est classé 130^e sur 190, le Gabon 169^e, l'Angola 177^e, la Guinée équatoriale 178^e et le Congo 180^e. Quant au Tchad qui n'est pas situé dans le golfe de Guinée mais qui produit depuis 2003 du pétrole, il pointe à la 182^e place. Les pays non pétroliers d'Afrique sont pour la plupart sensiblement mieux positionnés pour le climat des affaires (Rwanda est le 38^e, le Maroc 53^e, le Kenya 56^e, l'Afrique du Sud 84^e²²), de même que les États dont le pétrole n'est qu'une composante parmi d'autres de l'économie comme le Ghana (118^e) et la Côte d'Ivoire (110^e). Si le Nigeria est encouragé dans le rapport pour ses réformes récentes visant à favoriser son attractivité, le Gabon a également fait des progrès avec la création d'un guichet unique pour la création d'entreprises, des obtentions plus rapides de permis de construire et un accès plus simple au crédit. De même pour le Congo, l'accès au crédit a été facilité via des partenariats avec la Communauté économique et monétaire de l'Afrique centrale (CEMAC). Pour la Guinée équatoriale, certaines améliorations ont aussi été notables selon la Banque mondiale au sujet de la baisse des coûts d'enregistrement des sociétés et un meilleur accès au crédit dans le même cadre CEMAC. Cependant, les efforts louables en vue d'attirer les capitaux étrangers et faciliter le climat des affaires restent très insuffisants dans ces pays pétroliers. D'autant plus que la quasi-totalité des IDE se concentrent encore actuellement dans le secteur pétrolier.

Parmi les cinq pays du golfe de Guinée étudiés, le Gabon a le mieux compris l'urgence de se diversifier. La raison de cette prise de conscience est que le niveau d'État providence est bien plus élevé au Gabon que dans les autres pays où les services de base sont quasi inexistants. Le Gabon a mis en place un Plan Stratégique Gabon Émergent (PSGE) dès 2011 en vue de permettre d'ici à 2025 à son économie de devenir « émergente » : concept flou mais chiffré dans le document de présentation. Ce plan repose sur plusieurs piliers : « le Gabon industriel, développant les capacités industrielles notamment dans les secteurs des hydrocarbures, des produits miniers et de la métallurgie ; le Gabon Vert, renforçant les secteurs du bois, de l'agriculture, de l'élevage et de la pêche ; et le Gabon des Services, favorisant le tourisme et les services financiers²³ ». Une Zone Économique Spéciale – à faible taxe – a également été inaugurée à

22. Banque mondiale, « Ease of Doing Business 2020: Comparing Business, Regulation in 190 Economies », 2020.

23. Banque africaine de développement, « Gabon - Appui à la diversification de l'économie gabonaise (PADEG) - Rapport d'évaluation », 16 août 2018.

Nkok. D'autre part, les projets agricoles ont été accompagnés avec notamment la montée en puissance du géant singapourien Olam qui emploie aujourd'hui quelque 15 000 personnes, soit davantage que dans tout le secteur pétrolier gabonais²⁴. Si certains objectifs du plan ne seront pas atteints en 2025, le Gabon est un producteur qui s'est donné les moyens pour réussir une transition que la plupart des autres pays de la région n'ont pas engagée.

Le rôle des revenus pétroliers dans le fonctionnement des administrations africaines

Les pays pétroliers du golfe de Guinée ne sont pas parfaitement comparables, la manne pétrolière ne sert pas aux mêmes objectifs et surtout cette dernière n'est pas ressentie de la même manière en fonction de la taille de la population et du niveau d'État providence proposé. Ce concept signifie « l'implication du pouvoir dans les domaines sociaux et économiques en vue d'assurer des prestations aux citoyens ». L'Agence américaine de l'énergie (EIA) a estimé en 2019 les revenus issus de l'exportation en hydrocarbures pour les membres de l'OPEP²⁵. Pour l'Afrique, dont proviennent la moitié des membres de l'organisation de Vienne, les revenus sont partagés ainsi : 37 milliards de dollars américains (Mds USD) pour le Nigeria, 33 milliards de \$ pour l'Angola, 7 Mds USD pour le Congo et 4 milliards de \$ pour le Gabon et la Guinée équatoriale. Si les montants par pays ne sont pas encore connus pour 2020, l'OPEP donne déjà un chiffre global qui démontre que les revenus totaux de ses quatorze membres ont brutalement chuté passant de 595 milliards de \$ en 2019 à 326 Mds USD en 2020. La manne pétrolière par habitant est également pertinente à comparer pour 2019 : si elle était de 2 839 USD par habitant en Guinée équatoriale en 2019 (la Libye étant la plus importante *per capita* avec 3 497 dollars par habitant), et de 1956 USD au Gabon, elle a chuté avec le Congo (1 293 USD), l'Angola (1 032 USD) puis le Nigeria (184 USD). Plus les populations sont nombreuses, plus les revenus sont dilués, le Nigeria compte 200 millions d'habitants (et détient le ratio le plus faible de revenu par habitant de toute l'OPEP, alors que la Guinée équatoriale atteint à peine un million d'habitants et le Gabon deux millions). En termes de PIB par habitant, le Nigeria pointe à la 176^e place mondiale, l'Angola à la 160^e place, le Congo est à la 187^e place, le Gabon à la 111^e place et la Guinée équatoriale à la 95^e²⁶. Les situations pétrolières sont

24. Contre 10 000 cinq ans auparavant.

25. U.S. Energy Information Administration, issus de « October 2020 Short-Term Energy Outlook », disponible sur : www.eia.gov.

26. The World Factbook, « Country Comparisons Real GDP per capita ».

hétérogènes lorsqu'on les ramène au nombre d'habitants mais le fonctionnement de tous ces États – administration et investissements publics – reste très dépendant des revenus pétroliers. De ce fait, chaque baisse des prix ou baisse de production, voire les deux pour le cas de la Guinée équatoriale ou du Gabon, conduit à une contraction du budget national. Le secteur des hydrocarbures fait fonctionner la machine étatique de ces pays mais il ne fait travailler qu'une infime minorité de leurs actifs.

On peut toutefois hiérarchiser la fragilité des pays pétroliers étudiés dans leur niveau de diversification. Le pétrole compte pour 9 % du PIB total du Nigeria (chiffre 2018 de la Banque mondiale²⁷), 49 % au Congo, 25 % en Guinée équatoriale et en Angola ainsi que 20 % au Gabon. Selon le rapport d'IHSMarkit²⁸ déjà cité, le pays du golfe de Guinée étant le plus dépendant des revenus pétroliers est la Guinée équatoriale avec plus de 60 % des revenus de l'État et 95 % des exportations, suivi avec la République du Congo avec respectivement 65 et 85 % puis cela chute avec le Gabon dépendant du pétrole pour ses revenus à 35 % mais 70 % de ses exportations. Enfin, le Cameroun ne dépend qu'à 15 % du pétrole pour ses revenus mais il représente tout de même 35 % de ses exportations.

Au Nigeria, une difficulté majeure tient au fait que toutes les administrations au niveau fédéral (Abuja) comme celle dans les 36 États fédérés dépendent quasi exclusivement des fonds du pétrole pour leur fonctionnement. En 2020, la pandémie du Covid-19 a fait baisser les dotations fédérales des neuf États pétroliers du pays, ce qui a été amplifié par la baisse concomitante des taxes provenant des sociétés pétrolières actives dans ces zones productrices. L'exemple de l'État de Rivers, qui est le plus riche du pays en termes de pétrole, en atteste : son budget rectificatif est passé en juin 2020 de 530 à 300 milliards de Nairas (de 1,1 milliard d'euros à 660 millions d'euros) soit une baisse de 40 %²⁹. Rivers est à l'image des huit autres États pétroliers du delta du Niger. L'État de Lagos, le plus riche du pays et le plus peuplé mais avec une économie pétrolière quasi inexistante, a aussi vu son budget 2020 diminuer de seulement 21 % par rapport à ce qui était prévu fin 2019. Le parlement de cet État a validé le 7 juillet 2020 le passage de celui-ci de 1,16 trillion de Nairas à 920,48 milliards de Nairas, soit 2 milliards d'euros. Si la situation du Nigeria sera difficile à gérer d'ici à 2030 avec des revenus qui vont probablement baisser du fait du sous-investissement chronique depuis deux décennies, le cas des autres pays va encore être plus compliqué du fait de l'importance du secteur pétrolier dans la

27. Disponible sur : <https://data.worldbank.org>.

28. *Ibid.*

29. « Rivers Assembly Approves N300bn Revised 2020 Budget », *The Sun*, 17 juin 2020.

production de richesse nationale. Le Congo sera certainement celui qui va souffrir le plus avec la moitié de son PIB constitué du secteur pétrolier.

Les économies plus diversifiées seront définitivement plus résilientes au choc pétrolier. Le Ghana a une rente pétrolière de 4,6 % rapportée à son PIB total et la Côte d'Ivoire de seulement 1 %. Quant à la République démocratique du Congo, elle ne dépasse pas les 0,6 %. La réelle difficulté des pays pétroliers du golfe de Guinée est de trouver les moyens, en dehors des revenus issus des hydrocarbures, de financer leur fonction publique et de mener des investissements ainsi que d'aider à orienter les fonds pétroliers vers d'autres secteurs permettant de se désintoxiquer de cette manne. Si une infime minorité de la main-d'œuvre travaille dans le secteur pétrolier, les pays pétroliers génèrent une très importante pauvreté car les produits agricoles et manufacturiers demeurent encore massivement importés grâce aux pétrodollars et les créations d'emploi sont chaque année plus faibles que le nombre de jeunes arrivant sur le marché du travail. Le Nigeria en est l'exemple le plus évident avec, comme en témoigne le tableau 1, 40 % de la population (83 millions de personnes) qui vivait avec moins d'1,9 USD par jour en 2019, soit avant la pandémie³⁰. Il est très probable que ce pourcentage dépasse aujourd'hui les 50 voire les 60 %. Pour le Congo, les derniers chiffres de la Banque mondiale datent de 2011 et font état de 40 % de personnes vivant en dessous du seuil de pauvreté. Le Gabon atteignait 33 % en 2017 mais ce pourcentage s'est accentué depuis lors et tournerait autour de 40 % de nos jours. Selon le FMI, l'Angola avait un taux de pauvreté de 52 % en 2018 avec une baisse de PIB par habitant de 23 % entre 2014 et 2020 et 7 % pour la seule année 2020. Quant à la Guinée équatoriale, les chiffres sont peu fiables et la Banque mondiale ne se risque pas au pronostic à ce sujet. Cette pauvreté ne touche pas que les pays pétroliers mais ils témoignent cependant bien combien les revenus du secteur des hydrocarbures n'ont pas été utilisés pour générer de la croissance dans les autres secteurs.

Autre élément à prendre en compte, le coût de la fonction publique qui empêche certains pays de dégager des marges de manœuvre budgétaires significatives pour les investissements susceptibles d'accélérer la diversification. C'est par exemple le cas du Gabon. Aujourd'hui encore, pour 2,1 millions d'habitants, on dénombre un peu plus de 100 000 fonctionnaires. Le ratio de 55 agents publics pour 1 000 habitants est un des plus élevés en Afrique. Le Cameroun voisin atteint à peine un ratio de 13/1 000 alors que

30. Selon le National Bureau of Statistics (NBS) cité par la Banque mondiale, BRIEF « Nigeria Releases New Report on Poverty and Inequality in Country », 28 mai 2020.

l'administration de ce pays de 23 millions d'habitants est loin d'être famélique. L'ancien président gabonais Omar Bongo (1967-2008) a pu se permettre ce système grâce à des fonds quasi illimités depuis les années 1970 après le premier choc pétrolier d'octobre à décembre 1973 conduisant au quadruplement des cours du brut en l'espace de trois mois. Cette phase a coïncidé avec l'accroissement de la production passé de 126 000 b/j en 1972 à 226 000 b/j en 1976. D'un PNB de 722 millions de dollars en 1973, celui-ci a grimpé à plus de trois milliards en 1976. Seulement, cette dynamique s'est brisée à partir de 1996 où le ratio population/nombre de barils a fortement diminué avec une baisse continue de la production et une augmentation rapide de la population. Le modèle gabonais doit donc évoluer vite sous peine de creuser l'endettement et/ou l'appauvrissement.

Les bailleurs de fonds ont du mal à imposer les réformes de structure

Les pays pétroliers du golfe de Guinée se sont endettés de manière croissante ces dernières années, et ce bien avant le début de la pandémie du Covid-19 qui n'a joué qu'un rôle d'accélérateur d'une tendance lourde de dépendance face aux besoins de financements intérieurs ou extérieurs. Le Nigeria est le seul dont l'endettement auprès des banques locales demeure encore soutenable avec 42 milliards de \$ (16,03 trillions de Nairas) au 31 décembre 2020 – il a cependant glissé de plusieurs milliards en l'espace de huit mois. Quant à l'endettement extérieur (notamment FMI), à la fin mars 2020, il était de 27 milliards de \$ alors qu'au 31 décembre de la même année, il est passé à 33 milliards de \$. La dette combinée – interne et externe – du Nigeria, est passée de 60 milliards de \$ avant la crise du Covid-19 à quelque 69 milliards de \$ en pleine épidémie (soit 35 % du PIB). Le président nigérian Muhammadu Buhari a ainsi privilégié l'endettement plutôt que des coupes budgétaires. Avec un baril estimé à 28 \$ dans le budget rectificatif, alors que l'année 2020 a finalement été au-delà de 40 \$, les finances du pays se sont cependant dégradées moins vite que prévu. Encore une fois, le Nigeria est de loin celui dans la région qui semble faire preuve de la plus grande résilience économique. *A contrario*, le FMI projette dans son dernier rapport sur l'Angola que la dette de ce pays a atteint 130 % du PIB fin 2020³¹ alors que celle du Congo était au même moment à 104,5 %. Une grande partie de l'endettement angolais est vis-à-vis de la Chine à qui il doit près de 20 Mds USD³², une partie écrasante est remboursée

31. Fonds monétaire international, « IMF Country Report Angola No. 21/17 », janvier 2021.

32. Reuters, « Angola Negotiates \$6.2 Billions Debt Relief from Creditors: IMF », 21 septembre 2020.

en brut – ce qui lui est très défavorable. Les renégociations de dettes avec Pékin sont très difficiles et nimbées de secret. La Guinée équatoriale est bien moins touchée avec 46,5 % d'endettement rapporté au PIB³³. Quant au Gabon, 2020 a été l'année du dépassement des 70 % du PIB³⁴.

Les bailleurs de fonds se sont largement mobilisés pour épauler les pays pétroliers du golfe de Guinée depuis l'avant-dernière chute des prix de 2014 à 2016. Pourtant rétif à toute demande de prêt au FMI sous la présidence de José Eduardo Dos Santos (1979-2017), l'Angola a diamétralement changé sa relation avec ce bailleur multilatéral lors de l'arrivée de João Lourenço en 2017. Un prêt de 3,7 Mds USD sur trois ans, conditionné à certaines réformes économiques, a ainsi été consenti en décembre 2018. Il faut dire que les prévisions du gouvernement angolais dans son budget 2021 sont particulièrement mauvaises avec une contraction du secteur pétrolier de 6,2 % en 2021 et les secteurs non pétroliers en croissance de seulement 2 % (énergie, mines et agriculture) et une production estimée d'1,22 million de barils par jour. Les deux axes prioritaires de réforme du FMI sont la mise en place d'une taxe sur la valeur ajoutée et une plus large fiscalité sur les secteurs non-pétrole qui sont effectivement en croissance dans les projections 2021³⁵. Le Nigeria a également eu recours en avril 2018 au FMI pour un prêt record de 3,4 Mds USD³⁶. En février 2021, le FMI se félicite de l'arrêt des subventions sur l'essence qui coûtait plusieurs milliards d'USD par an lors des années de Goodluck Jonathan (2010-2015) ainsi que des tarifs de l'électricité qui reflètent davantage le marché. Le FMI met cependant en garde contre les mesures trop faibles en direction des citoyens les plus fragiles. En termes de diversification, le FMI est plutôt inquiet pour le Nigeria. La productivité des Nigériens stagne. Quant aux mesures protectionnistes mises en place par le gouvernement de Muhammadu Buhari depuis 2015, elles semblent avoir seulement profité à un nombre restreint de milliardaires. Le FMI critique la fermeture du marché nigérian en donnant des exemples d'économies autrefois très dépendantes des matières premières comme la Malaisie et l'Indonésie qui, après plusieurs années de production en baisse alliées avec des prix du brut en berne, ont effectivement fermé les frontières avant de décider de libéraliser les marchés et ouvrir les frontières afin de favoriser la concurrence³⁷.

33. Société générale, « Country Risk of Equatorial Guinea : Economy ».

34. Ecofin, « Avec une dette supérieure à 70 % du PIB, le Gabon va devoir reprofiler ses emprunts sur le marché international », 7 janvier 2021.

35. DG Trésor, « Angola : un budget 2021 austère et contraint par l'endettement », 30 novembre 2020.

36. Fonds monétaire international, « IMF Executive Board Approves US\$ 3.4 Billion in Emergency Support to Nigeria to address the COVID-19 Pandemic », 28 avril 2020.

37. Fonds monétaire international, « IMF Country Report No. 21/33 », février 2021.

Le FMI a également prêté entre 2020 et 2021 quelque 299 millions de dollars américains (Mio. USD) au Gabon au titre de l'aide Covid-19 (IMF Rapid Credit Facility). Après de longs mois de négociation, le FMI a aussi accepté de verser au Congo 448 Mio. USD en juillet 2019³⁸. La particularité du Congo est qu'il est fortement endetté auprès de la Chine - tout comme l'Angola - et le FMI ne voulait pas signer une nouvelle facilité de crédit tant que Pékin n'avait pas restructuré sa dette - quelque 2 Mds USD - vis-à-vis de Brazzaville. Le bailleur voulait aussi qu'une renégociation soit ouverte avec les traders de pétrole comme Trafigura qui avait consenti de nombreux préfinancements au Congo. Depuis juillet 2019, le FMI, mécontent de la lenteur de mise en place des réformes a retardé les paiements des différentes tranches, notamment en décembre 2019³⁹.

Du fait de la pandémie de Covid-19, les bailleurs traditionnels ont consenti, via le club de Paris ou le G20 (dont la Chine est membre), à d'importants efforts pour permettre à certains pays les plus endettés d'obtenir des années de grâce - sans remboursement - voire des annulations partielles des créances⁴⁰. Les conditionnalités ont été plutôt faibles et sans rapport avec une quelconque obligation de diversification des économies. Une bonne partie des pays pétroliers africains en ont bénéficié : Congo, Angola, Cameroun, Tchad, RDC, Côte d'Ivoire. Seuls le Ghana et le Nigeria ne l'ont pas actionné. Quant au Gabon et à la Guinée équatoriale, ils n'étaient pas éligibles⁴¹. Certains pays éligibles se sont pourtant méfiés de cette offre, de peur que les instituts de notation (Moody's etc.) abaissent le niveau de confiance quant aux garanties de remboursement des dettes. Cette situation rendrait mécaniquement difficile de nouveaux emprunts et le lancement d'Eurobonds se ferait par exemple à des taux moins favorables. Moody's a déjà menacé d'abaisser la note du Sénégal, du Cameroun, de l'Éthiopie et de la Côte d'Ivoire, ayant tous accepté l'offre du G20⁴². Ainsi, les pays pétroliers africains très endettés, soit la quasi-totalité en dehors du Nigeria et du Gabon, n'ont d'autres choix que de se réformer vite et de se diversifier sous peine de s'appauvrir.

38. « Le FMI accepte d'accorder un nouveau prêt au Congo-Brazzaville », *Le Monde*, 12 juillet 2019.

39. « Report du prêt du FMI au Congo-B. : une décision prévisible ? », RFI, 14 décembre 2019.

40. Les renégociations de ces prêts deviennent de plus en plus difficiles car les prêts bilatéraux sont peu à peu remplacés par des eurobonds. Voir à ce sujet A. Atman, « L'enjeu des dettes publiques en Afrique, Une cristallisation des nouveaux, rapports de force internationaux », *L'Afrique en questions*, Ifri, 18 novembre 2020.

41. Liste à jour de la Banque mondiale des pays ayant bénéficié de report de remboursement de dettes disponible sur : www.worldbank.org.

42. « Why African Countries Are Reluctant to Take Up COVID-19 Debt Relief », *The Conversation*, 28 juillet 2020.

La stabilité politique des pays pétroliers de la région : quelles perspectives ?

Cette section se penche sur les conséquences politiques immédiates de cette pandémie et au-delà, sur celles qui pourraient se produire graduellement d'ici à 2030.

Si des programmes de diversification économiques ne sont pas mis en œuvre, certains pays risquent de faire basculer leur population dans une précarité de plus en plus importante car la manne pétrolière en baisse aura un impact sur les transferts sociaux. On pense ici davantage à des pays comme le Gabon où un certain État providence existe (voir tableau 2 ci-dessous notamment au sujet du budget dédié à la santé) contrairement au Congo, Nigeria, Angola et Guinée équatoriale où les services mis à la disposition de la population restent très embryonnaires. Cet état de fait peut s'expliquer notamment par des situations de longue guerre civile pendant lesquelles d'autres dépenses étatiques comme celles de la défense sont privilégiées. Juste avant la fin de la guerre civile angolaise et la mort du leader de l'opposition Jonas Savimbi (chef de l'UNITA) en 2002, certaines années les budgets militaires correspondaient à plus d'un quart des dépenses totales de l'État. Si ce pourcentage a beaucoup baissé depuis la fin de la guerre, il reste toutefois très élevé en moyenne : 8,9 % en 2019. À titre comparatif, la France se situe à 3,3 %⁴³. De même pour le Nigeria où les coups d'État se sont multipliés après la guerre civile du Biafra (1967-1970) et des projets gigantesques (construction de la nouvelle capitale fédérale Abuja dans les années 1980 et 1990) combinés à une corruption très forte ont englouti les dizaines de milliards de revenus accumulés des deux chocs pétroliers de 1973 et 1979 au détriment des transferts sociaux ou des investissements en infrastructures. Une distinction est également à opérer entre les pays pétroliers sur-administrés mais inefficaces comme le Gabon ou encore le Nigeria où le coût de l'administration est très important du fait des multiples strates de

43. Les pourcentages proviennent du Stockholm International Peace Research Institute (SIPRI) et sa base de données, disponible sur : www.sipri.org.

gouvernance (36 États fédérés puis 774 gouvernements locaux) mais où seulement 8,6 % des personnes en âge de travailler sont fonctionnaires⁴⁴. Par comparaison, la Cameroun atteint 9,8 %, bien moins que certains pays africains plus étatistes et non pétroliers comme l'Éthiopie avec 29,5 %. Ainsi, en dehors du Gabon qui a massifié sa fonction publique pour des raisons politiques de clientèle captive pour la dynastie Bongo au pouvoir depuis 1967, les autres pays pétroliers africains n'ont guère fait grandir leur fonction publique. Ainsi, la baisse des revenus devrait être dure pour la fonction publique gabonaise mais plus indolore pour celles des pays pétroliers déjà sous-administrés du golfe de Guinée.

Tableau 2 : Poids des différents postes budgétaires dans les pays pétroliers

	Dépenses de santé (2000-2018) en % du budget total	Dépenses de défense (2000-2018) en % du budget total	Dépenses d'éducation (2002-2018) en % du budget total	Pourcentage de fonctionnaires par rapport au total des actifs (2019)
Nigeria	2,3 % ; 4,4 %	2,2 % ; 3,6 %	9,8 % (2012) ; 7 % (2018)	8,6 %
Angola	2,7 % ; 5,4 %	27 % (1999) ; 8,8 %	8,68 (2012)	Pas de donnée
Guinée équatoriale	1,4 % ; 3,2 %	- 1 % - 5,9 %	Pas de donnée	Pas de donnée
Congo	2,2 % ; 3,4 %	6 % ; 11 %	9 % ; 15,5 %	Pas de donnée
Gabon	5,2 % ; 9,4 %	8,3 % ; 9 %	17 % ; 11,2 % (2014)	106 990 en 2021 sur 557 000 (20 %)
Cameroun	4,4 % ; 1,1 %	8 % ; 5,99 %	15,7 % ; 16,8 %	9,8 % (2014)

Source : Banque mondiale, Statista, Education Statistics.

Sur le plus long terme, la question est de savoir si la baisse des revenus pétroliers peut avoir un impact sur les systèmes politiques en

44. Chiffre de 2019 de l'Organisation internationale du travail, disponible sur : <https://en.wikipedia.org>.

place. La dernière élection au Congo le 23 mars 2021, où le président sortant Denis Sassou N'guesso a été reconduit avec 88 % des voix, montre bien combien, même en période de crise économique extrême du fait de la réduction des revenus, les régimes en place (depuis 1979 avec un intermède de 1992 à 1997 pour le dirigeant congolais) font preuve d'une grande résilience grâce à la faiblesse structurelle des contre-pouvoirs (partis d'opposition, ONG, presse etc.) et la mise en place de mécanisme de répressions particulièrement efficaces. Au Gabon, Ali Bongo a succédé à son père lors de son décès en 2009, les dernières élections de 2016 se sont relativement mal passées (27 morts) car les partisans de l'opposant Jean Ping contestaient avec pugnacité les résultats de l'élection. Les prochaines élections de 2023 pourraient être particulièrement tendues en cas de tentative de troisième mandat du sortant ou d'une nouvelle succession familiale avec le fils aîné du président Nouredin Bongo, coordinateur de la présidence depuis 2019. En Guinée équatoriale, le système est verrouillé depuis l'indépendance en 1968 par la famille Obiang. L'actuel président Teodoro Obiang Nguema, en place depuis 1979, prépare activement son fils aîné et actuel vice-président Teodorin Obiang Nguema en vue de lui succéder, lors des élections de 2023 ou lors des suivantes. Le système équatoguinéen est semblable à une monarchie totalitaire et les opposants sont soit exilés en Espagne ou phagocytés par le pouvoir via l'obtention de certains postes⁴⁵. Quant au Nigeria, le plus démocratique des pays pétroliers historiques de la région⁴⁶, la crise économique touche la population mais les prochaines élections de 2023, lors desquelles le sortant Muhammadu Buhari ne pourra pas se représenter, restent largement ouvertes. La baisse des revenus du pétrole ne devrait pas avoir d'effets politiques significatifs. Les zones d'insécurité ne cessent de s'étendre (nord-est avec Boko Haram, nord-ouest avec le banditisme et les enlèvements et enfin *middle belt* pour les problématiques entre éleveurs et agriculteurs) mais cela n'a pas de lien direct avec la baisse des revenus pétroliers. Ces phénomènes sont bien davantage la résultante de mauvaises gouvernances locales couplées aux conséquences du réchauffement climatique et la raréfaction des terres arables au nord. En Angola, la situation économique est tellement profonde que les élections de 2022 seront difficiles pour le président sortant João Lourenço. Cependant, le contrôle du MPLA sur le pays demeure total.

45. Cas de Mocache Mehenga, le président de l'Unión de Centro Derecha (UCD), arrivé deuxième lors des élections de 2016 qui est désormais dans l'orbite présidentielle. Source : Africa Intelligence, « Guinée équatoriale : Comment les opposants se sont retrouvés piégés dans les guerres familiales des Obiang », 25 janvier 2021.

46. Nous ne mésestimons pas ici les limites de la démocratie nigériane avec des pourcentages d'absentions abyssaux et des élections souvent marquées de violence voire de bourrages d'urnes. Voir B. Augé, « Muhammadu Buhari face à Atiku Abubakar. Un duel au sommet pour la présidence du Nigeria », *L'Afrique en questions*, n° 45, Ifri, 20 décembre 2018.

L'administration ne fonctionne qu'avec des membres du parti et les éventuelles manifestations sont réprimées vivement par l'armée et la police⁴⁷. De plus, la population reste marquée par une longue guerre civile de 27 ans. Quant aux nouveaux pays producteurs comme le Ghana, son système étant déjà démocratique depuis 1992, soit bien avant la mise en production des importants gisements comme Jubilee en 2010, le secteur hydrocarbures n'a pas déstructuré un système aux multiples contre-pouvoirs favorisés par les alternances. La situation du Sénégal ne devrait pas considérablement évoluer avec l'arrivée d'une manne liée aux hydrocarbures d'ici les cinq prochaines années. Les conséquences néfastes sur le système politique devraient être mineures du fait de la présence, comme au Ghana, de multiples contre-pouvoirs.

En résumé, il n'y a pas de type de fonctionnement politique propre aux États pétroliers. Cependant, l'arrivée d'une manne pétrolière dans des États déjà autoritaires aurait plutôt tendance à les renforcer (Tchad, Mozambique et Ouganda demain) via des budgets sécurité très élevés leur permettant de se maintenir aux affaires. *A contrario*, lorsqu'un système fonctionnant avec de multiples contre-pouvoirs forts est déjà en place avant que les fonds pétroliers ne viennent modifier en profondeur l'économie, il est plutôt rare que les codes politiques changent radicalement (Ghana et dans les prochaines années Sénégal).

47. « En Angola, des forces de l'ordre toujours aussi violentes », *La Croix*, 10 février 2021.

Conclusion

Il est toujours risqué de faire des prévisions à dix ans. Quoiqu'il adienne, les pays du golfe de Guinée seront soumis à des bouleversements profonds résultant de la diminution des revenus pétroliers, ponctuellement à nouveau en hausse avec un retour des cours élevés depuis quelques mois, alors même que cette zone représente la quasi-totalité du débit du continent depuis les indépendances. Le Gabon, la Guinée équatoriale, l'Angola, le Cameroun et la Côte d'Ivoire n'ont pas fait de découvertes significatives depuis plus d'une décennie et vont devoir se contenter d'expédients pour freiner la baisse de leur production en développant des petits gisements ou améliorant les techniques de récupération des gisements déjà actifs. Le Nigeria peut encore se prévaloir de réserves significatives – 37 milliards de barils – mais sa gouvernance (corruption, sécurité) très chaotique et son coût par baril pourraient ne pas faciliter les investissements géants nécessaires. Ces dernières années, les *majors* ont commencé à céder de nombreux blocs au Nigeria, Gabon, Congo et Guinée équatoriale. L'Angola devrait être le prochain sur la liste avec BP qui pourrait bientôt réduire son empreinte.

Certains pays tentent clairement de trouver les parades fiscales pour faciliter les investissements mais cela ne contribuera qu'à retarder la fin d'un modèle débuté il y a six décennies pour les plus anciens acteurs de la région. Le choix pour ces États peut se résumer simplement : la diversification économique à marche forcée ou l'appauvrissement régulier mais continu de l'administration s'accompagnant d'un déclassé certain d'une grande partie de la population vivant directement ou indirectement de l'État. La trajectoire de la Guinée équatoriale est singulière. Arrivée il y a « seulement » 30 ans dans le club des producteurs, elle comptait à l'époque parmi les pays les plus pauvres du continent. Il y a encore dix ans, elle était par habitant le pays le plus riche d'Afrique mais sa richesse par habitant dégringole très rapidement avec un PIB divisé par deux en seulement cinq ans. De plus, le pays ne consent aucun effort pour faciliter son attractivité. Est-ce à dire que son régime politique va évoluer ? Rien n'est moins sûr. Même avec des revenus beaucoup plus faibles, les États répressifs et non redistributifs restent particulièrement résilients dans leur fonctionnement. Cela est cependant beaucoup moins vrai pour les États qui ont mis en place un

embryon de services publics ou d'avantages en nature comme les subventions. La mise à mal de ces avantages est de nature à déstabiliser les pouvoirs en place car il est plus difficile de voir disparaître des avantages (Gabon) que de ne jamais avoir bénéficié du moindre avantage (Congo, Guinée équatoriale, Angola, Nigeria) et voir sa situation se dégrader. En termes de démocratisation, il est important de souligner que la zone Afrique de l'Ouest n'a quasiment plus de dynasties au pouvoir (en dehors du Togo) et qu'aucun pays producteur de cette région n'échappe à la démocratisation, même imparfaite. En revanche, l'Afrique centrale est une région où la totalité des pays producteurs demeurent dans des logiques de transmission du pouvoir (Guinée équatoriale, Gabon et depuis quelques jours au Tchad, avec l'arrivée de Mahamat Idriss Déby à la mort de son père Idriss Déby Itno le 19 avril 2021) ou à la tête desquelles les régimes en place contrôlent l'espace politique sans partage depuis plusieurs décennies (Congo, Cameroun, Tchad et Angola avec une transition en 2017 au sein du même parti MPLA).



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org