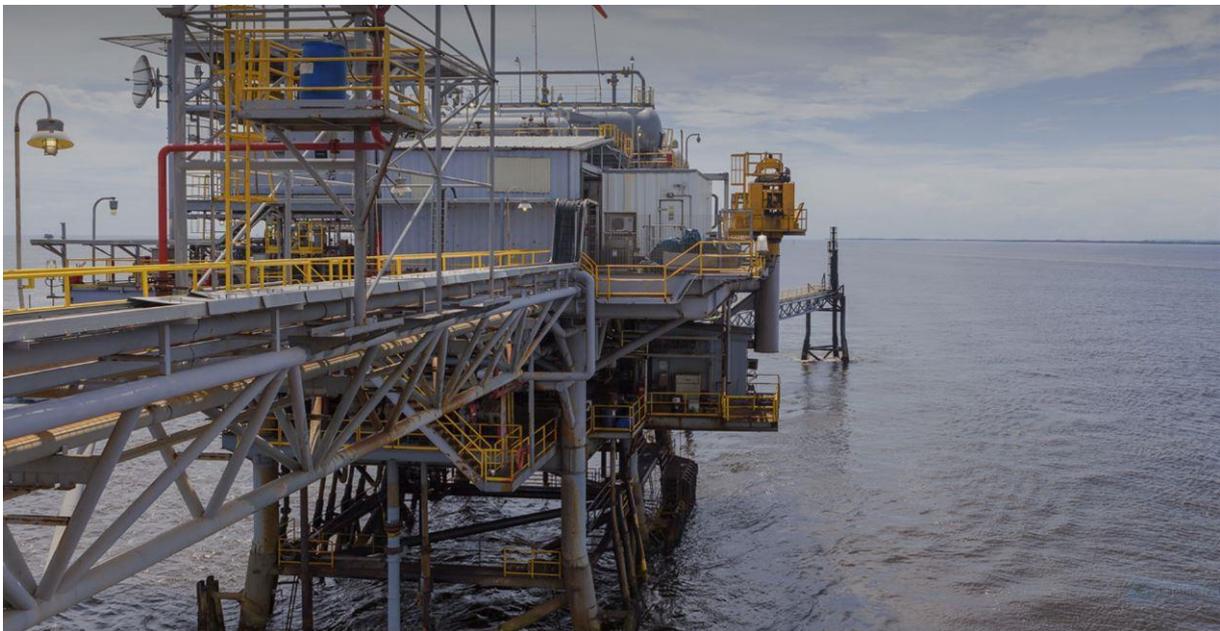




**BUREAU DE FORMATION ET DE RECHERCHES
POUR UN DEVELOPPEMENT INTEGRAL,
*BUFORDI***

FAISONS DU PRESENT LE MIEUX, LES RESSOURCES NATURELLES SONT EPUISABLES



ANALYSE DES OBLIGATIONS FISCALES ET PARAFISCALES DU PROJET PETROLIER PERENCO REP



« Ce rapport est rendu possible par le soutien généreux du peuple américain à travers l'US Agency for International Development (USAID) et le Department of State des Etats Unis d'Amérique, en collaboration avec le Centre Carter.
Le contenu de ce rapport ne reflète pas forcément les avis du Centre Carter ni du Gouvernement Américain »

MAI 2018.

Référence : Symphonie des ARTS
Tél. : +243998169708_+243812391509

E-mail: bufordiformation@gmail.com
ngutubob@gmail.com

TABLE DES MATIERES

| | |
|---|----|
| SIGLES ET ABREVIATIONS | 4 |
| REMERCIEMENTS | 6 |
| RESUME EXECUTIF..... | 7 |
| RECOMMANDATIONS..... | 9 |
| I. INTRODUCTION | 12 |
| 1.1. Choix de l'étude du projet | 13 |
| 1.2. Objectif de l'étude | 13 |
| 1.3. Méthodologie de travail | 14 |
| 1. L'étude documentaire :..... | 14 |
| 2. Les contacts et échanges avec différentes instances : | 14 |
| 3. La délimitation de la recherche : | 15 |
| II. DESCRIPTION DE L'EXPLOITATION OFFSHORE | 16 |
| 2.1. Localisation de l'exploitation | 16 |
| 2.2. Présentation du territoire de Muanda | 16 |
| 2.3. Historique et description de l'exploitation offshore | 17 |
| 2.3.1. Historique de l'exploitation offshore | 17 |
| 2.3.2. De l'octroi du permis d'exploitation pétrolière en offshore | 19 |
| 2.3.3. Réserves, productions et exportations | 20 |
| III. Aperçu théorique sur les contrats pétroliers en RDC | 21 |
| 3.1. Contrat de partage de production et le contrat de service | 22 |
| 3.2. Contrat d'association | 23 |
| 3.3. Convention de concession | 23 |
| IV. Analyse de la Convention pétrolière Offshore | 24 |
| 4.1. Au niveau du régime fiscal et douanier | 24 |
| 4.2. S'agissant de l'apport de l'Etat dans l'association pour induire le développement | 25 |

| | |
|---|------------------------------|
| 4.3. Acteurs directs et indirects du projet pétrolier PERENCO enOff-shore | 26 |
| V. REGIME FISCAL APPLIQUABLE A L'EXPLOITATION PETROLIERE EN OFFSHORE | 27 |
| 5.2. Obligations fiscales et parafiscales applicables au Projet PERENCO analysées | 29 |
| VI. ESTIMATIONS DES FLUX FISCAUX ET PARAFISCAUX DE LA CONCESSION OFFSHORE ... | 31 |
| 6.1. Taxe de statistique..... | 32 |
| 1. Estimation de la taxe de statistique | 32 |
| 2. Vérifications | 34 |
| 3. Interprétation | Error! Bookmark not defined. |
| 6. 2. Interventions sociales au profit des populations locales | 35 |
| 1. Estimations des interventions sociales au profit des populations locales | 35 |
| 2. Vérifications | 36 |
| 3. Interprétation | 36 |
| 1. Estimations de la contribution à la formation des cadres | 37 |
| 2. Vérifications | 37 |
| 3. Interprétation | 38 |
| 6.4. La marge distribuable ETAT (Profit-Oil Etat Puissance Publique)..... | 39 |
| 1. Estimation de la marge distribuable ETAT (Profit-Oil Etat Puissance Publique). | 39 |
| 2. Vérifications | 40 |
| 3. Interprétation | 40 |
| 6.5. La participation Etat ou Dividende (Profit-Oil Etat associé) | 40 |
| 1. Estimations de la Participation Etat | 41 |
| 2. Vérifications | 41 |
| 3. Interprétation | 42 |
| 6.6. L'Impôt sur les Bénéfices et Profits | 42 |
| 1. Estimations de l'impôt sur les bénéfices et profits (IBP)..... | 43 |
| 2. Vérifications | 43 |
| 3. Interprétation | 43 |

| | |
|--|----|
| VII. CONSTATS | 45 |
| 7.1. <i>Constats en rapport avec la taxe de statistique</i> | 45 |
| 7.2. <i>Constats relatifs aux interventions sociales au profit des communautés locales</i> | 46 |
| 7.3. <i>Constats concernant la contribution à la formation des cadres Congolais</i> | 48 |
| 7.4. <i>Constats par rapport à la marge distribuable ETAT</i> | 49 |
| <i>(Profit-Oil Etat Puissance Publique)</i> | 49 |
| 7.5. <i>Constats relatifs à la participation Etat (Profit-Oil Etat associé)</i> | 50 |
| 7.6. <i>Constats concernant l'Impôt sur les Bénéfices et Profits</i> | 51 |
| VIII. CONCLUSION | 52 |
| IX. BIBLIOGRAPHIE | 55 |

SIGLES ET ABBREVIATIONS

| | |
|----------|--|
| APPA | : Association des Pays Producteurs de Pétrole Africains |
| BUFORDI | : Bureau de Formation et de Recherches pour un Développement Intégral |
| CA | : chiffre d'affaires |
| CFC | : Contribution à la Formation des Cadres |
| CPP | : Contrat de Partage de Production |
| COCODEM | : Comité de Concertation et de Développement de Muanda |
| CONGOCO | : Congo Gulf Oil Company |
| CONGULF | : Congo Gulf Oil Company |
| DGI | : Direction Générale des Impôts |
| DGRAD | : Direction Générale des Recettes Administratives, Judiciaires, Domaniales et de Participation |
| DO | : Dépenses Opérationnelles |
| DR CONGO | : Democratic Republic of the Congo (République Démocratique du Congo) |
| FOB | : Free On Board |
| IBP | : Impôt sur les Bénéfices et Profits |
| ISPL | : interventions sociales au profit des populations locales |
| ITIE-RDC | : Initiative pour la Transparence des Industries Extractives en République Démocratique du Congo |
| JAPEZA | : Japanese Petroleum Zaïre |
| MDE | : Marge Distribuible Etat |
| MIOC | : Muanda International Oil Company |
| OCC | : Office Congolais de Contrôle |
| OGEFREM | : Office de Gestion du Fret Multimodal |
| PE | : Participation Etat |

| | |
|-------------|---|
| PERENCO REP | : Perenco Recherche et Exploitation Pétrolière |
| RDC | : République Démocratique du Congo |
| SGH/DPR | : Secrétariat Général aux Hydrocarbures / Direction |
| SOLICO | : Société du Littoral Congolais |
| SOLIZA | : Société du Littoral Zaïrois |
| SONAHYDROC | : Société Nationale des Hydrocarbures |
| TS | : Taxe de statistique |
| UNOCAL | : Union Oil of California |
| USD | : Dollars Américains |

REMERCIEMENTS

Le Bureau de Formation et de Recherches pour un Développement Intégral, BUFORDI, remercie vivement les Chercheurs -Bob NGUTU MUHEMA, Coordonnateur du BUFORDI, Josué IFULU MITWANA, Joé KABONGO MUTOMBO, Emmanuel NDEKE ainsi que Marie-Noëlle YOELA BOSOLO- qui ont concouru à la mise en œuvre du Projet d'analyse des obligations fiscales et parafiscales de l'entreprise PERENCO, essentiellement pour leur participation aux 8 modules de formation facilités par le Centre Carter et leur contribution à la collecte des données ainsi qu'à la rédaction du présent rapport.

Nos remerciements s'adressent également aux représentants des organisations de la société civile membres des taskforces du BUFORDI, en l'occurrence, Yolande BALA BEBA, Valence KAMBAMBA, Joseph NDJIBU, Didier DITU, Léon KEKYA et Héritier MOBAYA, tant pour leur participation aux modules de formation que leurs contributions respectives aux ateliers de validation de ce rapport.

Par ailleurs, le BUFORDI exprime sa reconnaissance au Fiscal Transparency Innovation Fund pour son appui financier et au Programme Gouvernance Industries Extractives du Centre Carter en général, pour son appui technique, singulièrement à la Section Fiscalité des Industries Extractives et ITIE, pour la facilitation de modules de formation et l'appui à la finalisation du rapport. Nous pensons particulièrement à Erick KENNES, Baby MATABISHI, Fridolin KIMONGE, Emmanuel UMPULA, Boniface UMPULA et Ismaël TUTU.

Le BUFORDI apprécie enfin la collaboration des différents services de l'Etat, de l'Entreprise PERENCO ainsi que de toutes les personnes qui auront contribué de près ou de loin à la réussite de la présente étude.

BUFORDI

RESUME EXECUTIF

Le Bureau de Formation et de Recherche pour le Développement Intégral, BUFORDI en sigle, avec l'appui technique et financier du Centre Carter, a réalisé une analyse fiscale durant 14 mois, soit de janvier 2017 à avril 2018. Cette analyse fiscale s'est axée sur le paiement de quelques flux des revenus fiscaux et parafiscaux applicables à l'exploitation pétrolière en offshore qui est l'un des projets pétroliers de PERENCO sur le littoral atlantique de la RDC.

Au terme de cette étude, les constats suivants ont été relevés :

S'agissant de la taxe de statistique

- 2/3 d'estimations sont inférieures aux données renseignées dans les rapports ITIE, donnant les écarts positifs de l'ordre de 1 049 564,98 USD et 430 022,15 USD pour 2013 et 2015 respectivement, contre (71 996,63) USD pour 2014;

En rapport avec les interventions sociales

- De la comparaison des montants appliqués aux données des rapports ITIE, il ne ressort aucun écart.

Concernant la contribution à la formation des cadres

- En comparant les estimations aux données ITIE, il résulte que les années 2013 et 2015 enregistrent des écarts négatifs de l'ordre de 2 598 USD et de 14 850 USD. Cependant, l'année 2014 dégage un écart positif de 16 847 USD.

Concernant la marge distribuable Etat

- De la comparaison des estimations avec les données ITIE des années sous étude, il a été établi qu'en 2013, la déclaration de l'ITIE était supérieure de 24 109 477, 20 USD, alors que les années 2014 et 2015 enregistrent des données inférieures qui se chiffrent à (5 374 663,18) USD pour 2014 et (4 258 077,74) USD pour 2015.

En rapport avec la participation Etat

- A l'instar de la marge distribuable Etat puissance publique, l'analyse des données ITIE et des estimations obtenues de la participation Etat, montre que l'écart de 2013 est positif de l'ordre de 7 292 843,26 USD. Alors que les années 2014 et 2015, enregistrent les écarts négatifs respectivement de (1 549 926,05) USD et (1 220 256,43) USD.

S'agissant de l'impôt sur le bénéfice

- Dans l'ensemble, nos estimations de l'impôt sur le bénéfice et profits sont inférieures par rapports aux paiements effectués par les sociétés rapportées par l'ITIE, donnant lieu aux écarts positifs, à raison de 11 647 781,62 USD pour 2013, 3 158 072,91 USD pour 2014, enfin, 11 011 104,57 USD pour 2015.

Concernant les quantités de barils de pétrole exportées

- Il a été constaté une augmentation des exportations entre 2013 et 2014, puis une baisse pour les années 2014 et 2015.

De ces constats, plusieurs problèmes ont été relevés, entre autres :

- L'inaccessibilité par le public des rapports officiels traitant des questions spécifiques des hydrocarbures, notamment : le prix de vente du pétrole avec ses éléments constitutifs (la cotation Brent suivant les périodes, le différentiel de Cabinda et le discount) et les dépenses opérationnelles ;
- La faiblesse des mécanismes de contrôle et de traçabilité des informations tant sur les quantités produites et exportées que le prix réel de vente du pétrole ;
- La modicité du montant arrêté pour les interventions sociales qui contraste non seulement avec l'augmentation des revenus de l'entreprise, mais aussi avec l'évolution démographique de la population du terroir ;
- L'absence dans le domaine public d'un registre sur les effectifs des cadres congolais formés avec les fonds payés par l'exploitation du pétrole dans cette zone.

Partant des constats et des problèmes décelés sur le calcul des estimations dans le cadre des opérations pétrolières offshore sur le littoral atlantique de la RDC, quelques risques ont été mis en évidence :

- L'impossibilité pour les cadres du Ministère des Hydrocarbures de vérifier régulièrement les statistiques des exportations pourrait impacter les chiffres d'affaires et de surcroit la valeur exacte de la taxe de statistique si elles sont non fiables ou incorrectes ;
- La faiblesse des mécanismes de suivi du niveau réel de prix auquel est vendu le pétrole brut pourrait également agir négativement sur la valeur de la taxe statistique ainsi que sur les autres revenus dont le calcul dépend du chiffre d'affaires ;
- La mauvaise allocation des ressources qui conduirait à la mauvaise perception du Projet PERENCO par les communautés (bâtiments scolaires à KINKAZI) dans le cadre des interventions sociales au profit des communautés ;

- La faible couverture des besoins réels des populations dans les secteurs de l'éducation et de la santé qui pourrait freiner le développement de la contrée ;
- La faible couverture des besoins réels en formation suite à la mauvaise allocation des fonds destinés à la formation des cadres Congolais ;
- La surestimation des coûts opérationnels impactant la marge distribuable Etat ;
- Les ressources liées au dividende de l'Etat associé sont limitées ;
- Le faible exercice par l'Etat du contrôle de la production et des exportations pétrolières.

RECOMMANDATIONS

Eu égard à ce qui précède, les recommandations formulées sont ci-après :

Au Gouvernement Congolais :

1. L'Etat congolais devrait, par le biais de la SONAHYDROC, participer aux activités d'hydrocarbures en amont et en aval ;
2. Assurer l'harmonisation des informations détenues par différents services de l'Etat en charge de la gestion du secteur (SGH, OCC, DGDA, AMICONGO, le Commissariat maritime, DGI, etc.) ;
3. De faciliter dans le cours terme, l'entrée en vigueur de la nouvelle loi des Hydrocarbures de 2015 qui pourrait accroître l'impact des revenus du secteur pétrolier sur le budget de l'Etat ;
4. Mettre effectivement en œuvre les termes de l'alinéa 2 de l'article 221 de la loi n°11/011 du 13 Juillet 2013 relative aux finances publiques consistant à allouer 10% de la part revenant aux provinces des recettes pétrolières incluses dans la catégorie B à la province productrice pour réparer notamment les dommages d'environnement résultant de l'extraction ;
5. Renforcer les capacités des cadres congolais dans les domaines spécifiques en vue de leur permettre de mieux assurer un suivi efficace des opérations pétrolières.

Au Ministère des Hydrocarbures et à PERENCO :

6. Redéfinir l'engagement des sociétés pétrolières dans le sens de limiter leur rôle à la gestion des fonds alloués aux interventions sociales mais aussi de les revoir à la hausse. De même, laisser la prise d'initiative des actions (projet) à entreprendre à la communauté, par le truchement de COCODEM ;
7. Renforcer les capacités institutionnelles et humaines du COCODEM (gestion du cycle des projets, suivi et évaluation des projets, passation des marchés et développement organisationnel) afin de lui permettre de jouer efficacement son rôle ;
8. Doter la RDC, plus précisément la ville côtière de Muanda, à défaut d'un établissement public en pétrole et gaz, un grand centre de renforcement des capacités dans le domaine des hydrocarbures.

Au Ministère national des hydrocarbures :

9. Mettre sur pieds, à l'instar du secteur des mines, un cadastre sur les hydrocarbures qui devra, entre autres, renseigner régulièrement les titres accordés et les acteurs les détenant ;
10. Prendre des mesures qui s'imposent en vue de renforcer le contrôle et la traçabilité des déclarations faites par les pétroliers producteurs aux différents services de l'Etat ;
11. Publier régulièrement et faciliter l'accès aux statistiques de production et des exportations ainsi que d'autres informations sur les activités des sociétés opérant en offshore sur le littoral atlantique de la RDC ;
12. Rendre public le registre des cadres congolais formés par an précisant : le nombre de cadres formés, leurs grades et fonctions, les domaines de formation et éventuellement les lieux de formation.

A l'entreprise PERENCO :

13. Rendre public la liste des autres éléments constitutifs du chiffre d'affaires (cotation Brent, différentiel de Cabinda et Discount) dans le cadre de la convention offshore du 09 Août 1969 ;

14. En vue de faciliter la traçabilité des ouvrages réalisés dans le cadre des interventions sociales par les communautés, préciser les informations suivantes : « année, nature de l'intervention (volontaire ou conventionnelle), coût de l'ouvrage, maître d'œuvre et entrepreneur/agence locale d'exécution ».

A la société civile :

22. S'approprier les résultats de la présente étude aux fins de mener un plaidoyer efficace.

I. INTRODUCTION

La République Démocratique du Congo regorge un potentiel pétrolier important, réparti en 5 bassins, à savoir : le bassin côtier du littoral atlantique, la Cuvette Centrale, le Graben Albertine (Lac Albert et Vallée de la SEMLIKI), le Graben Tanganyika, et le bassin de l'Upemba et du Lac Moero¹.

Le bassin côtier du littoral atlantique est à ce jour la seule zone du pays où l'exploitation du pétrole brut est déjà en cours. La production moyenne se situe autour de 9,3 millions de barils par an. La part des champs maritimes (offshore) est de 5,6 millions, alors que celle des champs terrestres (onshore) se situe à 3,7 millions².

Au plan juridique, l'exploitation pétrolière sur le bassin côtier du littoral atlantique est régie par la loi de 1967, telle que modifiée et complétée par l'ordonnance-loi n°81-013 du 2 avril 1981 portant régime général des mines et des hydrocarbures³. Cette loi a consacré le régime de concession comme contrat type sur base duquel certaines sociétés pétrolières exercent leurs activités en République Démocratique du Congo.

Par ailleurs, la promulgation de la loi n°15-012 du 1^{er} Août 2015 portant régime général des hydrocarbures aura constitué une avancée dans la mesure où elle devrait permettre d'améliorer le cadre légal du secteur des hydrocarbures, dès son entrée en vigueur. Cependant, elle prévoit à ce que les droits et titres régulièrement acquis avant sa promulgation demeurent valides jusqu'à leur expiration⁴. En revanche, les dispositions relatives à la protection de l'environnement, la sécurité et l'hygiène sont d'application immédiate⁵.

Au plan chronologique, l'exploitation pétrolière dans cette zone remonte à 1975 pour ce qui est des champs maritimes, et 1981 en ce qui concerne les champs terrestres. A ce jour, l'essentiel de cette exploitation est réalisée par la Société PERENCO à travers ses filiales Mioc (offshore) et Lirex (onshore).

1 Rapport ITIE-RDC 2014.

2 Idem, Op. cit, p.

3 NZAU MATUTA Joseph, Droit Congolais des Hydrocarbures : Reconnaissance, Exploration et Production, Ed. ICES, Janvier 2013, Paris, p.

4Loi 15-012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des Hydrocarbures, article 189.

5Idem, op cit

Au plan financier, le projet pétrolier Perenco, l'unique en phase de production en RDC, constitue une importante source des revenus pour le budget de l'Etat. A titre illustratif, sa contribution a été évaluée à environ 209 Millions USD au compte du le trésor public. Montant qui représente 99% des revenus du secteur pétrolier⁶.

Toutefois, du point de vue opérationnel, le volume de production déclaré actuellement par la société serait discutable pour bon nombre d'analystes. En effet, leur doute se fonde sur le fait que cette zone correspond à l'extension des champs pétrolifères de l'enclave du Cabinda⁷. Lesquels champs fournissent la grande partie du pétrole produit par l'Angola et font de lui le plus grand producteur de cette ressource dans la sous-région⁸. De même, la communauté locale en général, singulièrement les acteurs de la société civile locale ont signalé que le forage d'autres puits se poursuit⁹. Par ailleurs, l'Etat congolais a accordé à la société l'extension de son permis d'exploitation dans la zone maritime à travers la signature, le 25 Octobre 2017, du 8^{ème} avenant à la convention du 11 août 1969.

L'intérêt du BUFORDI pour la conduite de la présente étude réside dans l'analyse des obligations fiscales et parafiscales dues par l'exploitation pétrolière dans la zone maritime de la RDC.

1.1. Choix de l'étude du projet

Le choix du BUFORDI d'analyser les obligations fiscales et parafiscales auxquelles est assujettie l'association MIOC-TEIKOKU-CHEVRON ODS se fonde primordialement sur le fait qu'elle constitue l'une des deux en phase de production sur toute l'étendue du Pays. En second lieu, le fait que le pétrole soit une ressource épuisable, le BUFORDI aimerait comprendre comment sont gérés les revenus du secteur pétrolier en RDC.

1.2. Objectif de l'étude

La présente étude vise à appréhender les revenus générés par l'association précitée en termes de paiement effectué sur les années 2013, 2014, 2015 et 2016.

De manière spécifique, il s'est agi notamment de :

- Comprendre les différents flux auxquels ladite association est assujettie;

6 Rapport ITIE-RDC 2015, Page 16

7 ccf-d-terre solidaire, Op. Cit, p. 15.

8 ccf-d-terre solidaire, Op. Cit, p. 15.

9 Le Pétrole de Muanda au Bas – Congo : Qui en bénéficie ? Babi KUNDU et Jacques BAKULU. SARW, 2008, cité dans régulation des multinationales : PETROLE A MUANDA : Justice au rabais.

- Procéder à l'estimation des flux y relatifs ;
- Comparer les estimations des flux obtenues par les chercheurs (BUFORDI) aux paiements réellement effectués et renseignés dans les rapports ITIE-RDC des années sous étude ;
- Proposer des pistes de solutions pour accroître les revenus, prévenir les problèmes et minimiser les risques relevés.

1.3. Méthodologie de travail

Le BUFORDI a mené la présente étude avec l'appui technique du Centre Carter, et financier de Fiscal Transparency Innovation Fund (FTIF). Cette étude a été conduite dans le cadre du projet : «participation de la société civile à l'analyse des obligations fiscales et parafiscales de l'association MIOC-TEIKOKU-CHEVRON ODS exploitant le pétrole brut dans la zone maritime de la RDC» et couvre la période allant de 2013 à 2016. Pour y parvenir, les étapes suivantes ont été parcourues :

1. L'étude documentaire :

L'étude documentaire a porté sur le cadre juridique régissant le secteur des hydrocarbures en RDC en général, et singulièrement l'exploitation pétrolière dans la zone maritime de la RDC. Cela, en vue de cerner les éléments clés en rapport avec les obligations fiscales et parafiscales appliquées au projet PERENCO.

Les recherches ont, pour ce faire, été faites en consultant bon nombre de documents se rapportant au projet, entre autres, les deux conventions pétrolières du 9 août 1969 et du 11 août 1969 en vigueur, l'Ordonnance-Loi N° 81 - 013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures, l'Ordonnance-Loi N° 67-231 du 11 mai 1967 portant législation générale sur les Mines et Hydrocarbures (la Loi Minière Nationale), la Loi n°15/012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des hydrocarbures, le Décret n°16/010 du 19 avril 2016 portant règlement d'hydrocarbures, les statistiques du secrétariat général des hydrocarbures (SGH), des documents de PERENCO, les rapports ITIE/RDC 2013, 2014, 2015, et d'autres documents consultés en lien avec le projet disponibles en ligne.

2. Les contacts et échanges avec différentes instances :

En vue de compléter les informations collectées, plusieurs contacts et échanges ont été tenus aussi bien avec des services publics que l'entreprise elle-même. Plus de quatre rencontres avec le Secrétariat Général des Hydrocarbures (SGH), deux rencontres avec la

Direction Générale des Impôts (DGI), un contact avec le Tribunal de Commerce, une lettre adressée à la Direction Générale du Guichet Unique pour la création des entreprises, un contact avec le cabinet du Ministre des Hydrocarbures et la Société Nationale des Hydrocarbures du Congo (SONAHYDROC), ainsi qu'une rencontre avec la société pétrolière PERENCO.

Ces rencontres et échanges avec ces différentes instances ont permis notamment l'obtention des données ci-après :

- Le Secrétariat Général aux Hydrocarbures(SGH) : les déclarations sur les quantités produites et exportées, les paiements de la taxe sur la marge distribuable ;
- La Direction Générale des Impôts (DGI) : des explications sur la législation fiscale appliquée aux pétroliers producteurs en offshore ;
- La Direction de PERENCO-KINSHASA : des précisions sur les bases légales des montants alloués aux interventions sociales au profit des communautés locales et à la contribution à la formation des cadres avec la remise de la lettre d'engagement des sociétés, ainsi que sur d'autres aspects en rapport avec la présente étude.

3. La délimitation de la recherche :

Pour des raisons inhérentes aussi bien au besoin de précision qu'à l'ampleur du travail, l'équipe s'est résolue d'analyser quelques obligations fiscales et parafiscales auxquelles les sociétés pétrolières MIOC, TEIKOKU et CHEVRON ODS sont assujetties. Quant à la durée de l'étude, elle s'étend sur la période allant de 2013 à 2016.

4. L'identification de différents flux analysés :

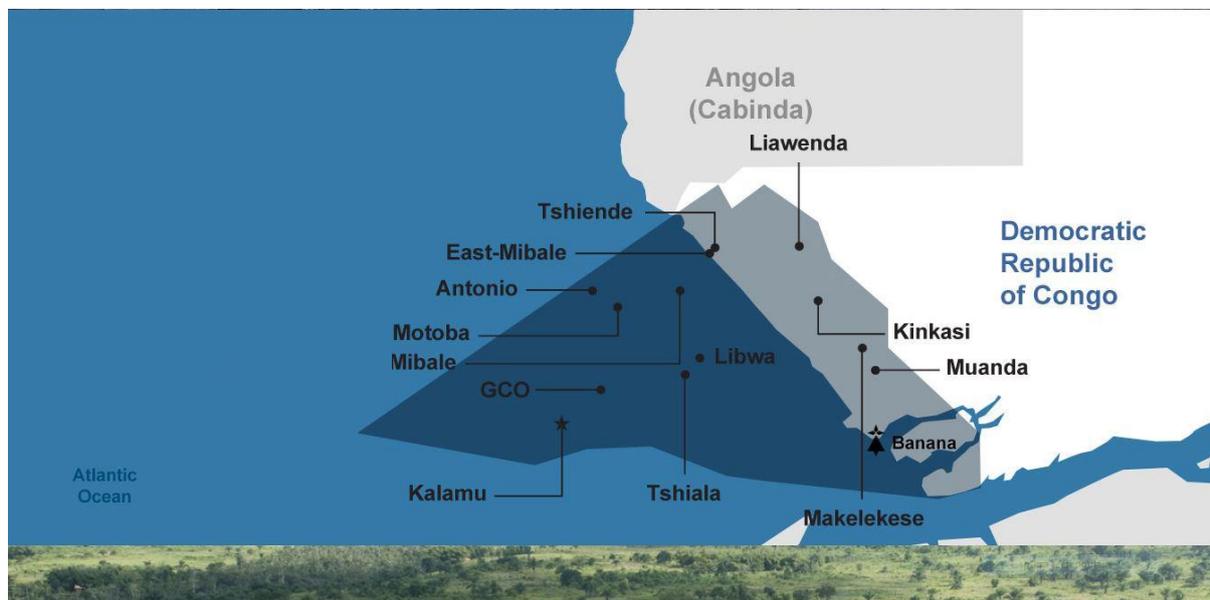
En vertu de leur importance, significativité et ampleur dans le secteur, ces flux fiscaux et parafiscaux ont fait l'objet de l'analyse, à savoir :

- La taxe de statistique ;
- Les interventions sociales au profit des populations locales ;
- La contribution à la formation des cadres.
- La marge distribuable Etat ou profit oil Etat puissance publique ;
- La participation (Etat associé) ;
- L'impôt sur le bénéfice et profit (IBP).

II. DESCRIPTION DE L'EXPLOITATION OFFSHORE

2.1. Localisation de l'exploitation

Figure n°1 : Les gisements offshore de la société PERENCO REP sur le littoral atlantique de la RDC¹⁰



L'association MIOC-TEIKOKU-CHEVRONODS est située sur la côte atlantique à proximité de Muanda dans la province du Kongo Central (ex Bas-Congo), à l'ouest de la RDC, entre le méridien 12° et 12° 30' Est et les parallèles 5° 30' et 6° Sud, soit un quadrilatère de 40 km de long pour 10km de large pour une superficie de 6000 km², dont un peu plus de 1000 km² en offshore.

2.2. Présentation du territoire de Muanda

Muanda est un territoire de la province du Kongo Central, l'ex Bas-Congo, en RDC, dont la superficie est évaluée à 4.265 km². C'est la seule agglomération côtière du pays au bord de la mer, ancien lotissement européen qui aujourd'hui accueille divers hôtels. Le cœur de la « cité » est situé à l'Est. Le territoire de Muanda inclut aussi un aéroport de code IATA FZAG (5° 55' 51S 12° 21' 6E), et un port, Banana, à 15 kilomètres au sud, à la jonction du fleuve Congo et de l'océan Atlantique. L'aéroport militaire de Kitona fait également partie du territoire.

¹⁰ www.perenco-drc.com

Le territoire de Muanda renferme des gisements de pétrole dans le bassin sédimentaire situé sur le littoral atlantique sur une superficie d'environ 7.000 km² (dont 86% à terre et 14% en mer). Cette zone correspond à une extension des champs pétrolifères du Cabinda angolais sur la RDC¹¹.

2.3. Historique et description de l'exploitation offshore

2.3.1. Historique de l'exploitation offshore

L'histoire de l'exploration et de la recherche pétrolières en RDC, plus précisément dans la Province du Kongo Central et sur le littoral atlantique de Muanda, remonte à la fin des années 50. En effet, deux conventions sur l'exploration et la recherche d'hydrocarbures portant respectivement sur les champs terrestres (onshore) et maritimes (offshore) ont été signées respectivement le 19 et le 23 Juin 1959. Mais l'exploitation en zone maritime (offshore) n'a véritablement commencé qu'en 1975, et en zone terrestre (onshore) en 1981¹².

En 1956, la « SOCIETE DU LITTORAL CONGOLAIS », « SOLICO » en sigle, filiale de COMETRA OIL COMPANY/BRUXELLES, obtint de la colonie une concession au large de la côte de la République Démocratique du Congo¹³. En vertu de la convention du 23 Juin 1959, une concession indivise d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures dans la zone maritime citée ci-haut a été accordée à « CONGO GULF OIL COMPANY », « CONGO GULF » en sigle ou « CONGOCO », filiale de l'opérateur américain GULF OIL CORPORATION ainsi qu'à la SOLICO (SOCIETE DU LITTORAL CONGOLAIS).

Le 16 octobre 1964, le Ministre des Terres, Mines et Énergie notifie de la date du 17 janvier 1967 comme terme de la première période de 5 ans et de la prorogation des droits liés à la concession jusqu'au 17 janvier 1972 par Arrêté n 15-65 du 27 avril 1965.

Le 8 juillet 1966 intervint la promulgation de la Loi n° 66-413 dite « Loi Bakajika ». Par conséquent, le 29 juillet 1966, Congulf et Solico demanderont, dans les délais, la réattribution de leurs droits en soumettant à l'État un nouveau plan d'investissement.

¹¹ ccf-d-terre solidaire, Op. cit, p. 15.

¹² NZAU MATUTA Joseph, Op. cit , p. 119.

¹³ Idem, p.141.

Au terme de la convention du 09 Août 1969, la République Démocratique du Congo concédera exclusivement, dans la même zone, les droits de reconnaissance et d'exploration des hydrocarbures solides, liquides et gazeux, ainsi que ceux des substances y associées, à « CONGO GULF OIL COMPANY » ou « CONGOCO » et à « SOLICO », respectivement à raison de 65,25 %, et de 34,75 %¹⁴.

Le pays ayant changé de nom en 1971, SOLICO deviendra SOLIZA et CONGOCO changera en ZAIRE GULF OIL. En 1974, le groupe pétrolier japonais TEIKOKU OIL COMPANY LTD entrera dans l'association, et créera la société de droit zaïrois JAPAN PETROLEUM ZAIRE (JAPEZA). Au cours de la même année, l'Etat prend une participation de 15 % dans le capital social de chacune des sociétés concessionnaires. Cela, à la suite d'une offre spontanée et gratuite desdites sociétés¹⁵, plus précisément au terme de la signature de l'avenant n° 2 à la convention du 09 août 1969 intervenue le 29 Avril 1974. En 1985, la société américaine UNOCAL (UNION OIL OF CALIFORNIA) intègre l'association par le biais de l'acquisition de la SOLIZA.

En raison des mutations intervenues le 17 Mai 1997, TEIKOKU OIL CO LTD créera TEIKOKU OIL (DRC) et UNION OIL OF CALIFORNIA (UNOCAL) constituera UNOCAL CONGO (DRC) LTD. A la suite de l'absorption au niveau international de la GULF OIL CORPORATION par CHEVRON PETROLEUM OVERSEAS intervenue en 1999, CONGO GULF OIL COMPANY sera remplacée par CHEVRON OIL COMPANY (DR CONGO) LTD.

Au cours de l'année 2000, les groupes CHEVRON PETROLEUM OVERSEAS et TEXACO ayant fusionné, ont donné naissance à un groupe portant leurs noms respectifs, à savoir CHEVRON TEXACO, avec comme conséquence la substitution de CHEVRON TEXACO OIL COMPANY (DR CONGO) LTD par MIOC LTD (MUANDA INTERNATIONAL OIL COMPANY LIMITED). A son tour, UNOCAL CONGO (DRC) LTD deviendra CHEVRON ODS LTD.

En juillet 2004, MIOC LTD sera cédée à la Société PERENCO RECHERCHE ET EXPLOITATION PETROLIERE, PERENCO REP.

¹⁴ Convention pétrolière du 09 Août 1969, Article 2.

¹⁵ Voir article 1 de l'avenant n°2 à la convention du 09 Août 1969.

2.3.2. De l'octroi du permis d'exploitation pétrolière en offshore

Le tableau ci-après présente des renseignements sur la concession offshore.

Tableau n°1 : Situation du permis d'exploitation en offshore sur le littoral atlantique de la RDC

| N° | Dénomination des Puits en Offshore | Numéro de la concession | Type du permis | Numéro du permis | Dates d'octroi | Dates d'expiration | Superficies de concessions | Situation du permis |
|-----|------------------------------------|-------------------------|----------------|------------------|----------------|--------------------|---|----------------------|
| 01. | Moko | 177 | Exploitation | n/c | n/c | 2023 | 1 000 km ² , soit 100 % des eaux territoriales de la RDC | En cours de validité |
| 02. | Mibale | | | | | | | |
| 03. | Misato | | | | | | | |
| 04. | Motoba | | | | | | | |
| 05. | Libwa | | | | | | | |
| 06. | Gco | | | | | | | |
| 07. | Gco-Sud | | | | | | | |
| 08. | Lukami | | | | | | | |
| 09. | Tshiala | | | | | | | |

Source : Equipe de recherche du BUFORDI

Il se dégage de ce tableau que la concession maritime du bassin côtier du littoral atlantique de la RDC renferme 9 Puits qui s'étendent sur une superficie totale de 1 000 km², soit 100 % des eaux territoriales de la RDC. Ladite concession est couverte par un seul permis dont la durée court jusqu'en 2023. Tandis qu'en vertu de l'Avenant n°8, cette durée va jusqu'à 2043.

2.3.3. Réserves, productions et exportations

Sous ce point sont données les informations sur les réserves, les quantités du pétrole en bbl produites et celles exportées uniquement pour le gisement concerné par la présente étude, à savoir : le gisement offshore.

Tableau n°2 : Réserves pétrolières du bassin côtier Offshore et Onshore

Les estimations présentées ci-après sont celles faites en mars 2010 par le Secrétariat général aux Hydrocarbures à l'occasion du Cape IV de l'APPA relatives aux réserves pétrolières du bassin côtier. Elles renseignent la situation des deux gisements.

| N° | Types de réserves | Quantités en barils |
|-----|-------------------|---------------------|
| 01. | Prouvées | 20 000 000 |
| 02. | Probables | 4 571 000 |
| 03. | Possibles | 7 202 000 |

Source : MATUTA NZAU, *Op.cit.*, P.16

Il découle du tableau ci-haut que les réserves de pétrole brut prouvées s'élèvent 20 000 000 bbl. Les réserves probables à 4 571 000 bbl et possibles à 7 202 000 bbl.

Tableau N°3 : synthèse de la production du projet pétrolier PERENCO Offshore (barils)

| N° | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-----|-----------|-----------|-------------|-----------|
| 01. | 4 942 733 | 5 056 761 | 4 845 134,1 | 4 634 230 |

Source : SGH/DPR, DIVISION FORAGE, *Op.cit.*, inédit.

Il se dégage du tableau ci-haut que la production pétrolière en offshore a été de 4 942 733 bbl. A partir de 2014, il a été enregistré une tendance à la hausse à la hauteur de 5 056 761 bbl. Ladite production a baissé de manière récurrente de 2015 à 2016.

Tableau N°4 : Synthèse des exportations du projet pétrolier PERENCO Offshore (barils)

| N° | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-----|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 01. | 4 293 137 | 5 349 638 | 4 443 130 | 3 896 973 |

Source : SGH/DPR, DIVISION FORAGE, *Op.cit.*, inédit.

Au cours de l'exercice 2013, les exportations de brut produit sur les champs maritimes se sont situées à hauteur de 4 293 137 bbl. En 2014, il s'est dégagé une tendance à la

hausse. Tandis que les exercices 2015 et 2016 ont enregistré des diminutions des exportations. Entre 2014 et 2015, les exportations ont diminué de 16, 95%. Et de 12,29% entre 2015 et 2016. Cette situation pourrait s'expliquer, entre autres, par les hypothèses suivantes :

- La morosité de la situation économique internationale suite à la chute du prix du baril ;
- L'état des équipements pour remonter le brut produit vers le lieu de traitement et stockage, car beaucoup d'équipements datent de plus de 40 ans de vie¹⁶ ;
- L'état mature des gisements.

Signalons que la vente du pétrole brut s'effectue par paquet de 600.000 bbl tous les 32 jours alors que depuis Mai 2018, la vente intervient tous les 24 jours, l'idéal pour le projet PERENCO dans son ensemble, est d'effectuer les ventes tous les 20 jours¹⁷.

¹⁶ Présentation PERENCO au 5^{ème} café des Hydrocarbures, Kinshasa, Memling, Mai 2018, Inédit.

¹⁷ Idem

III. Aperçu théorique sur les contrats pétroliers en RDC

Dans le secteur pétrolier, il y a plusieurs types des contrats qui se distinguent d'un pays à l'autre en fonction de la législation en vigueur. On entend souvent par contrat, l'accord entre le gouvernement et une ou plusieurs entreprises pétrolières de droit public ou privé. C'est dans ce type d'accord que l'état accorde des droits aux entreprises pour mener les activités pétrolières¹⁸.

Entre autres types de contrats couramment utilisés dans le secteur pétrolier, on distingue :

- *Le contrat de partage de production et Le contrat de service ;*
- *Le contrat d'association ;*
- *La Convention de concession.*

3.1. Contrat de partage de production et le contrat de service

Le contrat de partage de production (CPP) et le contrat de service sont différents du contrat des concessions, car ils n'octroient pas de droit de propriété du pétrole dans le sous-sol. Cela signifie que l'Etat, en tant que propriétaire des ressources du sous-sol, doit sous-traiter une société qui explore en son nom.

Selon la loi n° 15/012 du 1^{er} août 2015 portant régime général des hydrocarbures, un contrat de partage de production est celui qui prévoit le partage de la production d'hydrocarbures entre l'Etat et la société ou le groupe des sociétés, dans lequel la société nationale détient des parts.

Par ailleurs, l'article 2 de cette même loi définit le contrat de service comme celui par lequel un tiers procède, pour le compte de l'Etat ou de la société nationale, à ses propres risques et frais ou sur financement de l'Etat, en cas de contrat d'assistance technique, à la réalisation de tout ou partie des travaux pétroliers pour la mise en valeur d'un bloc moyennant une rémunération adéquate en espèces.

¹⁸ Les contrats pétroliers à la portée de tous publiés par Open oil.

3.2. Contrat d'association

La joint-venture est un autre type d'accord parfois considéré comme une quatrième forme de contrat pétrolier. L'Etat, à travers une compagnie pétrolière nationale, entre en partenariat et en collaboration avec une ou plusieurs compagnies pétrolières. Dans ce cas, on accorde les droits d'explorer, de développer, de produire et de vendre le pétrole à la coentreprise.¹⁹

3.3. Convention de concession

Dans la présente analyse, les principales considérations théoriques sont celles stipulées à l'article 79 de l'ordonnance-loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures, selon lesquelles, les droits miniers pour les hydrocarbures sont accordés par convention.

Par convention pétrolière, il convient d'entendre un accord d'investissement qui met en présence, d'une part, l'Etat et/ou une Société paraétatique et, d'autre part, une société pétrolière (privée ou publique) et qui porte attribution des droits miniers relatifs à la reconnaissance, l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

En matière de durée de la concession, aux termes de l'article 92 en son point c de l'ordonnance-loi n° 67-231 du 11 mai 1967 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures, cette durée a été fixée à 30 ans, et est susceptible d'être renouvelée deux fois pour une période réduite de 20 ans, soit au maximum 70 ans d'exploitation. La législation régissant actuellement l'exploitation pétrolière sur le littoral atlantique du bassin côtier de la RDC mise sur pieds par l'ordonnance-loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures est restée silencieuse sur la question.

De ce qui précède, il serait préférable que le législateur réglemente clairement cette question en s'inspirant d'autres législations africaines qui ont écourté cette durée en la fixant à 20 ans renouvelables deux fois pour une durée de 10 ans à l'instar du Sénégal²⁰. Cela, pour réduire le délai d'expiration des droits miniers d'hydrocarbures régulièrement acquis qui empêche la mise en œuvre des dispositions pertinentes de la loi n° 15-012 du 1^{er} Août 2015 portant dispositions générales applicables aux hydrocarbures.

¹⁹ Les contrats pétroliers à la portée de tous publiés par Open oil

²⁰ MATUTA NZAU, J., Op.cit., p. 105

IV. Analyse de la Convention pétrolière Offshore

4.1. Au niveau du régime fiscal et douanier

En analysant la Convention du 09 Août 1969 et particulièrement la lettre d'engagements des sociétés n°ZAGOC95-188/L&GR/KKM, il ressort que dans le bassin côtier, l'Etat a la possibilité d'organiser les visites d'inspections et de contrôle par le truchement des entités administratives et autres organismes étatiques et paraétatiques. Cependant, le champ de ces visites ne semble pas précisé. Cela, pourrait ne pas permettre un contrôle efficace sur les opérations pétrolières.

Le principe de base de la concession, est qu'un Etat autorise consensuellement une société à effectuer toutes sortes d'opérations pétrolières (reconnaissance, exploration et production, transport et commercialisation) dans une zone et ce, au cours d'une période donnée, avec le droit de s'approprier le brut extrait. En contrepartie, l'Etat perçoit des redevances et un impôt sur les revenus.

Abondant dans le même sens, le rapport ITIE-RDC 2015, démontre que par dérogation au droit commun, et sous réserve de l'institution des taxes et redevances, le régime fiscal et douanier applicable aux droits miniers sur les hydrocarbures, est celui que les parties auront convenu dans la convention et ce, nonobstant toutes dispositions contraires prévues par le droit commun²¹.

En se basant sur la convention, l'on note un régime organisant le mode de partage de revenus entre l'Etat et les Sociétés opératrices sur le littoral atlantique de Muanda pour le compte du gisement maritime. L'Avenant n°5 à la convention du 9 Aout 1969 supprime le régime antérieur de Royalties, de la contribution anticipative sur le revenu professionnel et de 15% du profit net. Ainsi, à compter du 1er Janvier 1982, dans la concession (gisement) maritime, les revenus de l'Etat sont les suivants :

- Une taxe statistique de 1% sur ses exportations de pétrole brut ;
- 40% de marge distribuable, c'est-à-dire le profit provenant des ventes de pétrole, après déduction :
 - de la taxe de statistique de 1% sur la valeur des exportations ;
 - des dépenses communes ;
 - des coûts intangibles de forage ;
 - du coût des puits secs et des amortissements ;

21 Rapport ITIE-RDC, 2015, inédit, p.33

- Une participation égale à 20% de 60% restant de ces revenus pétroliers (marge distribuable restant aux sociétés).
- Une contribution de droit commun sur les revenus professionnels selon les dispositions de l'article 3b de l'Avenant n°5 de 1982 à la Convention pétrolière du 9 Août 1969, indiquant que l'Etat recevra 76% des revenus provenant de la vente des hydrocarbures brute de l'exploitation maritime de la concession²². De plus, conformément au Code des Contributions applicable à toute société installée en RDC, l'Association paie à l'Etat 40% sur son revenu net.

4.2. S'agissant de l'apport de l'Etat dans l'association pour induire le développement

L'ordonnance-loi n°67-231 du 11 mai 1967 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures introduit l'amodiation en vue de palier à l'incapacité technique et financière des sociétés de droit congolais bénéficiaires des titres et droits miniers d'hydrocarbures à mettre en valeur les concessions acquises. Par ce mécanisme, les sociétés ainsi constituées par des intérêts étrangers, pour se conformer à la législation, sont autorisées à recourir à des sociétés contrôlées souvent par la maison mère des titulaires desdits titres et autres droits.

De notre avis, l'Etat congolais devrait doter la Société Nationale des Hydrocarbures de suffisamment des ressources de sorte à lui permettre de détenir l'exclusivité des droits sur les concessions pétrolières nationales, quitte à constituer des joint-ventures avec des opérateurs tant publics que privés de droit étranger. Dans lesquelles elle détiendrait la majorité des parts sociales.

Cela, à l'instar de l'Angola, du Congo-Brazzaville et du Cameroun dont les entreprises nationales demeurent uniques concessionnaires et contrôlent respectivement aux moins 57% pour les deux premiers²³ et 60% pour le dernier²⁴.

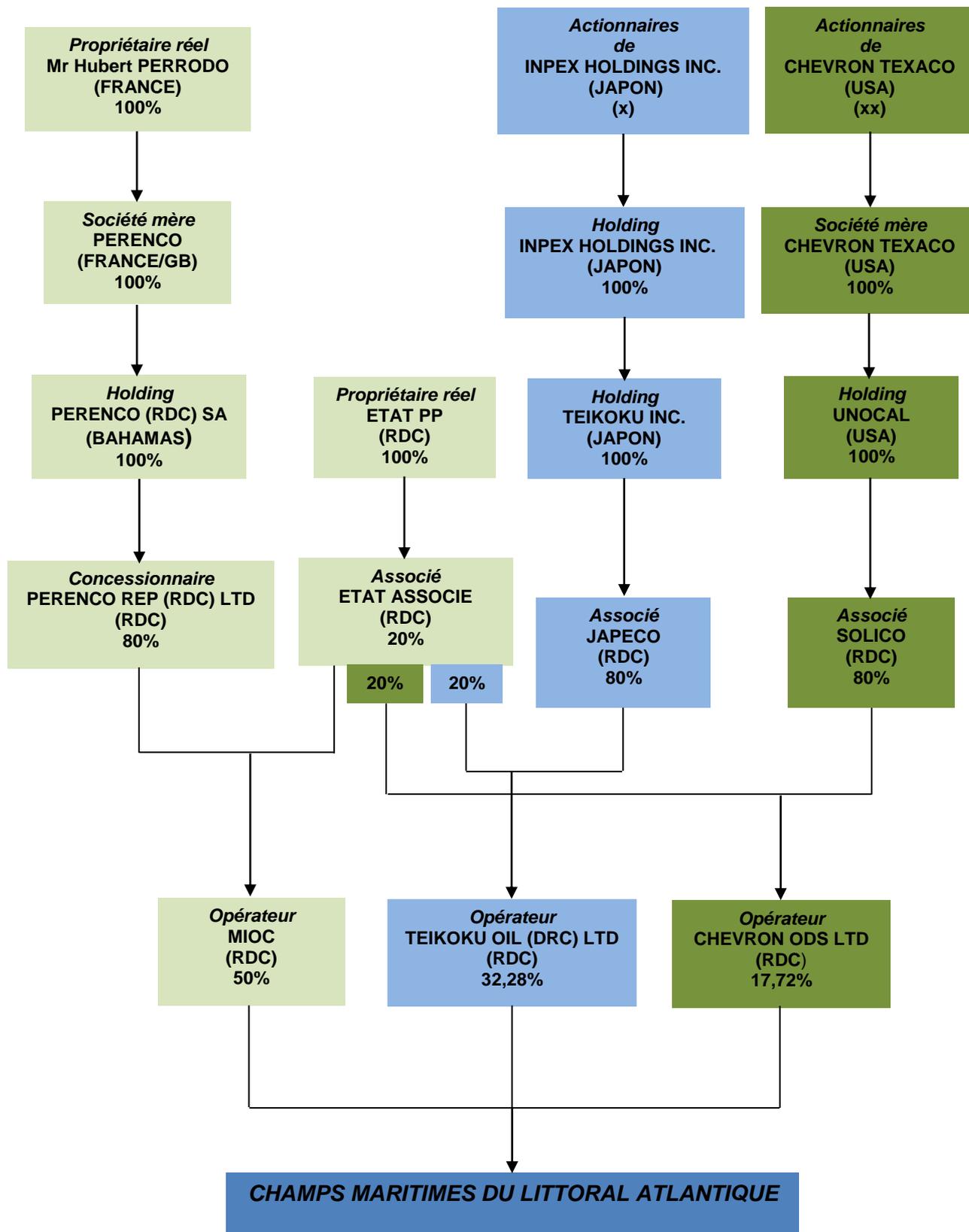
22 BAZA LUEMBA, La zone pétrolière de Muanda dans le Bas-Zaïre, inédit, 1995, pp 18-20.

23 NZAU MATUTA Joseph, Op. Cit , p.105.

24 Idem, p.106.

4.3. Acteurs directs et indirects du projet pétrolier PERENCO enOff-shore

Figure n°2 : Structure du capital du projet offshore



V. REGIME FISCAL APPLIQUABLE A L'EXPLOITATION PETROLIERE EN OFFSHORE

5.1. Cadre légal de la fiscalité pétrolière en offshore

Les droits et obligations découlant de l'exploitation pétrolière en cours sur le bassin côtier du littoral atlantique sont régis par la convention pétrolière du 09 août 1969 et ses avenants successifs. Cela, en vertu de l'Ordonnance-loi n° 81-013 du 02 avril 1981 portant législation générale sur les mines et les hydrocarbures spécialement de ses dispositions particulières contenues sous le titre V, et le titre VIII de l'ordonnance n° 67-141 du 23 septembre 1967 portant Règlement minier.

Ainsi donc, les textes définissant le cadre légal de la fiscalité du projet pétrolier PERENCO sous étude se présentent de la manière suivante:

- La convention offshore du 09 août 1969 ;
- Les avenants n° 1 du 9 août 1969, n°2 du 24 avril 1974, n°3 du 9 août 1977, n°4 du 22 septembre 1981, n°5 du 8 janvier 1982, n°6 du 24 mai 1995 et n°7 du 10 octobre 1999 et l'avenant n°8 de novembre 2017 à la convention d'Aout 1969 ;
- Le code général des impôts ;
- L'arrêté n°004/CAB/MINFIN/97 du 24 juin 1997 portant dispositions provisoires applicables en matières des contributions cédulaires sur les revenus ;
- L'ordonnance-loi n°13/002 du 23 février 2013 fixant la nomenclature des droits, taxes et redevances du Pouvoir Central ;
- L'ordonnance-loi n°13/003 du 23 février 2013 portant réforme des procédures relatives à l'assiette, au contrôle et aux modalités de recouvrement des recettes non fiscales ;
- Les arrêtés interministériels n° M-HYD/CATM/021/CAB/MIN/2013 n° 1054/CAB/MIN/FINANCES/2013 du 28 novembre 2013 portant fixation des taux des droits, taxes et redevances à percevoir à l'initiative du Ministère des Hydrocarbures.

La fiscalité du projet PERENCO en offshore bénéficie des exemptions prévues à l'article 6 de ladite convention qui stipulent que les titulaires bénéficiant pour les dites activités des exemptions d'impôts prévues par l'article 93 de ladite loi.

Les sociétés affiliées et les sociétés approuvées par l'Etat bénéficieront des mêmes impôts et taxes que ceux dont bénéficient les titulaires.

En dehors des impôts et redevances à charges des sociétés en vertu des trois premiers paragraphes du présent article, aucune autre taxe, impôt, droit, redevance de quelque nature que ce soit, nationale, provinciale ou communale, présente ou future, ne sera supportée par les sociétés, leurs revenus et sur leurs activités au Congo résultant des activités exercées par les sociétés dans le cadre de la présente convention.

5.2. Obligations fiscales et parafiscales applicables au Projet PERENCO analysées

Tableau n°5 : Les obligations fiscales et parafiscales applicables au Projet PERENCO en Offshore

| N° | Obligations | Natures | Emetteurs | Destinataires | Fréquences | Assiettes et taux | Sources | Dates |
|----|--|-------------|--------------------------|---------------------------------------|------------|--|--|-----------------|
| 01 | Taxe de statistique | Parafiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | DGRAD | Annuelle | 1% de la valeur du pétrole vendu | Article 3 point c de l'avenant n°5 à la convention du 09 août 1969 | 09 aout 1977 |
| 02 | La marge distribuable (Profit Oil Etat puissance publique) | Parafiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | DGRAD | Annuelle | 40% de la Marge distribuable (chiffres d'affaires généré par la vente du brut après déduction de toutes les dépenses opérationnelles : puits secs, forages, amortissements) et de la taxe de statistique | Article 3 point c de l'avenant n°5 à la convention du 09 aout 1969 | 09 aout 1977 |
| 03 | Participation (profit Oil Etat associé) | Parafiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | DGRAD | Annuelle | 20% de la Marge distribuable restant aux sociétés | Article 3 point d de l'avenant n°5 à la convention du 09 aout 1969 | 09 aout 1977 |
| 04 | Impôt sur les Bénéfices et Profits | Fiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | DGI | Annuelle | 40% sur les bénéfices nets des sociétés | Convention du 9 août 1969 | 08 janvier 1982 |
| 05 | Contribution à la formation des cadres | Parafiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | Cabinet du Ministre des hydrocarbures | Annuelle | 150 000 USD sur la marge distribuable (avant impôt) | Article 5 de l'avenant 6 à la convention du 09 Août 1969 | |

| | | | | | | | | |
|----|--|-------------|--------------------------|--|----------|---|---|--|
| | | | | | | | matérialisé par le point 4 de la lettre d'engagement des sociétés du 5 Juin 1995 ²⁵ | |
| 06 | Interventions sociales au profit des populations locales | Parafiscale | PERENCO, MIOC et TEIKOKU | | Annuelle | 150 000 USD sur la marge distribuable (avant impôt) | Article 5 de l'avenant 6 à la convention du 09 Août 1969 matérialisé par le point 3 de la lettre d'engagement des sociétés du 5 Juin 1995 ²⁶ | |

Signalons que, conformément à l'Avenant n°8 ci-haut cité, les interventions sociales au profit des communautés locales sont fixées à 400.000 USD par an. Il en est de même pour la contribution à la formation des cadres qui passe de 150.000 USD à 400.000 USD. Toutefois, ledit Avenant entrant en vigueur au-delà de notre période d'étude, il est évoqué à titre d'information et l'analyse fiscale qui est menée dans le cadre du présent rapport ne le prend pas en compte.

²⁵ Lettre n°ZAGOC95-188/L&GR/KKM du 05 Juin 1995 adressée au Ministre de l'Energie par le Directeur Général de Chevron Zaire Gulf Oil, D.J. WEBSTER.

²⁶ Idem

VI. ESTIMATIONS DES FLUX FISCAUX ET PARAFISCAUX DE LA CONCESSION OFFSHORE

Ce chapitre présente les différentes estimations faites sur quelques flux des revenus fiscaux et parafiscaux applicables au projet pétrolier PERENCO.

Signalons qu'en pratique, le niveau des revenus de l'Etat issus des obligations fiscales et parafiscales pétrolières payées par le projet PERENCO dépend de deux facteurs : externes et domestiques. De manière sommaire, entre autres, facteurs externes, l'un peut être mis en exergue : le prix de référence du Brent. Lequel est déterminé par les forces du marché et il échappe au contrôle du projet PERENCO. Au niveau interne, c'est-à-dire de la République Démocratique du Congo, il y a la production du pétrole brut, le niveau de coûts opérationnels et le respect et/ou l'amélioration du climat des affaires. Ce dernier facteur agit sur le taux du discount²⁷.

La disposition des données en rapport avec ces facteurs externes et internes devrait faciliter le calcul des estimations des flux retenus pour la présente analyse.

Les calculs de nos estimations n'ont pas porté sur la totalité des obligations fiscales et parafiscales prévues par la convention pétrolière du 09 Août 1969 et ses avenants²⁸, mais sur un échantillon d'entre elles dont les détails sont développés au point 5.2 ci-dessus.

Pour y parvenir, l'équipe de recherche a recouru à plusieurs sources, notamment :

a. Sources légales

Entre autres sources légales consultées, il convient de citer :

- la convention pétrolière du 09 août 1969 et ses 7 avenants ;
- la lettre d'engagement des sociétés du 5 Juin 1995²⁹ ;
- l'ordonnance-loi n°81-013 du 2 avril 1981 portant régime général des mines et hydrocarbures ;
- la loi n° 11/011 du 13 juillet 2011 relative aux finances publiques ;

²⁷ Café des Hydrocarbures, Op.Cit,inédit.

²⁸ Flux précisés dans les articles 3 et 3 suite de la convention du 09 Août 1969

²⁹Lettre n°ZAGOC95-188/L&GR/KKM du 05 Juin 1995 adressée au Ministre de l'Energie par le Directeur Général de Chevron Zaïre Gulf Oil, D.J. WEBSTER.

- la loi n° 15-012 du 1^{er} août 2015 portant dispositions générales applicables aux hydrocarbures ;
- le décret n°16-010 du 19 avril 2016 portant règlement des hydrocarbures.

b. Sources des données de base

Les sources des données de base consultées sont :

- les statistiques de production et des exportations des années sous étude renseignées par le Secrétariat Général aux Hydrocarbures ;
- les rapports de production des sociétés opérant en offshore. Il s'agit de : MIOC, CHEVRONS ODS et TEIKOKU.

c. Sources de vérification

L'équipe de recherche a consulté essentiellement une seule source de vérification des données à savoir :

- les rapports ITIE RDC des exercices 2013, 2014, 2015.

6.1. Taxe de statistique

La Taxe de statistique est une taxe perçue par la DGRAD en contre partie des services rendus. Elle est assise sur la valeur FOB du pétrole brut exporté (chiffre d'affaires). Son taux est de 1%. Consacrée par le code des impôts³⁰, elle est reprise par l'article 3.c de l'avenant n°5 à la convention du 09 août 1969 signé en date du 09 août 1977.

Bien que fixé à 1 %, la taxe de statistique a été retenue dans le cadre de cette étude en raison de sa fréquence. Elle est payée à la sortie de chaque quantité des hydrocarbures bruts des frontières congolaises.

1. Estimation de la taxe de statistique

a. Méthodologie de calcul

Pour calculer la taxe de statistique, l'équipe de recherche a recouru aux statistiques mensuelles des exportations des années 2013 à 2016³¹ de toutes les entreprises pétrolières

³⁰Voir article du code des impôts

³¹Les statistiques de production et des exportations des années sous étude renseignées par le Secrétariat Général aux Hydrocarbures

qui sont en production sur le gisement Offshore (MIOC, TEIKOKU et CHEVRON ODS) obtenues du Secrétariat Général aux Hydrocarbures.

Ensuite, l'équipe de recherche a identifié les prix moyens mensuels du baril libellée en Euro³², puis les a converti en Dollars américains³³ et les a multipliés par les quantités exportées du pétrole correspondantes pour les années sous étude afin de trouver les chiffres d'affaires bruts mensuels. Ces derniers ont à leur tour été additionnés pour trouver le chiffre d'affaires annuel, qui représente l'assiette de la taxe de statistique.

Cependant, en pratique, en référence à l'un des documents officiels de PERENCO, il ressort que le prix de vente est calculé comme suit :

Prix de vente = Cotation Brent (pour période de référence) - Différentiel Cabinda (pour période de référence) - Discount (Négociation commerciale, éloignement des raffineries, taille des cargos, etc..) entre \$0.11/baril et \$0.19/baril (pour la période de 2010)

Par ailleurs, faute de données relatives au différentiel de Cabinda et au taux de discount couvrant la période de recherche, l'équipe de recherche a considéré seulement la cotation Brent. Pour trouver le chiffre d'affaires annuel, celle-ci a procédé à la sommation des chiffres d'affaires mensuels.

La formule est la suivante :

(i) *Chiffre d'affaires mensuel (CAM) = Valeurs des exportations mensuelles x le Prix moyen mensuel*

(ii) *Chiffre d'affaires annuel (CAA) = Somme des Chiffres d'affaires mensuels*

Ainsi, pour obtenir la valeur de la taxe de statistique, l'équipe de recherche a appliqué le taux de 1% du chiffre d'affaires annuel.

TS = Chiffre d'affaires x 1 %.

³²Site <http://prixdubaril.com>

³³ Site : <http://fxtop.com/courshistorique>

b. Résultats des estimations

Tableau n°6 : Estimations de la taxe de statistique

| N° | Années | Assiettes ³⁴ (chiffres d'affaires annuels) (USD) | Taux (%) | Estimations (USD) |
|----|--------|--|-------------|----------------------|
| 1 | 2013 | 467 511 102,13 | 1 | 4 675 111,02 |
| 2 | 2014 | 528 177 163,17 | 1 | 5 281 771,63 |
| 3 | 2015 | 232 634 884,63 | 1 | 2 326 348,85 |
| 4 | 2016 | 199548312,35 | 1 | 1 995 483,12 |

Source : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

La tendance des montants estimés de la taxe de statistique a connu une augmentation entre 2013 et 2014, et une diminution successive en 2015 et 2016. Cette situation serait due à la variation des quantités (barils) de pétrole exportées telles que renseignées par le Secrétariat Général aux Hydrocarbures.

2. Vérifications

Les estimations de la taxe de statistique ont été comparées aux données correspondantes reprises dans les rapports ITIE.

Tableau n° 7: Comparaison des estimations de la taxe de statistique aux données ITIE

| N° | Années | Estimations (USD) | Données ITIE (USD) | Ecarts (USD) |
|----|--------|----------------------|-----------------------|-----------------|
| 1 | 2013 | 4 675 111,02 | 5 724 676,00 | 1 049 564,98 |
| 2 | 2014 | 5 281 771,63 | 4 209 775,00 | (1 071 996,63) |
| 3 | 2015 | 2 326 348,85 | 2 756 371,00 | 430 022,15 |
| 4 | 2016 | 1 995 483,12 | N/A ³⁵ | N/A |

Source : estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

3. Interprétation

De la confrontation de nos estimations aux données ITIE, il ressort que 2/3 d'estimations sont inférieures aux données renseignées dans les rapports ITIE. Concrètement :

- En 2013 et 2015 les écarts sont de l'ordre de 1 049 564,98 USD et 430 022,15 USD;
- Quant à 2014, l'écart est de (71 996,63 USD).

³⁴ Les détails des calculs sur les chiffres d'affaires sont développés dans les tableaux repris en annexes n°II, III, IV et V du présent rapport

³⁵ Les données ne sont pas encore disponibles

A notre avis, cette différence des montants sur les années concernées serait due, entre autres, à l'approche de calcul utilisée par l'équipe de recherche. Laquelle pourrait être différente de celle utilisée par les sociétés.

Une autre hypothèse qui pourrait justifier ces écarts entre les estimations et les montants des rapports ITIE peut être le prix utilisé dans le calcul du chiffre d'affaires. Il se pourrait que le prix utilisé par l'équipe de recherche dans la détermination du chiffre d'affaires ne soit pas le même que celui utilisé par les 3 sociétés.

6. 2. Interventions sociales au profit des populations locales

Les interventions sociales sont un ensemble d'actions réalisées par les sociétés œuvrant en offshore au profit des populations locales basées dans les localités où sont situées leurs installations. En vertu de l'article 5 de l'avenant 6 à la convention du 9 août 1969 et ce, matérialisée par la lettre d'engagement des sociétés³⁶, les sociétés, par l'entremise de l'opérateur de la concession, se sont engagées à réaliser des projets sociaux dans les secteurs de la santé et de l'éducation. Cela se matérialise, notamment à travers la réhabilitation des écoles et des centres de santés ainsi que l'appui en équipements, car la construction de ces édifices est du ressort de l'Etat³⁷.

Ce paiement trouve son importance par le fait que, dans le secteur des hydrocarbures, il est le seul qui devrait contribuer directement à l'amélioration des conditions de vie des populations locales.

1. Estimations des interventions sociales au profit des populations locales

a. Méthodologie de calcul

Le montant de 150 000 USD des interventions sociales, constaté dans la pratique, est une donnée arrêtée par les dispositions conventionnelles, à savoir le point 3 de la lettre d'engagement des sociétés du 5 Juin 1995 qui matérialise l'article 5 de l'avenant n°6 à la convention du 9 Août 1969. Ainsi, il a été pris comme tel.

³⁶ Lettre n°ZAGOC95-188/L&GR/KKM du 05 Juin 1995 adressée au Ministre de l'Energie par le Directeur Général de Chevron Zaïre Gulf Oil, D.J. WEBSTER.

³⁷ Présentation de PERENCO, Café des Hydrocarbures, Op.Cit, Inédit.

b. Résultat des estimations

Tableau n°8 : Montants des Interventions sociales

| N° | Années | Montants (USD) |
|----|--------|----------------|
| 1 | 2013 | 150 000 |
| 2 | 2014 | 150 000 |
| 3 | 2015 | 150 000 |
| 4 | 2016 | 150 000 |

Source : Montants estimés par l'équipe de recherche du BUFORDI

Il ressort de ce tableau que les estimations de paiements attendus du Projet PERENCO en offshore au titre des interventions sociales restent constantes par an, et se situent à la hauteur de 150 000 USD.

2. Vérifications

Les montants prévus pour les Interventions sociales sont comparés ci-après avec les données ITIE.

Tableau n°9 : Comparaison estimations interventions sociales et données ITIE

| N° | Années | Estimations (USD) | Données ITIE (USD) | Ecart (USD) |
|----|--------|-------------------|--------------------|-------------|
| 1 | 2013 | 150 000,00 | 150 000,00 | 0 |
| 2 | 2014 | 150 000,00 | 150 000,00 | 0 |
| 3 | 2015 | 150 000,00 | 150 000,00 | 0 |
| 4 | 2016 | 150 000,00 | N/A | N/A |

Source : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI.

3. Interprétation

De la comparaison des montants appliqués aux données des rapports ITIE, il ne ressort aucun écart.

6.3. La contribution à la formation des cadres

La contribution à la formation des cadres est un paiement versé par les sociétés pétrolières en vue de contribuer au renforcement des capacités des cadres de l'Etat.

Comme précisé dans la description des interventions sociales, en vertu de l'article 5 de l'avenant 6 à la convention du 9 août 1969 et ce, matérialisée par la lettre d'engagement des

sociétés³⁸, ces dernières, par l'entremise de l'opérateur de la concession, se sont engagées à payer la formation des cadres de l'Etat.

A l'instar des interventions sociales, l'équipe de recherche s'est appuyée sur la lettre d'engagements des sociétés, spécialement en son point 4, qui précise le montant de 150 000 USD à titre de frais de formation des cadres³⁹.

Ce paiement est important par ce qu'il devrait contribuer au renforcement des capacités des cadres congolais.

1. Estimations de la contribution à la formation des cadres

a. Méthodologie de calcul

Suivant le point 4 de la lettre d'engagement des sociétés du 5 juin 1969 qui matérialise les dispositions pertinentes de l'article 5 de l'avenant n°6 à la convention du 09 Août 1969⁴⁰, le montant de 150 000 USD évoqué ci-haut a été considéré. Lequel montant a été reconduit sur les différentes années d'étude.

b. Résultats des estimations

Tableau n°10 : Estimations de la contribution à la formation des cadres

| N° | Années | Montants (USD) |
|----|--------|----------------|
| 1 | 2013 | 150 000 |
| 2 | 2014 | 150 000 |
| 3 | 2015 | 150 000 |
| 4 | 2016 | 150 000 |

Source : Montants estimés par l'équipe de recherche du BUFORDI.

Il ressort de ce tableau que les estimations de paiements attendus du Projet PERENCO en offshore au titre de la contribution à la formation des cadres restent constantes par an, et se situent toujours à la hauteur de 150 000 USD.

2. Vérifications

La vérification a consisté à confronter les estimations aux données ITIE des années sous étude.

38 Lettre n°ZAGOC95-188/L&GR/KKM du 05 Juin 1995 adressée au Ministre de l'Energie par le Directeur Général de Chevron Zaïre Gulf Oil, D.J. WEBSTER.

39 Lettre d'engagements des sociétés, Op.Cit, inédit.

40 précisant le montant et les modalités de paiement de frais de formation des cadres

Tableau n° 11 : Comparaison estimations de la contribution à la formation des cadres aux données ITIE

| N° | Années | Estimations (USD) | Données ITIE ⁴¹ (USD) | Ecart (USD) |
|----|--------|-------------------|----------------------------------|-------------|
| 1 | 2013 | 150 000,00 | 147 402 | (2 598) |
| 2 | 2014 | 150 000,00 | 166 847 | 16 847 |
| 3 | 2015 | 150 000,00 | 135 150 | (14 850) |
| 4 | 2016 | 150 000,00 | N/A | N/A |

Source : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

3. Interprétation

En comparant les estimations aux données ITIE, il résulte que les années 2013 et 2015 enregistrent des écarts négatifs de l'ordre de 2 598 USD et de 14 850 USD. Cependant, l'année 2014 dégage un écart positif de 16 847 USD.

⁴¹ Données tirées des formulaires des déclarations des entreprises sur le site ITIE

6.4. La marge distribuable ETAT (Profit-Oil Etat Puissance Publique)

La marge distribuable Etat est la part de la production de pétrole brut, diminuée des charges déductibles y relatives, revenant à celui-ci de par son statut de propriétaire du sol et du sous-sol, lors du premier partage avec les sociétés pétrolières. Elle est perçue soit en nature, soit en espèce, selon le cas.

Elle a pour base légale les dispositions de l'article 3b de l'avenant n°5 à la convention du 09 août 1969 signé entre la République du Zaïre et les groupes des entreprises Gulf-oil Zaïre, TEIKOKU et Cometra Oil en 1982. Son taux est de 40%.

Son importance se traduit par sa significativité dans la contribution au budget de l'Etat.

1. Estimation de la marge distribuable ETAT (Profit-Oil Etat Puissance Publique).

a. Méthodologie de calcul

Pour calculer la marge distribuable Etat, l'équipe de recherche a considéré les chiffres d'affaires annuels utilisés dans le calcul de la taxe de statistique dont l'approche a été précédemment décrite.

Les chiffres d'affaires calculés ont été diminués de la taxe de statistique, des dépenses opérationnelles, évaluées à 33,61% du chiffre d'affaires. La valeur des dépenses opérationnelles a été estimée sur base de l'annexe A à l'Avenant n°5 sus visé.

Ainsi, la marge distribuable Etat est obtenue sur base de la marge distribuable multipliée par 40% de taux.

La formule est la suivante :

(i) **$Marge\ distribuable = Chiffre\ d'Affaire\ Brute(CA) = CA - TS - DO$**

(ii) **$Marge\ distribuable\ Etat = Marge\ distribuable \times 40\% \text{ de Taux}$**

b. Résultats des estimations

Tableau n°12 : Estimations de la marge distribuable Etat

| N° | Années | Assiettes (marge distribuable) (USD) | Taux (%) | Estimations (USD) |
|----|--------|---|-------------|----------------------|
| 1 | 2013 | 307 276 814,50 | 40 | 122 910 725,80 |
| 2 | 2014 | 347 150 250,44 | 40 | 138 860 100,18 |
| 3 | 2015 | 152 901 836,91 | 40 | 61 160 734,76 |
| 4 | 2016 | 131 155 323,32 | 40 | 52 462 129,33 |

Source : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

Les montants estimés varient d'une année à l'autre. Cependant, il s'observe que les montants enregistrés en 2013 et 2014 sont largement supérieurs à ceux de 2015 et 2016.

2. Vérifications

La vérification a consisté à confronter les estimations aux données ITIE des années sous étude.

Tableau n°13 : Comparaison de la marge distribuable Etat aux données ITIE

| N° | Années | Estimations (USD) | Données ITIE (USD) | Ecart (USD) |
|----|--------|----------------------|-----------------------|----------------|
| 1 | 2013 | 122 910 725,80 | 147 020 203,00 | 24 109 477,20 |
| 2 | 2014 | 138 860 100,18 | 133 485 437,00 | (5 374 663,18) |
| 3 | 2015 | 61 160 734,74 | 56 902 657,00 | (4 258 077,74) |
| 4 | 2016 | 52 462 129,33 | N/A | N/A |

Source : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

3. Interprétation

En comparant les estimations avec les données ITIE des années sous étude, il a été établi qu'en 2013, la déclaration de l'ITIE était supérieure de 24 109 477, 20 USD, alors que les années 2014 et 2015 enregistrent des données inférieures.

6.5. La participation Etat ou Dividende (Profit-Oil Etat associé)

La participation Etat ou Dividende est la part des hydrocarbures revenant à l'Etat en fonction de sa participation dans le projet. Elle peut être perçue en nature ou en espèce. Ce dividende est versé à l'Etat conformément aux dispositions de l'article 3 de l'avenant n°5 à la convention du 09 Août 1969 signé le 08 Janvier 1982. Sur cette base, l'Etat participe dans

l'exploitation en offshore à hauteur de 20%. Ces dividendes dépendent du volume de Profit-Oil restant pour les associés. Il est prélevé lors du deuxième partage entre l'Etat et l'association des producteurs pétroliers en offshore.

Son importance se traduit par la significativité des recettes qui sont rapportées au budget de l'Etat.

1. Estimations de la Participation Etat

a. Méthodologie de calcul

Pour ce qui est de la participation Etat, l'équipe de recherche a considéré les 60% de la marge distribuable destinée aux sociétés après le prélèvement de la part de l'Etat de 40% de la marge distribuable totale. Ainsi, de la part de la marge distribuable restant aux sociétés ont été déduites 20 % pour obtenir la participation de l'Etat.

Pour y parvenir, la formule ci-dessous a été utilisée :

$$\text{Participation Etat} = \text{Part de profit oil restant aux sociétés} \times 20\%$$

b. Résultat des estimations

Tableau n°14 : Estimations de la participation Etat

| N° | Années | Assiettes (part de profit oil restant aux sociétés) (USD) | Taux (%) | Estimations (USD) |
|----|--------|---|----------|-------------------|
| 1 | 2013 | 184 066 088,70 | 20 | 36 813 217,74 |
| 2 | 2014 | 207 990 150,27 | 20 | 41 598 030,05 |
| 3 | 2015 | 91 441 102,15 | 20 | 18 288 220,43 |
| 4 | 2016 | 78 693 193,99 | 20 | 15 738 638,80 |

Source : estimations calculées par l'équipe de recherche du BUFORDI

Les estimations de la participation Etat ont augmenté à partir de 2014, puis ont diminué de plus de la moitié en 2015 et 2016.

2. Vérifications

La vérification s'est faite en comparant les estimations aux données ITIE des années d'étude.

Tableau n°15 : Comparaison des estimations de la participation Etat aux données ITIE

| N° | Années | Estimations (USD) | Données ITIE (USD) | Ecart (USD) |
|----|--------|-------------------|--------------------|----------------|
| 1 | 2013 | 36 813 217,74 | 44 106 061,00 | 7 292 843,26 |
| 2 | 2014 | 41 598 030,05 | 40 048 104,00 | (1 549 926,05) |
| 3 | 2015 | 18 288 220,43 | 17 067 964,00 | (1 220 256,43) |
| 4 | 2016 | 15 738 638,80 | N/A | N/A |

Sources : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

3. Interprétation

A l'instar de la marge distribuable Etat puissance publique, l'analyse des données ITIE et des estimations obtenues, montre que l'écart de 2013 est positif. Il est négatif pour 2014 et 2015. Convient-il également de préciser que faute du rapport ITIE 2016, la comparaison n'a pas été faite.

En 2013, à la lumière des données ITIE, l'Etat aurait perçu plus soit, 77 292 834, 26 USD comparativement à nos estimations. A contrario, l'Etat aurait perçu moins en 2014, soit 1 549 926, 05 USD. De même en 2015, il aurait perçu moins soit, 1 220 256, 43 USD.

6.6. L'Impôt sur les Bénéfices et Profits

L'Impôt sur les bénéfices et profits (IBP) est une obligation de droit commun qui trouve son fondement dans l'Ordonnance-loi n° 69-009 du 10 février 1969 telle qu'amendée à ce jour portant code des impôts. Son taux est de 40 %. Il est frappé sur les bénéfices nets des sociétés.

Toutefois, la société PERENCO, étant régie par le régime conventionnel, est redevable de cet impôt en vertu des dispositions de l'article 3.e de l'avenant n°5 à la convention pétrolière du 9 août 1969 signé en date du 28 janvier 1982 qui stipule que « les sociétés pétrolières ayant des exploitations pétrolières off-shore payent à l'Etat 40% au titre de l'IBP, après déduction de la participation de 20% à titre de profit-Oil Etat associé et des autres dépenses professionnelles déductibles selon le droit commun ».

Il est l'un des flux le plus significatif en termes de contribution au budget de l'Etat.

1. Estimations de l'impôt sur les bénéfices et profits (IBP)

a. Méthodologie de calcul

Pour obtenir l'IBP, l'équipe de recherche a procédé d'abord par le calcul de la part du profit oil restant aux sociétés et ce, après déduction de 20% revenant à l'Etat associé. La valeur du profit oil restant ainsi trouvée a été multipliée par 40% qui représentent le taux de l'IBP.

La formule est la suivante :

$$IBP = \text{Profit oil autres associés} \times 40\%$$

b. Résultat des estimations

Tableau n° 16 : Estimations de l'IBP

| N° | Années | Assiettes (Profit oil autres associés) (USD) | Taux (%) | Estimations (USD) |
|----|--------|--|----------|-------------------|
| 1 | 2013 | 147 252 870, 96 | 40 | 58 901 148,38 |
| 2 | 2014 | 166 392 120, 21 | 40 | 66 556 848,09 |
| 3 | 2015 | 73 152 881, 72 | 40 | 29 261 152,69 |
| 4 | 2016 | 62 654 555,20 | 40 | 25 061 822,08 |

Source : estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

Les montants estimés ont connu un pic en 2014 puis une diminution consécutive en 2015 et 2016.

2. Vérifications

Les estimations ont été comparées aux données ITIE des années sous étude.

Tableau n° 17 : Comparaison des estimations de l'IBP et données ITIE

| N° | Années | Estimations | Données ITIE | Ecart |
|----|--------|---------------|---------------|---------------|
| 1 | 2013 | 58 901 148,38 | 70 548 930 | 11 647 781,62 |
| 2 | 2014 | 66 556 848,09 | 69 714 921 | 3 158 072,91 |
| 3 | 2015 | 29 261 152,69 | 40 272 257,26 | 11 011 104,57 |
| 4 | 2016 | 25 061 822,08 | N/A | N/A |

Sources : Estimations de l'équipe de recherche du BUFORDI

3. Interprétation

Dans l'ensemble, nos estimations de l'impôt sur le bénéfice et profits sont inférieures par rapports aux paiements effectués par les sociétés rapportées par l'ITIE.

Tableau n°18 : Synthèse des estimations des flux

| N° | | 2013 | | | 2014 | | | 2015 | | | 2016 | | |
|----|------|----------------|-------------|---------------|----------------|-------------|----------------|---------------|---------------|----------------|---------------|------|--------|
| | | ESTIMATIONS | ITIE | ECARTS | ESTIMATIONS | ITIE | ECARTS | ESTIMATIONS | ITIE | ECARTS | ESTIMATIONS | ITIE | ECARTS |
| 1. | TS | 4 675 111,02 | 5 724 676 | 1 049 564,98 | 5 281 771,63 | 4 209 775 | (1 071 996,63) | 2 326 348,85 | 2 756 371,00 | 430 022,15 | 1 995 483,12 | N/A | N/A |
| 2. | ISPL | 150 000,00 | 150 000 | 0 | 150 000,00 | 150 000 | 0 | 150 000,00 | 150 000,00 | 0 | 150 000,00 | N/A | N/A |
| 3. | CFC | 150 000,00 | 147 402 | (2 598) | 150 000,00 | 166 847 | 16 847 | 150 000,00 | 135 150 | (14 850) | 150 000,00 | N/A | N/A |
| 4. | MDE | 122 910 725,80 | 147 020 203 | 24 109 477,20 | 138 860 100,18 | 133 485 437 | (5 374 663,18) | 61 160 734,74 | 56 902 657,00 | (4 258 077,74) | 52 462 129,33 | N/A | N/A |
| 5. | PE | 36 813 217,74 | 44 106 061 | 7 292 843,26 | 41 598 030,05 | 40 048 104 | (1 549 926,05) | 18 288 220,43 | 17 067 964,00 | (1 220 256,43) | 15 738 638,80 | N/A | N/A |
| 6. | IBP | 58 901 148,38 | 70 548 930 | 11 647 781,62 | 66 556 848,09 | 69 714 921 | 3 158 072,91 | 29 261 152,69 | 40 272 257,26 | 11 011 104,57 | 25 061 822,08 | N/A | N/A |

VII. CONSTATS

Après avoir comparé les estimations aux données ITIE de la période sous étude, ce chapitre passe en revue les constats relevés, les problèmes et les risques potentiels liés aux flux examinés.

7.1. Constats en rapport avec la taxe de statistique

De l'analyse des données relatives à la taxe de statistique, il a été constaté une différence des montants (entre les estimations et les données ITIE) due à l'approche de calcul utilisée par l'équipe de recherche, laquelle pourrait être différente de celle utilisée par les sociétés.

Cette différence pourrait se justifier par les quelques problèmes relevés ci-après :

- L'absence dans le domaine public des rapports officiels traitant des questions spécifiques des hydrocarbures, notamment : le chiffre d'affaires des pétroliers producteurs, ses éléments constitutifs (cotations Brent par période, différentiel de Cabinda et discount) ainsi que les coûts opérationnels réels par période de production ;
- La faiblesse des moyens (humains, financiers, matériels et techniques) mis à la disposition des services publics compétents pour assurer un contrôle efficace des activités pétrolières en offshore ;
- La faiblesse des mécanismes de contrôle et de traçabilité des informations tant des quantités des hydrocarbures exportées que du prix réel de vente.

De ces problèmes peuvent découler les risques suivants :

- Les statistiques des exportations déclarées unilatéralement pourraient constituer un risque potentiel pouvant impacter les chiffres d'affaires et de surcroît la valeur exacte de la taxe de statistique à payer à l'Etat si elles sont non fiables ou incorrectes ;
- La méconnaissance du niveau réel de prix auquel est vendu le pétrole brut pourrait également agir sur la valeur de ladite taxe et sur les autres revenus dont le calcul dépend du chiffre d'affaires ;
- Le non respect et/ou la non amélioration du climat des affaires pourrait agir négativement sur le Discount et influencer négativement sur le prix de vente du pétrole brut.

Ces risques pourraient être accentués par les facteurs suivants :

- La persistance de l'opacité dans la gestion des données statistiques, prix et autres informations importantes en rapport avec les conventions et accords portants sur l'exploitation des hydrocarbures dans la zone ;
- L'absence ou la persistance de l'inefficacité des mécanismes des services en charge du contrôle et de la traçabilité des activités réalisées par les entreprises privées dans le cadre des conventions et autres accords ;
- La non opérationnalité de mécanismes de contrôle et de traçabilité des informations relatives aussi bien aux quantités exportées qu'au prix réel de vente de pétrole brut ;
- Le non respect du climat des affaires par les autorités politique de la république.

Partant, ces risques pourraient être mitigés par :

- La disponibilité et l'accessibilité dans le domaine public des informations relatives aux quantités exportées et aux prix de vente de pétrole brut réellement pratiqués;
- Le renforcement des mécanismes de contre vérification et de traçabilité des déclarations faites par les pétroliers producteurs ;
- Le respect du climat des affaires par l'Etat congolais.

7.2. Constats relatifs aux interventions sociales au profit des communautés locales

Le constat relevé au terme de l'analyse des données se rapportant aux interventions sociales est tel que le montant conventionnel y relatif est resté le même des années durant depuis leur instauration⁴². Toutefois, il existe aussi des interventions volontaires de la part des sociétés⁴³. De même, la difficulté de distinguer les actions sociales réalisées dans le cadre de l'exploitation maritime de celles relevant de l'exploitation terrestre.

⁴² Lettre d'engagement des sociétés relative à l'application des dispositions de l'article 5 de l'avenant 6 à la convention du 09 Août 1969

⁴³ L'or noir du Congo : Risque d'instabilité ou opportunité de développement ? Afrique n°188-11 Juillet 2011.

Les problèmes soulevés au terme de l'analyse de ce flux sont les suivants :

- Le manque de transparence dans la gestion de ce montant ;
- La modicité du montant arrêté des interventions sociales contraste sérieusement avec l'évolution démographique de la population du terroir ;
- La confusion entre les interventions conventionnelles et celles discrétionnaires des sociétés ;
- La prise d'initiatives par l'opérateur de la concession dans la réalisation de toutes les actions sociales en faveur des communautés locales⁴⁴ même s'il sollicite les avis des communautés bénéficiaires ;
- Le contraste entre l'esprit et la lettre du point 3 de la lettre d'engagement des sociétés et le rôle dévolu au COCODEM.

De ces problèmes peuvent découler les risques suivants :

- La mauvaise allocation des ressources qui conduirait à la mauvaise perception du Projet PERENCO par les communautés (bâtiments scolaires à KINKAZI) dans le cadre des interventions sociales au profit des communautés;
- La faible couverture des besoins réels des populations dans les secteurs de l'éducation et de la santé qui pourrait retarder le développement de la contrée ;
- La non appropriation par les communautés des ouvrages réalisés.

Ces risques pourraient être aggravés par des facteurs suivants :

- L'inadaptation du montant des interventions sociales aux besoins réels des communautés locales ;
- La persistance de la confusion dans le chef des communautés locales des rôles et responsabilités entre PERENCO et COCODEM quant à l'identification et au suivi de l'implémentation des projets d'intérêt communautaire ;
- L'imprécision d'un certain nombre d'informations sur certains ouvrages : « année, nature de l'intervention (volontaire ou conventionnelle), coût de l'ouvrage, maître d'œuvre, entrepreneur/agence locale d'exécution » qui contribuerait à rendre difficile le suivi par la communauté ou tout autre organe indépendant.

⁴⁴ Lettre d'engagements des sociétés, Op.Cit, inédit

Les facteurs de mitigation de ces risques pourraient se décliner de la manière suivante :

- L'adaptation du montant des interventions sociales aux besoins réels des communautés locales ;
- La sensibilisation de la population sur les rôles et responsabilités entre PERENCO et COCODEM quant à l'identification et au suivi de l'implémentation des projets d'intérêt communautaire ;
- La précision d'un certain nombre d'informations sur les ouvrages réalisés : « année, nature de l'intervention (volontaire ou conventionnelle), coût de l'ouvrage, maître d'œuvre, entrepreneur/agence locale d'exécution » qui contribuerait à rendre difficile le suivi par la communauté ou tout autre organe indépendant.

7.3. Constats concernant la contribution à la formation des cadres Congolais

Au terme de l'analyse sur la contribution à la formation des cadres, il ressort qu'au cours des années sous étude, le montant payé par les sociétés n'est pas le même que celui fixé à 150 000 USD par an tel que présenté fixé dans la lettre d'engagements des sociétés.

Ce constat appelle les préoccupations suivantes :

- La présentation de ce paiement d'une manière agrégée ne permettant pas de cerner l'apport de chaque société opérant en offshore ;
- L'absence dans le domaine public d'un registre sur les effectifs des cadres congolais formés ;
- L'inefficacité de la politique de formation des cadres congolais.

De ces problèmes découlent les risques suivants :

- La faible couverture des besoins réels en formation suite à la mauvaise allocation des fonds destinés à la formation des cadres Congolais ;
- La faible performance du secteur pétrolier consécutive au niveau de compétence des cadres Congolais ;
- L'absence des cadres congolais compétents à même de gérer le secteur des hydrocarbures et le recours subséquent à l'expertise étrangère.

La situation décrite ci-haut pourrait être amplifiée par les faits suivants :

- L'inadaptation du besoin réel de la formation des cadres congolais et l'interchangeabilité du montant dudit flux ;
- La persistance de l'inefficacité de la politique de formation des cadres congolais.

Pour atténuer ces risques, il pourrait être envisagé ce qui suit :

- L'existence d'un registre des cadres congolais formés par an ;
- Le renforcement de la politique de formation des cadres congolais et le suivi des montants alloués à celle-ci.

7.4. Constats par rapport à la marge distribuable ETAT (Profit-Oil Etat Puissance Publique)

Le constat établi à la suite de l'analyse de la marge distribuable montre que les montants payés sont en diminution lorsque l'on observe la courbe sur une période de quatre ans dont les deux dernières sont largement en baisse.

Un tel constat amène à identifier quelques problèmes ci-après :

- La non maîtrise du prix réel de vente du pétrole brut ;
- La non maîtrise des niveaux des coûts opérationnels périodiques ;
- La baisse du prix de vente due à la chute du cours de baril dans le monde ;
- La minimisation de la valeur réelle des exportations due à la faiblesse des mécanismes de contrôle et de suivi des opérations.

Ces problèmes pourraient occasionner les risques suivants :

- La baisse du chiffre d'affaires ;
- La surestimation des coûts opérationnels impactant la marge distribuable Etat ;
- La diminution de la part de la marge distribuable revenant à l'Etat.

Ces différents risques pourraient être aggravés par les facteurs suivants :

- L'inefficacité des mécanismes de contrôle et de traçabilité des statistiques de production et des exportations des sociétés ;
- La méconnaissance du seuil réel des coûts opérationnels ;

- La persistance de la baisse du prix du baril dans le monde ;
- Le non respect du climat des affaires par les autorités politiques.

Partant, ces risques pourraient être mitigés par :

- L'optimisation des mécanismes de contrôle et de traçabilité des statistiques de production et des exportations des sociétés ;
- Le plafonnement des coûts opérationnels ;
- Le respect du climat des affaires.

7.5. Constats relatifs à la participation Etat (Profit-Oil Etat associé)

Ce flux a été analysé comme tous les autres concernés par cette étude. Son examen démontre qu'il y a une faible participation de l'Etat par rapport à ses partenaires privés dans le consortium. De même, il a été observé des variations des montants qui pourraient s'expliquer, entre autres, par l'environnement économique et la perception des paiements anticipatifs.

Ce constat pose les problèmes relevés ci-après :

- Le faible exercice de l'influence de l'Etat dans les opérations du consortium vis-à-vis de l'actionnaire majoritaire;
- Le faible niveau de production et du prix de vente du brut qui influe sur le dividende.

De ces problèmes peuvent découler les risques suivants :

- Les ressources liées au dividende de l'Etat associé sont limitées ;
- Le faible exercice par l'Etat du contrôle de la production et des exportations pétrolières.

Ces risques pourraient être accentués par les facteurs suivants :

- Le maintien du niveau actuel de participation de l'Etat dans le capital des sociétés concessionnaires ;
- Le maintien dans l'état du cadre légal et réglementaire régissant l'exploitation pétrolière en offshore.

Partant, ces risques pourraient être mitigés par :

- La révision du cadre légal et réglementaire régissant l'exploitation pétrolière en offshore (convention) ;
- La majoration du niveau de participation de l'Etat dans l'exploitation offshore dans le sens de lui permettre de jouer pleinement son rôle.

7.6. Constats concernant l'Impôt sur les Bénéfices et Profits

L'analyse des données en rapport avec l'impôt sur le bénéfice et profit a mis en évidence des constats, à savoir que les écarts générés sur ce flux sont restés positifs sur la période couverte par l'étude. Le montant payé reste tributaire, notamment du niveau de production, des quantités exportées, des coûts opérationnels et du prix de vente du pétrole brut.

Les problèmes, les risques, les facteurs aggravants et les facteurs des mitigations concernant la Marge Distribuée s'appliquent mutatis mutandis à l'IBP.

VIII. CONCLUSION

Au terme de l'analyse des obligations fiscales et parafiscales du projet pétrolier PERENCO, il est impérieux de circonscrire le condensé de la démarche utilisée pour bien mener cette dernière et des résultats auxquels elle a abouti.

En effet, l'étude de BUFORDI avait pour but d'évaluer la capacité contributive du projet pétrolier offshore développé par l'association des entreprises MIOC, TEIKOKU et CHEVRON ODS pour le compte du Groupe PERENCO dans le littoral atlantique de la RDC au budget de l'Etat congolais et au développement du territoire de Moanda en particulier, durant la période allant de 2013 à 2016. Le choix de cette zone a été motivé par le fait que ce projet est parmi les rares projets se trouvant dans la phase de production sur l'ensemble des activités pétrolières en cours en RDC et de ce fait, il devrait constituer une grande potentialité de développement pour le pays en général et plus particulièrement pour la population de Moanda. L'étude n'a pas abordé tous les flux applicables à la convention. Elle s'est focalisé sur six flux ayant été retenus sur base des critères ad hoc : importance, ampleur et significativité.

Après une analyse fouillée des données en lien avec le projet obtenues auprès des institutions tant publiques que privées et auprès de l'entreprise PERENCO elle-même, l'équipe de recherche de BURFORDI a conclu que le projet PERENCO n'a pas été jusque-là à même de contribuer assez significativement au budget de l'Etat et de manière durable au développement local du territoire de Moanda et de ses environs. Plusieurs facteurs ont concouru à cette situation, notamment :

1. L'étude a mise en évidence le fait que le premier facteur à la base de ce déficit serait les restrictions consacrées par le cadre légal régissant le projet. En effet, le projet sur le littoral atlantique étant régi par un régime conventionnel, le régime fiscal dudit projet est celui prévu dans la convention pétrolière du 9 août 1969 et ses huit (8) avenants. Ce dernier limite la liste des impôts et taxes auxquels sont assujettis les entreprises concernées et les exemptent de toute autre taxe, impôt, prélèvement, royalties ou redevance de quelque sorte que ce soit, nationale, provinciale ou communale, présente ou future, directe ou indirecte ;
2. Le deuxième facteur est la stagnation du niveau de production. L'étude a révélé qu'en dépit du fait que PERENCO soit le seul projet en phase de production, celle-ci n'a

pas connu d'évolution pendant les années d'étude. Elle est restée inférieure à 5 000 000 de barils l'an pour les années 2013, 2015 et 2016 excepté l'année 2014 ;

3. Le troisième facteur à la base de la faible contribution du projet PERENCO au budget de l'Etat est la faible participation de l'Etat dans le projet. En vertu des avenants n° 2 et n°5, l'Etat a obtenu une participation de 20 % des parts dans le projet lui concédés par les sociétés concessionnaires. L'étude de BUFORDI a démontré que cette participation accordé à l'Etat plus tard en vertu de la reconnaissance du principe selon lequel le sol et sous-sol appartient à l'Etat, n'est pas bénéfique pour l'Etat parce qu'ayant été calculé de manière forfaitaire. Il n'existe aucun critère objectif, ni calcul expliquant de manière logique et claire le niveau de la part de l'Etat évalué à 15 % au départ et plus tard à 20% ;
4. Le quatrième facteur pourrait être la minimisation de l'assiette et/ou la surestimation des couts opérationnels. L'analyse des estimations de BUFORDI et les données ITIE des exercices concernés par l'étude sur la taxe statistique, la marge distribuable Etat puissance publique, la participation Etat et l'Impôt sur les bénéfices et profits laisse voir que pour ces 4 flux, l'Etat aurait perçu des entreprises un surplus de 45223345,66 USD par rapport à ce qui lui était dû, soit ¼ des recettes totales générées par le secteur des hydrocarbures en général en 2015. Et que cette situation pourrait être expliquée par la différence entre les statistiques des exportations et les éléments de détermination du prix de vente du pétrole utilisés par l'équipe de recherche de BURFORDI et ceux utilisés par PERECON dans la détermination du chiffre d'affaires d'une part, et de l'autre, dans les éléments ayant servi à la détermination du des coûts opérationnels ainsi que des autres charges déductibles, qui du reste sont inaccessibles pour le public ;
5. Enfin, concernant l'apport du projet pétrolier PERENCO au développement socioéconomique des communautés locales, il a été constaté qu'un forfait de 150 000 USD a été arrêté depuis de lustres à titre des interventions sociales conventionnelles et ce, en dépit de l'évolution démographique. Et, des nombreuses actions sociales ont été réalisé par PERENCO dans dans les secteurs de la santé et de l'éducation. Cependant, les communautés ne sont pas en mesure de distinguer les actions sociales relevant du cadre conventionnel de celles entreprises par la propre initiative de l'entreprise.

Pour pallier aux faiblesses relevées par la présente étude, le BUFORDI exhorte les différents acteurs concernés à s'approprier les recommandations formulées par ce document et à travailler pour leur mise en œuvre.

IX. BIBLIOGRAPHIE

I. Lois et décrets

- a. Loi n° 15-012 du 1^{er} Août 2015 portant dispositions générales applicables aux hydrocarbures ;
- b. Décret n° 16-010 du 19 Avril 2016 portant règlement des hydrocarbures.

II. Conventions et contrats pétroliers

- a. Convention pétrolière du 11 août 1969 ;
- b. Convention pétrolière du 09 août 1969 ;
- c. Contrat PERENCO-LIREX-COHYDRO.

III. Ouvrages

- a. NZAU MATUTA Joseph, Droit Congolais des Hydrocarbures : Reconnaissance, Exploration et Production, Ed. ICES, Janvier 2013, Paris, 297 p.

IV. Présentation PERENCO KINSHASA

- a. Communication de la Directrice de PERENCO KIN aux assises de l'IPAD (infrastructures en Afrique, partenariat pour le développement) 2011, inédit.
- b. Communication de la Directrice de PERENCO KIN sur la fiscalité pétrolière, inédit.

V. Articles en dur et en ligne

- a. ccfd-terre solidaire, Rapport de l'étude de cas de l'entreprise PERENCO, Mars 2014, inédit, 72 p ;
- b. Le pétrole dans le monde : enjeux économiques et politiques

VI. Sites internet

- a. www.perenco-drc.com
- b. www.inpex.co.jp ;
- c. www.unocal ;

VII. Lettres

- a. Lettre n° ZAGOC95-188/L&GR/KKM du 05 Juin 1995 adressée au Ministre de l'Energie par le Directeur Général de Chevron Zaïre Gulf Oil, D.J. WEBSTER.

ANNEXE I : TABLEAU D'ESTIMATION DES CHIFFRES D'AFFAIRES MENSUELS POUR L'EXERCICE 2013

| MOIS | PRODUCTION EXPORTEE (bbl) | PARITE EURO- DOLLAR | PRIX DU BARIL (EURO) | PRIX DU BARIL (DOLLARS) | CHIFFRE D'AFFAIRES MENSUELS (DOLLARS) |
|---------------------|--|------------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| Janvier | 499 974,00 | 1,3444 | 84,3 | 113,33292 | 56 663 513,34 |
| Février | 570 419,00 | 1,3129 | 87,2 | 114,48488 | 65 304 350,76 |
| Mars | - | 1,2805 | 84,7 | 108,45835 | - |
| Avril | 540 035,00 | 1,2999 | 79,7 | 103,60203 | 55 948 722,27 |
| Mai | 545 135,00 | 1,2999 | 79,4 | 103,21206 | 56 264 506,33 |
| Juin | 568 523,00 | 1,308 | 77,9 | 101,8932 | 57 928 627,74 |
| Juillet | - | 1,326 | 82,3 | 109,1298 | - |
| Août | - | 1,3347 | 82,7 | 110,37969 | - |
| Septembre | 519 501,00 | 1,3537 | 86 | 116,4182 | 60 479 371,32 |
| Octobre | 520 010,00 | 1,3784 | 80,2 | 110,54768 | 57 485 899,08 |
| Novembre | 529 540,00 | 1,3592 | 79,8 | 108,46416 | 57 436 111,29 |
| Décembre | - | 1,3814 | 80,7 | 111,47898 | - |
| TOTAL ANNUEL | 4 293 137,00 | | | | 467 511 102,13 |

ANNEXES II : TABLEAU D'ESTIMATION DES CHIFFRES D'AFFAIRES MENSUELS POUR L'EXERCICE 2014

| MOIS | PRODUCTION EXPORTEE (bbl) | PARITE EURO-DOLLAR | PRIX DU BARIL (EURO) | PRIX DU BARIL CONVERTI EN DOLLARS | CHIFFRE D'AFFAIRES MENSUELS ESTIME EN DOLLARS |
|---------------------|--|-------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| Janvier | 528459 | 1,3649 | 79 | 107,8271 | 56982201,44 |
| Février | 512985 | 1,38 | 79,5 | 109,71 | 56279584,35 |
| Mars | 559655 | 1,375 | 77,9 | 107,1125 | 59946046,19 |
| Avril | - | 1,38 | 78,2 | 107,916 | - |
| Mai | 549757 | 1,36 | 79,5 | 108,12 | 59439726,84 |
| Juin | 570103 | 1,36 | 82,2 | 111,792 | 63732954,58 |
| Juillet | 324778 | 1,34 | 79,2 | 106,128 | 34468039,58 |
| Août | 387950 | 1,32 | 76,6 | 101,112 | 39226400,4 |
| Septembre | 615069 | 1,27 | 75,5 | 95,885 | 58975891,07 |
| Octobre | 334459 | 1,27 | 68,9 | 87,503 | 29 266165,88 |
| Novembre | 606455 | 1,25 | 62,9 | 78,625 | 47682524,38 |
| Décembre | 359968 | 1,22 | 50,5 | 61,61 | 22177628,48 |
| TOTAL ANNUEL | 5349638 | | | | 528177163,17 |

ANNEXES III : TABLEAU D'ESTIMATION DES CHIFFRES D'AFFAIRES MENSUELS POUR L'EXERCICE 2015

| MOIS | PRODUCTION EXPORTEE (bbl) | PARITE EURO-DOLLAR | PRIX DU BARIL (EURO) | PRIX DU BARIL CONVERTI EN DOLLARS | CHIFFRE D'AFFAIRES MENSUELS ESTIME EN DOLLARS |
|---------------------|--|-------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| Janvier | 539003 | 1,13 | 41,6 | 47,008 | 25337453,02 |
| Février | - | 1,12 | 51 | 57,12 | - |
| Mars | 509929 | 1,08 | 51,6 | 55,728 | 28417323,31 |
| Avril | 379461 | 1,12 | 54,9 | 61,488 | 23332297,97 |
| Mai | 379691 | 1,1 | 57,9 | 63,69 | 24182519,79 |
| Juin | 359936 | 1,12 | 55,6 | 62,272 | 22413934,59 |
| Juillet | 759148 | 1,1 | 50,8 | 55,88 | 42421190,24 |
| Août | - | 1,13 | 42,2 | 47,686 | - |
| Septembre | 369664 | 1,12 | 42,1 | 47,152 | 17430396,93 |
| Octobre | 369663 | 1,1 | 42,8 | 47,08 | 17403734,04 |
| Novembre | 389955 | 1,06 | 41,4 | 43,884 | 17112785,22 |
| Décembre | 386680 | 1,09 | 34,6 | 37,714 | 14583249,52 |
| TOTAL ANNUEL | 4443130 | | | | 232634884,63 |

ANNEXES IV : TABLEAU D'ESTIMATION DES CHIFFRES D'AFFAIRES MENSUELS POUR L'EXERCICE 2016

| MOIS | PRODUCTION EXPORTEE (bb) | PARITE EURO-DOLLAR | PRIX DU BARIL (EURO) | PRIX DU BARIL CONVERTI EN DOLLARS | CHIFFRE D'AFFAIRES MENSUELS ESTIME EN DOLLARS |
|---------------------|---|-------------------------------|-------------------------------------|--|--|
| Janvier | 391795 | 1,09 | 28,4 | 30,956 | 12128406,02 |
| Février | - | 1,1 | 29,9 | 32,89 | - |
| Mars | 369455 | 1,12 | 35,1 | 39,312 | 14524014,96 |
| Avril | 369996 | 1,14 | 38,1 | 43,434 | 16070406,26 |
| Mai | 349665 | 1,12 | 42,1 | 47,152 | 16487404,08 |
| Juin | 379652 | 1,11 | 43,2 | 47,952 | 18205072,7 |
| Juillet | 349975 | 1,11 | 40,8 | 45,288 | 15849667,8 |
| Août | 359621 | 1,13 | 41,2 | 46,556 | 16742515,28 |
| Septembre | 379747 | 1,12 | 41,2 | 46,144 | 17523045,57 |
| Octobre | 520016 | 1,09 | 45,1 | 49,159 | 25563466,54 |
| Novembre | 427051 | 1,06 | 43,1 | 45,686 | 19510251,99 |
| Décembre | 507001 | 1,04 | 51,1 | 53,144 | 26944061,14 |
| TOTAL ANNUEL | 4403974 | | | | 199548312,35 |