HAL
open science

Prix de transfert et l'exportation de brut amélioré. Le Cas du Venezuela

José Galindez

To cite this version:

José Galindez. Prix de transfert et l'exportation de brut amélioré. Le Cas du Venezuela. Droit. Université Paris sciences et lettres, 2019. Français. NNT : 2019PSLED039 . tel-03222149

HAL Id: tel-03222149

https://theses.hal.science/tel-03222149v1

Submitted on 10 May 2021

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

PSL UNIVERSITÉ PARIS

THÈSE DE DOCTORAT
DE L'UNIVERSITÉ PSL

Préparée à l'Université Paris-Dauphine

Prix de transfert et l'exportation de brut amélioré. Le Cas du Venezuela

Soutenue par
José GALINDEZ
Le 16.12.2019

Ecole doctorale n° ED 543
Ecole doctorale de Dauphine

Spécialité
Droit

Composition du jury :

Arnaud, RAYNOUARD Université Paris-Dauphine	*Directeur de thèse*
Bernard, CASTAGNÈDE Université Paris 1, Panthéon Sorbonne	*Président du Jury*
Emmanuel, DINH Université Paris-Dauphine	*Rapporteur*
Renaud, BOURGET Université Côte d'Azur	*Rapporteur*

Dauphine | PSL
UNIVERSITÉ PARIS

L’Université Paris-Dauphine n’entend donner aucune approbation ni improbation aux opinions émises dans cette thèse.

Ces opinions doivent être considérées comme propres à leur auteur.

Para mis hijos: Máximo y Bárbara.
Para mi esposa: María Gabriela.
Para mis padres: Inés, José Luis y Gustavo.

REMERCIEMENTS

Cette thèse est le fruit d'un long effort que je n'aurais pas mené à bout sans le soutien de nombreuses personnes que je tiens à remercier.

Je tiens à exprimer dans un premier temps ma gratitude envers mon directeur de thèse, Monsieur le Professeur Arnaud RAYNOUARD pour son soutien et ses pertinents conseils tout au long de mes travaux. J'adresse également mes remerciements Monsieur le Professeur Renaud BOURGET pour ses conseils et son orientation à l'occasion de la pré-soutenance de la thèse.

Je voudrais exprimer également un grand merci à mon épouse María PADILLA, et mes parents, dont les manifestations de soutien m'ont permis de finir mon travail de recherche.

Je transmets aussi mes remerciements à des professeurs qui m'ont soutenu, encouragé au long mes années recherches : le Professeur Amavi KOUEVI et Monsieur le Professeur Bernard CASTAGNEDE.

Je me dois aussi de remercier mes collègues, Alfredo SOSA, Alain CHARLET, Alberto BARREIX, Alfredo REYES, Alejandro JUAREZ André DUMOULIN, Antonio ALVARADO, Carlos D'ARRIGO, Carlos D'ASCOLI, Darwin SOLORZANO, Didier CORNILLET, Evelyn COOBAN, Frida MEDRANO, Juan CARMONA, Jocelyn PIERRE, Jose ROMERO, Jorge COSULICH, Julian FRANCO, Hernan SANTAMARIA, Gonzalo ARIAS, Kathrin RUSSNER, Lenin FERNANDEZ, Marcio VERDI, Maureen PEREZ, Mario PIRES, Miguel PECHO, Publio CORTES, Rafael DOMINGUEZ, Ronald EVANS, Ramses MALAVE, Raul ZAMBRANO, Roberto SCHATAN, Victor GARZON et Wanda MONTERO, qui ont exprimé leur soutien académique dans mon travail de recherche.

Mes camarades de l'École Doctorale de Dauphine m'ont permis de compter sur un soutien et une compagnie quotidienne qui a rendu moins difficile ma tâche, pour leurs relectures de certains passages de la thèse visant à réduire, au moins partiellement, le nombre des fautes liées aux difficultés linguistiques. Je remercie Tovony RANDRIAMANALINA, Manuel VILLAVICENCIO, Rafael ANGARITA, Gaëlle OBONO, Laurent BREMBILLA Elias BOURRAN, Pierre LEQUET, Thomas FONTAINE, Alexandre LERCHER, Khadija MAZOUNI,

Gaëtan MARAIN, Javier SANCLEMENTE, Sabine VAN HAECKE-LEPIC et Sorror BAHBOUHI.

Un merci aussi Antoine TORRES, Catherine GOGUE-MEUNIER, Igor BRATUSEK, Isabelle FILLIATRE, Laurence DROUIN, Marie Caroline HURSTEL, Stéphanie SALON et Laurence DROUIN., au Service de Reprographie de Dauphine pour leur aide dans la réalisation des démarches administratives auprès de l'Université.

PRINCIPAUX SIGLES ET ABREVIATIONS

A**rt.** Article

ACEC Accord de Coopération Énergétique de Caracas

API « American Petroleum Institute »

APP Accords préalables en matière de prix de transfert

BANDES Banque de Développement Économique et Social de la République Bolivarienne du Venezuela

BEPS « projet contre l'érosion de la base et le transfert de bénéfices »

BCV Banque Centrale du Venezuela

BRENT Pétrole assez léger situé en mer du Nord

DUBAI pétrole brut lourd situé en Asie.

CENCOEX Centre National de Commerce Extérieur

CIC Accord Intégral de Coopération

CIAT Centre Interaméricain des Administrations Fiscales

CVP Corporation Vénézuélienne de Pétrole

FONDEN Fonds National pour le Développement National

Ibid. Au même endroit

n. Numéro

p. Pages

PEMEX Pétroles du Mexique

PETROCARIBE Accord de Coopération Énergétique du Caraïbe

PDVSA Pétroles du Venezuela

SENIAT Administration fiscale vénézuélienne

SICAD Système d'administration des changes complémentaires

Op.cit. Ouvrage précité.

OCDE Organisation de coopération et de développement économique

ONU Organisation des Nations Unies

OPEP Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole

WTI *West Texas Intermediate (Pétrole brut)*

ZUATA SWEET Pétrole brut extra-lourd (8,5 API, 4,8% Soufre)

« Tenez, le Venezuela est blessé au cœur »

Francisco de Miranda (1812)

« *Je pense, donc je suis* »

René Descartes, Le discours de la méthode (1637)

SOMMAIRE

TITRE PRELIMINAIRE : LE PÉTROLE ET LE DROIT FISCAL AU VENEZUELA

CHAPITRE I : Le Pétrole au Venezuela aux XXe et XXIe Siècles

CHAPITRE II : Les fondements du Droit Fiscal au Venezuela

PREMIÈRE PARTIE : PRIX DE TRANSFERT ET LA FISCALITE PETROLIÈRE

TITRE I : L'IMPOSITION APPLICABLE À L'INDUSTRIE PETROLIÈRE

CHAPITRE I : Le régime général d'imposition du pétrole

CHAPITRE II : Le régime particulier d'imposition des entreprises mixtes de l'industrie pétrolière

TITRE II : LE PRINCIPE DE PLEINE CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE PETROLIÈRE

CHAPITRE I : Le régime général applicable à l'industrie pétrolière
CHAPITRE II : Le régime particulier applicable à l'industrie pétrolière

DEUXIÈME PARTIE : LE PRIX SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER ET L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES

TITRE I : LE SYSTEME DES PRIX SUR LE MARCHE PÉTROLIER

CHAPITRE I : Le système de fixation des prix sur le marché pétrolier

CHAPITRE II : La structure actuelle du marché international du pétrole

TITRE II : L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES

CHAPITRE I : Les actions recommandées par l'OCDE en matière de prix de transfert
CHAPITRE II : Analyse critique de l'action « érosion de la base d'imposition » à la lumière du cas du Venezuela

INTRODUCTION

Le pétrole est le moteur de l'économie vénézuélienne : c'est la principale source de revenus du pays, convertissant l'État vénézuélien en un « État pétrolier ». De 1943 à nos jours, la législation fiscale vénézuélienne a mis au point différents mécanismes de contrôle fiscal dans le but de préserver les revenus de l'État. Leur importance est capitale, puisque la capacité financière du Vénézuela est directement tributaire de l'activité pétrolière. Celle-ci suppose toutefois des moyens importants. Il est nécessaire de disposer de compétences particulières, de maîtriser des technologies spécifiques et ensuite de pouvoir commercialiser les produits, bruts ou transformés. Les moyens impliqués sont donc nombreux et ne se limitent pas à la seule capacité financière des acteurs du marché. En outre, ce marché est mondial, la valeur du pétrole étant dû à ce qu'il constitue une matière première fondamentale de toutes les économies à travers le monde. On conçoit alors la tension géopolitique sous-jacente, ainsi que les « guerres » menées de manière très apparente pour le contrôle de l'exploitation et de la taxation de cette activité.

Un des aspects saillants de cette « guerre » est ce que l'on nomme techniquement la question des prix de transfert. Il s'agit des facturations internes aux entreprises pétrolières, qui leur permettent de jouer sur la fiscalité de leur activité. De manière schématique, il s'agit de réduire la partie imposable là où cette imposition sera la plus pénalisante. Cette pratique est ancienne, les prix de transfert étant connus et étudiés depuis le début du XXème siècle. Elle aura, et continue, de pénaliser les économies en développement ou émergentes tout simplement parce que celles-ci ne disposaient pas des capacités à résister aux entités multinationales. Concrètement, ces États ne disposent ni des ressources humaines, ni des infrastructures, ni des cadres juridiques leur permettant d'éviter une érosion de la base d'imposition dont ils devraient bénéficier. Sans doute, les situations sont-elles contrastées à travers le monde et ont évolués. Il n'en demeure pas moins que les « prix de transfert » demeurent délicats à appréhender pour eux, le contexte géopolitique ajoutant à cela, en toile de fond, une ample question politique.

Le Venezuela illustre de manière topique cette situation. A la suite d'une situation marquée par des monopoles pétroliers, la libéralisation de l'industrie pétrolière après 1990 et la Loi des hydrocarbures de 2001 ont encouragé la participation des capitaux privés. L'implémentation des « entreprises mixtes », introduite pour la première fois dans la Loi hydrocarbures de 2001, a

permis, dans des cas exceptionnels, la commercialisation de pétrole brut extra-lourd extrait de la ceinture pétrolière d'Orénoque par des groupes multinationaux. Étant donné que les réserves de pétrole situées dans la ceinture pétrolière de l'Orénoque son parmi les plus grandes du monde, l'enjeu est de taille. Il est donc nécessaire de disposer de mécanismes de contrôle fiscal efficaces, telles que des règles de prix de transfert, afin de lutter contre la planification fiscale agressive.

Néanmoins, compte tenu des caractéristiques du pétrole extra-lourd, il est difficile de déterminer si les transactions entre « entreprises associées » respectent le principe de pleine concurrence ; et en particulier l'application de la méthode des « prix comparables non contrôlés », qui est la méthode la plus directe et efficace pour la validation du prix de pleine concurrence. Tenant compte de ces difficultés, ce travail vise à analyser l'application théorique de la méthode des prix comparables non contrôlés sous deux angles :

- La méthodologie proposée par l'OCDE dans son projet contre «l'érosion de la base et le transfert de bénéfices[1]» (BEPS) pour évaluer les transactions de matières premières[2] ;

- Et la méthodologie internationale appelée le « prix formule »[3] pour obtenir l'approximation d'un prix de marché sur le pétrole brut extra-lourd de la ceinture pétrolière d'Orinoco pour les « entreprises mixtes »[4].

Puisque le marché du pétrole est mondial, tout en étant marqué par les spécificités locales, on assiste à une tension entre un mouvement de convergence internationale et des résistances locales. C'est la toile de fond de notre travail, qu'il faut donc exposer avant d'entrer dans les détails, en s'intéressant à titre introductif à *la convergence internationale et sa réception au Venezuela* (A), puis en illustrant *l'impact du cas spécifique de l'Orénoque* (B).

1 *Projet OCDE/G20 sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*. OCDE, Paris, 2013, p. 58

2 *Publication du projet de rapport sur les aspects prix de transfert des transactions transfrontalières de produits de base. OCDE, Paris, 2014, p.2*

3 MABRO R, « *The international oil price regime origins, rationale and assessment* », The Journal of Energy Literature, Oxford, 2005, p. 3

4 Art. 57. Loi Organique des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.493 del 04 de Agosto de 2006.

A. /La convergence internationale et sa réception au Venezuela

Toute entreprise pétrolière vénézuélienne qui réalise des opérations transfrontalières avec des entreprises qui lui sont liées, c'est-à-dire des entreprises qu'elle contrôle ou qui la contrôlent en fait ou en droit, est concernée par les prix de transferts. En effet, pour déterminer l'impôt dû dans chaque pays et afin d'éviter un transfert de bénéfices, les administrations fiscales doivent s'assurer que ces transactions sont effectuées sur la base d'un prix de marché (**1°**).

Afin de promouvoir le commerce international, d'asseoir le plus justement possible l'impôt dans chaque État et d'éviter une éventuelle double imposition, « l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) » a publié des lignes directrices sur les prix de transfert[5] (**2°**).

Le droit fiscal du Venezuela s'inspire de ces pratiques harmonisées. Toutefois, la fixation d'un prix adéquat peut donner lieu à disputer les principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017. OCDE. (Paris, 2017)[6] en cas de contrôle par l'administration fiscale (**3°**).

1°/ Le prix de transfert : un prix de transactions transfrontalières intra-groupe

Selon la définition de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE), les prix de transfert sont « *les prix auxquels une entreprise transfère des biens corporels, des actifs incorporels, ou rend des services à des entreprises associées* »[7]. Ils se définissent plus

5 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p.36

6 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017, OCDE, Paris, 2017, p.33

7 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 37 « Les entreprises du groupe sont concernées non seulement pour les ventes de biens et de marchandises, mais également pour toutes les prestations de services intragroupes : partage de certains frais communs entre plusieurs entreprises du groupe (frais d'administration générale ou de siège), mise à disposition de personnes ou de biens, redevances de concession de brevets ou de marques, relations financières, services rendus par une entreprise du groupe aux autres entreprises, etc. Les prestations de services non rémunérées et les mises à disposition gratuites de personnel ou d'éléments incorporels entre entreprises associées sont également concernées s'il s'avère qu'elles auraient dû être rémunérées, conformément au principe de pleine concurrence. ».

simplement comme étant les prix des transactions entre sociétés d'un même groupe et résidentes d'États différents : ils supposent des transactions intragroupes et le passage d'une frontière. Il s'agit finalement d'une opération d'import-export au sein d'un même groupe, ce qui exclut toute transaction à l'international avec des sociétés indépendantes ainsi que toute transaction intragroupe sans passage de frontière[8].

La notion de groupe suppose l'existence de liens de dépendance entre les différentes entreprises qui le composent. Deux entreprises sont dépendantes – et donc appartiennent à un même groupe – si l'une d'elle participe directement ou indirectement à la direction, au contrôle ou au capital de l'autre ou si les deux entreprises sont détenues ou sont sous l'influence d'une même entreprise ou d'un même groupe.

Le lien de dépendance peut être juridique (de droit) ou de fait. Une entreprise est placée sous la dépendance *de droit* d'une entreprise étrangère lorsque cette dernière possède directement ou indirectement une part prépondérante dans son capital ou des droits de vote dans les assemblées d'actionnaires ou d'associés. Il y a dépendance *de fait* si l'entreprise étrangère exerce dans l'entreprise directement ou indirectement un véritable pouvoir de décision.

La dépendance de fait se caractérise en fait par la capacité d'une entreprise à imposer ses conditions économiques à une autre entreprise.

2°/ Le prix de transfert : un prix soumis au principe de pleine concurrence

Afin de pouvoir s'assurer que les bases d'imposition de chaque pays sont les plus justes possibles, d'éviter les conflits entre les différentes administrations fiscales et les distorsions de concurrence entre les entreprises, les pays membres de l'OCDE ont adopté le principe du « *prix de pleine concurrence* » pour les opérations intragroupes[9]. Il signifie que le prix pratiqué entre des

8 *Ibid.*

9 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 1995. OCDE, Paris, 1995, p. 32.

entreprises dépendantes doit être semblable à celui qui aurait été pratiqué sur le marché entre deux entreprises indépendantes.

Dès lors, afin d'éviter tout risque fiscal, l'entreprise doit s'assurer que ses prix de transfert ne s'écartent pas de ce prix de pleine concurrence.

Dans cette optique l'entreprise doit, dans un premier temps, analyser les fonctions qu'elle exerce et les risques qu'elle assume (l'analyse fonctionnelle), et recenser les actifs et les moyens utilisés. Elle doit ensuite déterminer la méthode et le prix des transactions intragroupes (1). Enfin, elle doit s'assurer de la conformité de la tarification retenue au prix de pleine concurrence (2).

1. L'analyse fonctionnelle

L'analyse fonctionnelle consiste concrètement pour l'entreprise à s'interroger sur sa place et son rôle économique au sein du groupe, et à recenser les fonctions exercées, les risques encourus et les actifs corporels et incorporels utilisés[10].

À l'aide de la comptabilité analytique, l'entreprise qui exerce plusieurs activités (par exemple, producteur et distributeur), doit isoler pour chacune d'elle les actifs, les moyens utilisés, les revenus, les coûts et les résultats.

10 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010, p. 77 « L'objectif est de distinguer par activité la méthode appliquée, la rémunération obtenue et le résultat dégagé. L'entreprise doit également tenir compte des éléments suivants pour fixer sa rémunération : – les caractéristiques des marchés où sont réalisées les transactions (localisation géographique, dimension, date d'implantation sur ce marché, état de développement, potentiel, situation de la concurrence, niveau de vie de la clientèle, existence de biens et de services de substitution, stade de commercialisation, réglementations locales…) ; – la stratégie développée au sein du groupe (innovation, mise au point de nouveaux produits, diversification, pénétration de nouveaux marchés, accroissement de la part de marché...). Par exemple, la conquête d'un nouveau marché ou le lancement d'un nouveau produit peuvent justifier des dépenses supplémentaires sur une période limitée (dépenses publicitaires, frais de mise en place d'un réseau de distribution…) ou une diminution du chiffre d'affaires et des marges (remise promotionnelle…). Elles doivent être supportées par l'entreprise qui tirera l'essentiel du profit de cette stratégie. S'il apporte la plus forte valeur ajoutée, le producteur bénéficiera du plus important retour de profit, obtenu en calculant la marge consolidée du groupe, toutes transactions confondues, sur le même produit (recherche, fabrication, vente…). Dans ce cas, il supportera les risques liés au lancement du produit. En revanche, si les coûts et/ou les risques sont supportés par le distributeur, ce dernier devra percevoir une rémunération appropriée ».

Lorsque l'analyse fonctionnelle a été effectuée, l'entreprise a le choix de la méthode de rémunération.

2. Les méthodes de rémunération

Les méthodes les plus fréquemment rencontrées s'inspirent des cinq méthodes préconisées par OCDE selon le type de fonction exercée. Elles sont généralement désignées de traditionnelles (a) ou transactionnelles (b).

– deux méthodes dites transactionnelles, fondées sur les bénéfices : la méthode du partage des bénéfices et la méthode transactionnelle de la marge nette.

Toute méthode retenue par l'entreprise peut être considérée comme recevable à condition qu'elle soit justifiée, cohérente avec les fonctions exercées et les risques assumés, et que la rémunération soit conforme au principe de pleine concurrence.

Par ailleurs, le choix de la méthode et l'importance des justificatifs apportés doivent être adaptés aux enjeux.

a. Les méthodes traditionnelles

Trois méthodes dites traditionnelles peuvent être utilisées et sont fondées sur les transactions : la méthode du prix comparable sur le marché libre[11], le prix de revente[12], et la méthode du coût

11 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 63 « *La méthode du prix comparable* consiste à comparer le prix de transfert appliqué entre les entreprises liées, au prix du bien ou du service pratiqué entre un acheteur et un vendeur indépendants. Le prix de marché peut être obtenu en utilisant un comparable interne (l'entreprise concernée ou une autre entreprise du même groupe vend ou achète à une entreprise indépendante le même type de biens ou de services ou externe à l'entreprise) ; externe (l'entreprise est indépendante, elle vend ou achète le même type de biens ou de services à une autre entreprise indépendante) ».

12 *Ibid.* p. 65 « *La méthode du prix de revente a pour objectif de connaître le prix auquel un produit acheté à une entreprise liée est revendu à un client indépendant (le prix de revente), pour ensuite y soustraire une marge brute (la marge sur prix de revente) permettant à la société de distribution liée de couvrir ses frais de ventes et ses autres charges d'exploitation, et de se voir attribuer un bénéfice tenant compte des fonctions réalisées et des risques assumés. Cette marge brute de pleine concurrence est obtenue en utilisant un comparable interne ou externe à l'entreprise* ».

majoré[13]. La manière la plus directe pour s'assurer que les prix intragroupes sont de pleine concurrence est de les comparer à ceux pratiqués pour des transactions identiques entre des entreprises indépendantes. Le prix de pleine concurrence est obtenu en substituant le prix pratiqué pour la transaction comparable sur le marché libre à celui pratiqué pour la transaction avec l'entreprise associée. Toutefois, dans certains cas, on ne disposera pas de transactions comparables pour appliquer cette approche directe et il faudra comparer les transactions contrôlées avec les transactions sur le marché libre sur la base d'indices moins directs que les prix, comme par exemple les marges brutes (ou marges commerciales). C'est ce qui sera pratiqué pour les méthodes du prix de revente et du prix du coût majoré.

Néanmoins, lorsque les données ne sont pas disponibles ou d'une qualité insuffisante, des méthodes transactionnelles peuvent être appliquées[14].

b. **Les méthodes transactionnelles**

Les méthodes dites transactionnelles consistent à comparer les bénéfices de transactions entre entreprises associées avec ceux réalisés pour des transactions comparables entre des entreprises indépendantes.

Il existe deux méthodes transactionnelles : la méthode du partage des bénéfices[15] et la méthode transactionnelle de la marge nette[16]. En fixant leur prix de transfert, les groupes opèrent des choix

13 *Ibid. p. 70 « La méthode du coût majoré est ainsi désignée car elle consiste à déterminer le coût de revient du bien ou du service vendu ou fourni à une entreprise liée, et à y ajouter une marge bénéficiaire de pleine concurrence, obtenue en utilisant un comparable interne ou externe à l'entreprise. Le prix obtenu est considéré comme le prix de pleine concurrence qui doit être pratiqué pour la transaction entre les deux entreprises liées ».*

14 *Ibid.*

15 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 93 « *La méthode du partage des bénéfices est plutôt adaptée lorsqu'il n'est pas possible de déterminer et/ou de justifier une valorisation pour chaque opération tant les activités du group sont imbriquées ou lorsque les méthodes traditionnelles ne peuvent pas être utilisées en l'absence de comparables indépendants pertinents. Ainsi, cette méthode consiste à déterminer le résultat consolidé pour le groupe sur l'ensemble des opérations, impliquant différentes entreprises liées, pour le partager ensuite entre ces mêmes entreprises en fonction de critères pertinents, afin d'obtenir une allocation des bénéfices comparable à celle qui aurait été obtenue dans une situation de pleine concurrence, compte tenu du contexte considéré, des fonctions exercées, des actifs et des moyens utilisés, des risques supporté, etc.*

16 *Ibid. « La méthode transactionnelle de la marge nette consiste à déterminer à partir de données appropriées, la marge bénéficiaire nette que réalise une entreprise dans le cadre d'une transaction intragroupe, et à la comparer à celle qu'une entreprise indépendante réaliserait pour une transaction comparable. Elle suppose de raisonner en ratio de marge nette et non pas en prix. Dans l'hypothèse où l'entreprise réalise un ratio de marge nette semblable à celui des entreprises qui réalisent une transaction comparable, ses prix de transfert sont des prix de pleine concurrence ».*

qui affectent de façon immédiate et directe l'assiette fiscale des États concernés par les transactions[17].

Par conséquent, les États vérifient que les entreprises implantées sur leur territoire et qui commercent avec d'autres entreprises liées et implantées à l'étranger sont correctement rémunérées pour les opérations réalisées et déclarent la juste part du résultat devant leur revenir eu égard aux activités déployées.

3. Le prix de transfert au Venezuela : le résultat d'une évolution

Le Venezuela est le quatrième pays d'Amérique Latine[18] à avoir intégré dans sa législation des règles relatives aux prix de transfert. Cette intégration est le fruit d'une évolution en trois temps.

L'incorporation des règles s'est en l'occurrence inscrite dans la réforme de la loi concernant l'impôt sur le revenu[19], laquelle rappelait que la législation des prix de transfert cherche à harmoniser et à contrôler les opérations qui fixent les prix des biens et des services qui peuvent être mis en œuvre entre des parties liées situées dans différents pays, afin de transférer les bénéfices et les pertes à ce qui conviendrait pour des fins fiscales, au groupe économique à laquelle ils appartiennent.[20].

Il s'agissait là d'une des premières manifestations de la volonté du législateur d'éviter des délocalisations des sources de revenus provenant des entreprises multinationales. C'est à cet effet que le législateur a alors adopté le « *principe de pleine concurrence* ».

La loi relative à l'impôt sur le revenu a également adopté la définition de la notion d'« *entreprises associées* », à savoir une entité avec ou sans personnalité juridique, sur laquelle

17 *Ibid.*

18 *El Control de la Manipulación de los Precios de Transferencia en América Latina y el Caribe*. CIAT, Panama, 2013, p. 43

19 Loi de l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N 5390 de fecha 22 de octubre de 1999*

20 CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo II, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 101.

s’exerce une influence, indépendamment de la participation au capital. Tel est le cas par exemple en cas de représentation au conseil d’administration ou à l’organe de direction équivalent de l’entreprise détenue ; de participation au processus d’élaboration des politiques, et notamment participation aux décisions relatives aux dividendes et autres distributions ; de transactions significatives entre le groupe et l’entreprise associée ; d’échange de personnel dirigeant ou de fourniture d’informations techniques essentielles.

La loi de l’impôt sur le revenu incite, en outre, les parties liées à tenir compte des prix et des montants de la contrepartie que des parties indépendantes auraient utilisés dans des transactions comparables. En effet, lorsque l'analyse fonctionnelle est réalisée, l'entreprise doit choisir la méthode la plus adaptée pour rémunérer l'activité. Pour ne pas courir de risque fiscal, l’entreprise doit ainsi s’assurer que ce prix est conforme au prix de pleine concurrence. Elle doit donc le comparer à celui qui serait conclu pour une transaction identique réalisée entre des entreprises indépendantes (les comparables).

Afin de mettre en place le principe de pleine concurrence instauré en 1999[21], le législateur a en outre exigé de l’entreprise qu’elle soit en mesure de retracer la démarche de détermination de ses prix de transfert à mettre à la disposition de l'administration en cas de contrôle (analyse fonctionnelle, choix de la méthode, tarification, justification de la normalité de la rémunération par l'analyse de comparabilité). À cet effet, la loi a adopté trois méthodes de détermination des prix de transfert : les méthodes pour l’importation de marchandises, de services ou de droits ; les méthodes pour l’exportation de marchandises, de services ou de droits et, les méthodes pour le paiement d’intérêts.

Le législateur a toutefois prévu la possibilité de combiner les méthodes proposées par l’OCDE en 1995 et celles fondées sur les marges, inspirées de la législation brésilienne, lesquelles ont pu être qualifiées comme « *une des faiblesses du modèle vénézuélien de 1999* »[22].

21 Loi de l’Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N 5390 de fecha 22 de octubre de 1999.*

22 D’ARRIGO (C). *Régimen Venezolano de Precios de Transferencia*. Tercera Edición. Caracas, 2015, p.

En effet, l'une des principales critiques adressées au modèle de marges fixes introduit en 1999, réside dans l'exclusion par ce régime des prestations de services ou des transfert incorporels. Par conséquent, des éléments comme l'assistance technique, les redevances et les services de technologie n'étaient pas pris en compte et échappaient de la sorte au contrôle souhaité par le législateur.

En outre, en raison de la difficulté technique de mise en œuvre du modèle de prix de transfert inscrit dans la Loi de l'Impôt sur le Revenu de 1999, le législateur a renforcé son action avec la Loi de l'Impôt sur le Revenu de 2001[23] en intégrant, à son cadre légal les principes de l'OCDE applicables en la matière aux entreprises multinationales et par des administrations fiscales.

Par conséquent, la réforme de la Loi de l'Impôt sur le Revenu de 2001[24] a introduit des changements importants par rapport à la Loi de 1999[25]. Les principaux ont été l'adoption du principe de pleine concurrence, des critères de détermination des prix de transferts recommandés par l'OCDE ainsi que les critères et méthodes y afférents internationalement acceptés, y compris l'assistance technique, les redevances et les services technologiques ainsi que les paramètres de comparabilité.

En complément, la Loi de l'impôt sur le revenu de 2001 a également transposé les méthodes suggérées par l'OCDE, telles que définies plus haut telles que : la méthode du prix comparable sur le marché libre ; la méthode du prix de revente ; la méthode du coût majoré; la méthode du partage des bénéfices et la méthode transactionnelle de la marge nette.

Cette réforme de 2001 a expressément indiqué la prévalence de la méthode du prix comparable sur le marché, applicable par priorité à toute autre méthode, s'agissant de toute évaluation des transactions avec les parties liées.

23 Loi de l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5556 de fecha 28 de diciembre de 2001.*

24 *Ibid.*

25 *Ibid.*

Il est à souligner que cette réforme était fondée sur les cinq facteurs de comparabilité, conformes aux principes posés par l'OCDE. Ces facteurs sont : des caractéristiques des biens ou des services; l'analyse fonctionnelle ; des clauses contractuelles ; des circonstances économiques et des stratégies des entreprises.

En outre, les contribuables devaient vérifier leurs transactions avec les parties liées de façon individuelle, sauf pour les opérations étroitement liées. Dans ce dernier cas, il était possible d'effectuer un examen d'ensemble avec la même méthode.

L'adoption des critères de l'OCDE dans le contrôle des transactions entre des parties liées dans la réforme de 2001 avait amélioré les pouvoirs de contrôle de l'administration fiscale du Venezuela grâce aux diverses obligations documentaires et déclarations qui étaient désormais exigées du contribuable.

Enfin, un dernier apport de la Loi de l'Impôt sur le Revenu de 2001 fût l'incorporation des accords préalables en matière des prix de transfert conformément aux dispositions du Code des Impôts[26]. Il convient par ailleurs de noter que la législation a été harmonisée à l'égard des conventions fiscales conclus par la République du Venezuela.

Cette loi de 2001 dût ultérieurement être partiellement modifiée en Février 2007. Il fut précisément introduit un nouvel article dans la Loi de l'impôt sur le revenu : l'article 118. Cet article, qualifié de « la règle de sous-capitalisation », limite la déductibilité des intérêts entre des parties liées. C'est ce qui est.

Désormais, la réglementation fiscale de prix de transfert trouve son assise dans le Chapitre III du Titre VI de la Loi de l'Impôt sur le Revenu du Venezuela qui expose le principe de pleine

26 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010, p. 168 « …est un accord qui fixe, préalablement à des transactions entre entreprises associées, un ensemble approprié de critères (concernant par exemple la méthode de calcul, les éléments de comparaison, les correctifs à y apporter et les hypothèses de base concernant l'évolution future) pour la détermination des prix de transfert appliqués à ces transactions au cours d'une certaine période… ».

concurrence[27], les méthodes[28], les facteurs de comparabilité[29], les règles de capitalisation la règle de sous-capitalisation[30], la documentation et la déclaration[31] ainsi que les accords préalables en matière de prix de transfert[32] et les sanctions[33].

Ainsi présenté, le prix de libre concurrence apparaît comme un moyen de lutte contre l'évasion et la fraude fiscale. En effet, la question des prix de transfert est aujourd'hui au cœur des vérifications de l'administration fiscale vénézuélienne de la comptabilité des entreprises ayant une dimension internationale. Or, l'appréhension des relations économiques et fiscales entre des entités situées dans des pays différents peut s'avérer délicate et constituer un facteur d'insécurité juridique pour les entreprises.

B. / L'impact du cas spécifique de l'Orénoque

Le régime des prix de transfert dans l'industrie pétrolière vénézuélienne illustre l'application pratique de commercialisation du pétrole brut extra-lourd amélioré dans la bande pétrolifère de l'Orénoque du Venezuela (A).

Le système actuel de fixation de prix du pétrole, apparaît comme le produit d'un processus évolutif qui a commencé avec un marché dominé par des monopoles. Un tel système est le résultat à la fois des grands changements dans les structures politiques et économiques globales, des changements dans les équilibres du pouvoir et des transformations économiques et politiques (B).

27 Art. 113. Loi de l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210 de fecha 30 de diciembre de 2015*.

28 *Ibid.* Art. 136.

29 *Ibid.* Art. 125-135

30 *Ibid*. Art. 118.

31 *Ibid*. Art- 168-170.

32 Codes des Impôts. *Código Orgánico Tributario publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de 18 de noviembre de 2014*.

33 *Ibid*. Art. 99- 104 -105 - 112-118- 119- 120 -124.

Enfin, il est question de souligner que l'application des prix de transfert des transactions ayant trait au pétrole brut extra lourd (brut amélioré) produit par les entreprises mixtes de la ceinture pétrolière de l'Orénoque (C).

1°/ Le prix de transfert et la fiscalité pétrolière : une problématique

Les prix de transfert de manière générale constituent un sujet important lors d'une vérification de comptabilité par l'administration. L'administration doit, en effet, s'assurer que le résultat déclaré au Venezuela par l'entreprise contrôlée correspond aux activités déployées sur le territoire national. Concrètement, le service de contrôle examine la conformité des prix de transfert pratiqués par l'entreprise, aussi bien pour les achats et les ventes que pour toute autre opération, au regard du principe de pleine concurrence.

Dans l'industrie pétrolière, objet de notre étude, le principe de la libre concurrence joue ce même rôle : il est un moyen de l'administration fiscale afin de lutter contre l'évasion et la fraude fiscale. Or, les risques de rectifications sont parfois ressentis comme étant établis de manière arbitraire et justifient de ce seul fait l'intérêt d'une étude sur ce sujet.

On réalisera dans ce sens un examen critique du cadre réglementaire du régime des prix de transfert dans l'industrie pétrolière vénézuélienne pour illustrer son application pratique dans le cas de commercialisation du pétrole brut extra-lourd amélioré dans la bande pétrolifère de l'Orénoque du Venezuela.

La protection de l'assiette de l'impôt contre les schémas de planification fiscale agressive est l'un des plus grands défis que confronte l'administration fiscale vénézuélienne. Au Venezuela, les mécanismes du contrôle fiscal de l'administration fiscale ne se développent pas à la même vitesse que les structures de planification fiscale agressive par les groupes multinationaux. Le flux des transactions pétrolières de groupes multinationaux pourrait se traduire par le transfert de bénéfices à d'autres sociétés du groupe, causant ainsi l'érosion de l'assiette de fiscale de l'État Vénézuélien.

Lorsque les entreprises indépendantes négocient entre elles, ce sont normalement les forces du marché qui déterminent les conditions de leurs relations commerciales et financières[34]. Toutefois, lorsque les transactions ont lieu entre des sociétés pétrolières liées, il peut arriver que les forces du marché n'aient pas d'influence directe sur leurs relations de la même manière.

Ce problème devient plus important dans les pays à faible charge fiscale ou dans ceux dont l'exportation de produits pétroliers constitue un élément clé du financement public, comme l'État Vénézuélien, dont les recettes fiscales sont parmi les plus faibles de l'Amérique Latine[35], alors qu'elle possède l'une des plus grandes d réserves de pétrole du monde[36]. Ces réserves sont exploitées par des « entreprises mixtes » dans la bande pétrolifère de l'Orénoque. Les hydrocarbures de la bande pétrolifère se caractérisent par son haut contenu métallifère et de soufre, ce qui rend sa commercialisation plus complexe.

Figure 1 : Carte de la bande pétrolifère de l'Orénoque

34 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 36

35 *Panorama fiscal de América Latina y el Caribe, Reformas tributarias y renovación del pacto fiscal*, CEPAL, Chile, 2013, p. 14.

36 *Annual Report 2014, OPEP, Austria, 2014, p. 11*

Source : https://www.google.fr

Les activités d'exportation de pétrole en état naturel et de certains produits dérivés ne peuvent être accomplies que par des entreprises détenues par l'État Vénézuélien. Néanmoins, la loi prévoit une exception à cette règle s'agissant « *entreprises mixtes* » réalisant des activités d'amélioration du pétrole dans la bande pétrolifère de l'Orénoque « *de pétrole amélioré ou de produits dérivés* ».[37]

À ce propos, la doctrine utilise le terme « *pétrole brut* » pour désigner le pétrole dans son état naturel, tandis que le terme « *pétrole amélioré* » désigne un produit ayant été soumis à un processus de déshydratation à base de diluants, dans le but de réduire le niveau des hydrocarbures lourds. « *Cette différence est clé, vu que, d'après le type de pétrole en question, les entreprises peuvent commercialiser du pétrole*»[38].

2°/ Le système de fixation des prix sur le marché pétrolier : élément fondamental

37 Art. 57. Loi des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N°38.493 del 04 de agosto de 2006.*

38 CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo I, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 191

L'analyse de l'évolution du système de fixation sur le prix du pétrole sur le marché permettra de répondre à un certain nombre d'interrogations d'ordre général portant notamment sur les fondements d'un tel système et d'ordre particulier portant sur la logique d'inclusion dans les paramètres de fixation des prix de marchés de dérivés financiers.

À cet effet, les trois marchés de référence, incluant les marchés *spot* ou physiques et les temporaires ou de dérivés financiers les plus importants de chacun à savoir les marqueurs bruts internationaux, *Brent*[39], *West Texas Intermediate (WTI)*[40] *et Dubaï*[41], semblent devoir être détaillés ci-après. Il n'est pas aisé de comprendre les fondements du système actuel de fixation des prix du pétrole sans tenir compte de ces systèmes.

En effet, un tel système est le résultat à la fois des grands changements dans les structures politiques et économiques globales, des changements dans les équilibres du pouvoir et des transformations économiques et politiques qui modifient fondamentalement la structure du marché du pétrole et la chaîne de d'approvisionnement.

Le système actuel de fixation de prix du brut, apparaît comme le produit d'un processus évolutif qui a commencé avec un marché dominé par des monopoles depuis l'époque des premiers puits pétroliers vers les années 1970, pour se convertir plus tard en un oligopole marqué par la présence de « l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) », laquelle imposait ses prix, jusqu'à finalement évoluer vers un marché avec un degré majeur de compétitivité.

Le système de fixation des prix de référence ou marqueur consistait en un panier de prix, déterminé dans les marchés *spot* nationaux des États-Unis. PEMEX[42] établissait un facteur d'ajustement, ou différentiel, pour le prix du panier déterminé par le marché au comptant[43]. La

39 PARASKEVAIDIS (J), BELTRAN.(J), BISTOLETTI (V). *Diccionario técnico de la industria del petróleo y del gas*, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, 2000. « *Le Brent* est le nom correspondant au pétrole assez léger situés en mer du Nord ».

40 *Ibid.* « Le *WTI* est le nom correspondant au pétrole brut West Texas Intermediate ».

41 *Ibid*. Le Dubaï est le nom correspondant au pétrole brut lourd situées en Asie.

42 PEMEX est une compagnie pétrolière mexicaine. En ligne. http://www.pemex.com/ consulté le 21 novembre 2017

43 MABRO (R). « The international oil price regime origins, rationale and *assessment* ». The Journal of Energy Literature 11, Oxford. 2005, p. 20

méthode, adoptée par PEMEX, a introduit un changement fondamental. Le système de prix administré avait échoué en partie à cause du commerce sur les marchés *spot* et l'incapacité du prix administrés à s'adapter rapidement aux prix changeant du marché *spot*. PEMEX a maintenu la méthode familière de fixation des prix de référentiel, mais a ajouté le différentiel par rapport aux prix déterminés sur le marché *spot*.

PEMEX a adopté un mécanisme de fixation de prix que le restant de l'industrie pétrolière a rapidement copié, et l'Arabie Saoudite a adopté une méthode similaire en 1987. C'est ainsi que la fixation de prix de formule, à travers les prix de référentiels ou marqueurs a remplacé les prix administrés de l'OPEP.

Le système de fixation de prix du pétrole qui a dominé durant plus de trois décennies et jusqu'à nos jours se base sur une formule qui donne un prix à chaque variété de brut, lequel est dérivé du prix d'un brut marqueur avec un décompte ou prime. Les bruts *WTI*, *Brent* et *Dubaï* ont été sélectionnés comme bruts marqueurs, compte tenu du fait que par leurs caractéristiques ils étaient idéals pour leur utilisation comme bruts marqueurs régionaux, étant donné que dans leurs régions respectives ils accomplissaient de façon satisfaisante la plus grande partie des caractéristiques antérieurement citées.

Cependant, aujourd'hui, il existe une série de limitations dans les marchés où ils sont négociés. Cette situation a apporté comme conséquence que leurs prix dans certaines occasions ne répondent pas à la balance d'offre et de demande physique de pétrole à un moment donné, et présentent une haute volatilité, affectant tout le marché pétrolier. C'est pour cette raison que dans ces dernières années s'est ouvert un important débat autour de leur usage pour la détermination des prix des autres bruts.

3°/ L'application de la méthode de prix comparable non contrôlé dans le cas du pétrole extra lourd

L'OCDE a développé dans le contexte du plan d'action contre l'érosion de l'assiette fiscale *BEPS* « Base erosion and profit shifting » en anglais des commentaires sur l'application de la méthode de prix comparable non contrôlé dans le domaine des transactions sur « matières premières »[44]. Ceci est dû au fait que certains pays en voie de développement, impliqués dans la mise en œuvre des mécanismes *BEPS*, ont manifesté leur préoccupation quant aux difficultés pour déterminer les prix, notamment lors de la vérification des dates de transaction, et pour l'obtention des informations sur la chaîne de valeur par rapport aux transactions sur « matières premières»[45].

Il est à noter que les « matières premières » constituent la source principale de revenus d'un certain nombre de pays en voie de développement, ce qui signifie que leurs recettes fiscales dépendent en grande mesure de la commercialisation de ces produits, qui contribuent, en outre, à la création d'emplois. Étant donné l'importance de ces produits pour les économies en voie de développement, certains pays de l'Amérique du Sud ont adopté des mesures unilatérales d'évaluation, telles que la mesure dénommée « sixième méthode »[46], dans le but de contrôler les transactions ayant lieu entre parties liées cherchant à convenir d'un accord sur les « matières premières ».

Le plan d'action « BEPS » inclut un guide d'évaluation développé dans le but d'appliquer la méthode de prix non contrôlés dans les transactions sur « matières premières », en prenant pour référence les prix de valeur du marché dans les transactions indépendantes réalisées sous des conditions comparables, ainsi qu'un guide d'évaluation pour les transactions où il n'existe pas de certitude quant à la date de l'opération. Ces guides ont été inclus dans le Chapitre II des principes des prix de transfert de l'OCDE publiés en 2017[47].

Les principes des prix de transfert de l'OCDE publiés en 2017, indiquent que la méthode de prix libre comparable serait, en termes généraux, la méthode de prix de transfert se prêtant le mieux

44 Rapport sur les aspects prix de transfert des transactions transfrontalières de produits de base. OCDE, Paris, 2014, p. 3

45 Publication des commentaires reçus sur le projet de rapport sur les aspects prix de transfert des transactions transfrontalières de produits de base (Action 10 du Plan d'action BEPS). OCDE, Paris, 2014. p. 1

46 COTTANI (G). *The so-called sixth method,* Chapter of Transfer Pricing, IBFD, Ámsterdam , 2017, p. 111

47 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017, OCDE, Paris, 2017, p. 101

aux opérations sur « matières premières », et qu'elle pourrait être théoriquement utilisée lorsqu'il existe un « prix de valeur du marché » référentiel pour déterminer le prix de pleine concurrence de l'opération en question. Ces principes précisent que, lorsque les différences entre les facteurs de comparabilité de l'opération en question et ceux d'une opération non liée ayant un prix de marché susceptible d'influencer significativement le prix de l'opération, il serait nécessaire de faire un « ajustement à la comparabilité », aux fins d'améliorer la fiabilité des résultats[48].

Pour définir les prix de transfert des transactions ayant trait au pétrole brut extra lourd (brut amélioré) produit par les entreprises mixtes de la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque, on peut utiliser la méthodologie dénommée « formule de prix » qui s'applique aux cotisations des bruts agissant comme marqueurs et de leurs produits dérivés commercialisés sur le marché international. En général, les cotisations utilisées doivent pouvoir exprimer le dynamisme du marché international, elles doivent être liquides (c'est-à-dire qu'elles doivent circuler librement dans le commerce sans qu'elles puissent être manipulées par un agent quelconque du marché), elles doivent être accessibles au public et elles doivent laisser transparaître, dans la mesure du possible, la qualité et le rendement du brut amélioré à commercialiser internationalement.

Le différentiel de la formule de prix possède, alors, en tant que principal composant, un facteur de compétitivité dépendant de la qualité du pétrole brut ; cependant, il faut aussi tenir compte des termes des négociations convenues par les parties dans chacune de leurs transactions. Ces termes, connus comme « facteurs de négociation », dépendent de la réalité économique et de l'aspect temporel de chacune des ventes en fonction des lois de « l'offre et la demande », du destin, du volume et autres particularités inhérentes à chacune desdites transactions.

Dans les cas spécifiques du brut amélioré « Zuata Sweet »[49], la cotisation du brut« WTI »[50] agissant comme marqueur s'ajuste en fonction de la qualité et du prix de marché du brut « Zuata

48 *Ibid*. p. 5

49 Le « Zuata Sweet » est un pétrole brut extra-lourd (8,5 API, 4,8% Soufre).

50 Résolution du Ministère d'Énergie et du Pétrole « disposant que les prix de liquidation des redevances dues à la République en raison de l'extraction d'hydrocarbures liquides. Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo que dispone que los precios de liquidación de la regalía que corresponda a la Republica por la extracción de hidrocarburos líquidos. Gaceta Oficial N 38602 del 11 de enero de 2017. « *Le « WTI » est la moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Intermediate » remis à Cushing, Oklahoma, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril*) ».

Sweet » commercialisé, par rapport aux principaux bruts de la concurrence. Ce processus a pour but d'analyser les prix des bruts concurrents, et leur différentiel par rapport à « WTI »[51] dans chacune des raffineries identifiées comme appartenant au « Top Tier ».

La méthode du prix comparable non contrôlé peut être appliquée au pétrole brut extra lourd toujours qu'on dispose d'informations sur les transactions ayant lieu entre des « entreprises mixtes » et des parties non associées par rapport aux prix des bruts extra lourds, qui se connaissent sous le terme de « comparaison interne », ou quand on dispose d'information sur les transactions effectuées par des parties indépendantes, où il est question du prix des bruts extra lourds, connues comme « comparaisons externes ».

Dans les cas où il se produirait une perte dans les recettes fiscales due à l'utilisation abusive des transactions intra-groupes, les autorités fiscales pourraient ajuster l'assiette fiscale du contribuable[52]. A cet égard, les règles de prix de transfert servent à déterminer quelle partie des bénéfices d'une entreprise provient d'un pays en particulier et détermine le droit de les imposer.

Ce régime de contrôle fiscal est applicable aux sociétés en concurrence à l'échelle mondiale dans le secteur pétrolier qui se caractérisent par leur grande dimension et leur intégration à très grande échelle. A l'heure actuelle, la baisse des marges bénéficiaires des entreprises sur le marché augmente la rivalité et représente un élément considérable pour les entreprises potentielles entrantes. L'investissement initial nécessaire pour établir des explorations pétrolières, est une autre difficulté rencontrée par les entreprises entrantes dans le secteur pétrolier.

Par conséquent, sur le marché pétrolier mondial, le volume de leurs transactions avec des parties liées est élevé, et l'application du principe de pleine concurrence devient particulièrement importante quant à l'évaluation des opérations pour leur revenu potentiel. Dans le cas du marché du pétrole, des sociétés étrangères peuvent y entrer pour réaliser des activités d'exploration et de

51 *Ibid*.

52 BEGOÑA (M) *Empresas asociadas (Principio "at arm´s lenght" y precios de transferencia*. Estudios de Derecho Internacional Tributario. Instituto Colombiano de Derecho Tributario. Primera Edición. Legis Editores, Bogota 2006. p. 281.

production en créant des entreprises mixtes, comme il est arrivé avec « *Chevron* »[53], « *Sastoil"* [54] et « *Total* »[55].

Afin de démontrer les difficultés d'application de la méthode du prix comparable à la situation du pétrole brut, (dont le Venezuela dépend) nous procèderons en deux temps.

Dans la **première partie** de cette thèse, on se limitera à l'étude du système fiscal pour comprendre « le rôle joué par la fiscalité pétrolière au Venezuela »[56] en tant qu'outil d'obtention de ressources d'État pour stimuler la politique budgétaire. De plus, l'analyse de la fiscalité sur l'industrie pétrolière implique dès lors préalablement d'en préciser les fondements et d'analyser l'application du régime des prix de transfert pour des transactions de pétrole brut amélioré par des entreprises mixtes avec ses parties liées à l'étranger.

Dans la **deuxième partie**, on analysera l'évolution du système de fixation sur le prix du pétrole sur le marché afin de répondre à un certain nombre d'interrogations d'ordre général portant notamment sur les fondements d'un tel système portant sur la logique d'inclusion dans les paramètres de fixation des prix de marchés de dérivés financiers. Parallèlement,[57]on étudiera des propositions pour l'application des règles de prix de transfert dans les transactions de matières premières du projet *BEPS*, qui permettent de fournir une mesure plus fiable du prix de la libre compétence. Ce travail se base sur cette méthodologie d'analyse pour estimer les transactions de vente de pétrole brut amélioré par des « entreprises mixtes » avec leurs parties liées à l'étranger.

53Chevron est une compagnie pétrolière des États-Unis. En ligne. https://www.chevron.com/ [consulté le 21 novembre 2017].

54 Statoil est une compagnie pétrolière norvégienne. En ligne. https://www.equinor.com/ [consulté le 21 novembre 2017].

55 Total est une entreprise pétrolière et gazière française. En ligne. https://www.total.com/en consulté le 21 novembre 2017].

56 PALACIOS (L). *Las características de la imposición a la renta en Venezuela*, 60 años de imposición a la renta en AVDT, Caracas, 2003, p 92

57 *Projet OCDE/G20 sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*. OCDE, Paris, 2013, p. 58

TITRE PRELIMINAIRE : LE PÉTROLE ET LE DROIT FISCAL AU VENEZUELA

L'exploitation du pétrole au Venezuela a commencé en 1910, sous la présidence du général Cipriano Castro. Elle constitue un facteur déterminant de toute l'histoire contemporaine de ce pays, tant au niveau économique, social que politique (**Chapitre I**). Elle est également à l'origine d'une fiscalité particulière laquelle s'inscrit dans le cadre plus général de la réglementation fiscale en vigueur au Venezuela (**Chapitre II**).

CHAPITRE I : Le Pétrole au Venezuela aux XXe et XXIe Siècles : une relation constituante.

Au Venezuela, comme dans d'autres régions du continent américain qui avaient été soumises à la domination espagnole depuis la fin du XVe siècle jusqu'au milieu du XIXe, toutes les espèces minérales, non métalliques, parmi lesquelles « l'hydrocarbure », étaient la propriété de la Couronne Espagnole, titulaire de la souveraineté sur ces territoires[58]. Depuis l'époque coloniale du Venezuela l'appropriation de droits sur la richesse du sous-sol vénézuélien, a joué un rôle central et a permis à la nation de maintenir le contrôle sur les ressources minières de toute nature depuis ses origines. On peut dire que le pétrole a joué un rôle essentiel dans le développement de la République du Venezuela.

Le développement démesuré du rôle que joue le pétrole dans l'économie vénézuélienne, a transformé l'activité pétrolière en un « État dans l'État »[59]. L'influence du pétrole sur les orientations politiques du pays s'est manifestée aussi bien avec des régimes démocratiques qu'autoritaires au cours du XXe siècle, ainsi que dans les commencements du XXIe Siècle.

L'exploitation de l'activité de l'hydrocarbure a commencé au niveau mondial avec l'exploitation du pétrole, dans la deuxième moitié du XIXe siècle. La raison de cette exploitation était de

58 MARTINEZ (A). *CHRONOLOGY OF VENEZUELAN OIL*. Editorial: George Allen and Unwin, London. 1969

59 BETANCOURT (R). *Venezuela, Política y Petróleo*. Academia de Ciencias Politicas y Sociales, Sexta Ediciôn, Caracas, 2007 p. 844

remplacer les huiles végétales et animales, utilisées jusqu'alors, par un produit de plus grande force de combustible pour l'éclairage et le chauffage. C'est ce qui a donné naissance au « kérosène », produit grâce au raffinage du brut[60].

L'activité de raffinage a débuté aux États-Unis d'Amérique en 1854, avec la création de la « *Pennsylvania Rock Oil Company* ». À partir de là, l'exploitation industrielle de cette ressource naturelle s'est développée à grande vitesse, grâce notamment à la ténacité de ses pionniers, qui ont assumé le défi du forage, malgré des moyens rudimentaires, réussissant à arriver jusqu'à des puits profonds et à développer les techniques pour contrôler la remontée violente du pétrole vers la surface, ou « éclatement »[61] du pétrole.

Au XIXe siècle l'activité économique principale du Venezuela était l'activité agricole, en particulier la production de cacao et de café. À cette époque le pays ne disposait pas de la capacité technique ni des ressources financières pour le développement de l'activité pétrolière. Bien qu'il existât quelques activités destinées au traitement de l' asphalte dans de diverses régions du pays, elles étaient exploitées par des concessions octroyées à des particuliers par les autorités de la Fédération des États qui façonnait la République. L'entreprise pionnière de l'industrie dans le pays était *« Petrolia del Táchira* »[62]. De fait, malgré la connaissance de l'existence de pétrole au Venezuela depuis des siècles, cette ressource n'a eu d'intérêt qu'au début du XXe siècle et la décennie des années 1910.

Le Président Cipriano Castro a approuvé un Code de Mines pour la Nation le 23 janvier 1904, en établissant ainsi un principe qui allait marquer dramatiquement le cours de l'industrie pétrolière jusqu'à sa nationalisation en 1976[63]. Le président de la République obtenait la pleine faculté d'administrer et d'octroyer les concessions pétrolières sans nécessité du consentement du Congrès.

60 MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p. 351

61 BARBARIE (E). *El Pozo Ilustrado*. Capítulo 12 La Gente del Petróleo. PDVSA, Caracas, 1995,.p. 464

62 *Ibid.*

63 URBANEJA (D). *La Renta y el Petróleo*. "Ensayo sobre petróleo y economía política", Caracas, 2013. p.10

Durant le mandat du Président Castro, quatre concessions ont été octroyées pour explorer, produire et raffiner le pétrole, concessions accordées à des investisseurs étrangers.

Quand le Général Juan Vicente Gómez a pris le pouvoir en 1908, il a ouvert les portes du secteur pétrolier aux investisseurs étrangers : la période dictatoriale de Juan Vicente Gómez a été désignée comme « *danse des concessions* »[64] , compte tenu de la grande quantité de concessions que le gouvernement a accordé à des entreprises multinationales étrangères.

L'introduction de la Loi sur les Hydrocarbures de 1943, qui a harmonisé le régime fiscal des concessions octroyées dans les années précédentes, visait à permettre à l´État une participation plus grande sur les revenus pétroliers. Le but recherché par cette Loi était la distribution égalitaire des gains des exploitations pétrolières entre les concessionnaires et l'État, ce qui s'appellerait « *fifty-fifty* », dans cette même année le Bureau Technique des Hydrocarbures a été créé. Très tôt donc, et de manière explicite, « *le Venezuela instaura ce dispositif reposant sur le partage par moitié des bénéfices pétroliers entre l'État concédant et les compagnies concessionnaires* »[65].

En outre, avec la Loi sur les hydrocarbures de 1943 il a été demandé aux concessionnaires qu'une portion du brut extrait devrait être raffiné sur le territoire vénézuélien, cette politique a favorisé à la construction de raffineries dans le pays qui produisaient à cette période 250.000 barils de brut par jour[66]. Pendant l'assemblée révolutionnaire de 1945 à 1948 la politique a été « plus de concessions d'exploitation d'hydrocarbures » et le développement du recours à des canaux de commercialisation à l'intérieur du pays.[67].

En 1955 l'État a réalisé une série de réformes parmi lesquelles celles visant la Loi sur les Hydrocarbures et la Loi fiscale relative à l'impôt sur le revenu. Avec la réforme de la Loi sur les

64 CARMONA (J). Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela. Tomo II, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 85.

65 MARTINEZ (Jean-Claude) ET DI MALTA (Pierre). *Droit fiscal contemporain*. Les Impôts. Les Droits Français, le Droit Comparé. 1989. p. 299

66 *Venezuela: La energía en cifras 2013*. "El sector petrolero y gasífero. IESA. Caracas, 2013. p.6

67 *Ibid*

Hydrocarbures l'obligation a été établie, à la charge des concessionnaires, de fournir toute information sur les découvertes géologiques et géophysiques qu'ils réalisent au cours de leurs prospections[68]. D'un autre côté, à l'égard de la loi relative à l'impôt sur le revenu, un chapitre spécial a été introduit pour l'imposition des rentes liées aux activités minières et d'extraction des hydrocarbures, l'imposition s'est également établie sur les « activités connexes » a l'exploitation, tels que le raffinage, le transport par oléoducs et autres voies spéciales[69].

Avec la réforme de la Loi de l'Impôt sur le Revenu de 1958, le barème de l'impôt a augmenté de 45% sur l'activité pétrolière. Cette mesure aura un effet non voulu : les entreprises concessionnaires ont alors manipulé les prix de ventes du brut au sein de leur groupe de sociétés, créant ainsi des « *prix de transfert* », acceptant des prix très en dessous des prix de marché. Cela a entraîné une baisse des recettes des impôts pour les contribuables en dépit de l'augmentation du taux d'imposition d[70]. Dans ce contexte surgissent les soi-disant « prix de référence », à travers lesquels l'État aspirait à accroitre ses ressources grâce à l'impôt sur le revenu.

Avec l'arrivée de la démocratie, sous la présidence de Rómulo Betancourt (1959), ont été prises des décisions économiques de grande importance ; «la suspension des garanties économiques et de la politique du plus de concessions pétrolières », s'est muée en « la politique du plus de concessions de Pérez Alfonso et du gouvernement »[71].

En 1960 a été créée la « *Corporation Vénézuélienne de Pétrole (CVP)* » par un décret exécutif du Président de la République, avec l'intention de prospecter, d'extraire, de raffiner et de transporter les hydrocarbures, ainsi que d'acheter et de vendre le pétrole sous toutes ses formes à l'intérieur ou en dehors du pays. Cette société publique cherchait à instaurer une entreprise pétrolière nationale intégrée. Cependant, cette entreprise n'a pas eu la rentabilité espérée ; parmi les causes explicatives, on mentionne le manque d'investissement, la difficulté à attirer des talents, la qualité

68 *Ibid* . p.218

69 MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p.364

70 PRIETO SOTO (J). La reversión petrolera. Editorial Mejoras. Colección del Chorro a la Reversión. Maracaibo, 1997.

71 BAUTISTA (D). *La Renta y el Petróleo*. "Ensayo sobre petróleo y economía política", Caracas 2013, p.3

des aires octroyées en concession, les obstacles divers déployés par les multinationales et l'absence d'une stratégie claire de formation[72].

Parallèlement, en 1960, s'est constituée à Bagdad, *« l'Organisation de Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) »*, avec comme objectif affiché de coordonner et unifier les politiques pétrolières des États membres et déterminer les meilleurs moyens de sauvegarder leurs intérêts, individuellement et collectivement. À l'origine, l'OPEP regroupait « *l'Arabie Saoudite, l'Iran, l'Iraq, le Koweït et le Venezuela. Le ministre vénézuélien des mines et des hydrocarbures, Juan Pablo Pérez Alfonso, qui avait été dans les années 1940 l'instigateur de la formule 50/50 de partage des bénéfices entre les compagnies et l'État, en était l'un des principaux artisans* »[73].

La participation et la consolidation vénézuélienne dans cette organisation a produit une « affiche effective de pays producteurs de pétrole », et eu une incidence directe sur les prix du brut au niveau mondial. L'OPEP est, aujourd'hui encore, un organisme clé dans la formation des prix de l'approvisionnement de brut et de ses produits[74]. Avec l'OPEP, la manipulation des prix du pétrole par les entreprises multinationales a été fortement diminuée, principalement dans la phase de production.[75].

En 1966, une réforme de la loi fiscale sur l'impôt sur le revenu a instauré et a appliqué un mécanisme de contrôle fiscal pour la détermination des revenus d'exportation. Cette réforme a établi que l'on pourrait réaliser « *des accords entre l'Exécutif et le Contribuable pour la fixation des prix des produits exportés* »[76] issus des rentes provenant de l'exploitation minière et des hydrocarbures.

72 *Venezuela: La energía en cifras 2013*. "El sector petrolero y gasífero. IESA. Caracas, 2013, p.7

73 COPINSCHI (P). *Le pétrole une ressource stratégique*. La documentation française: 2012. p. 61

74 MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999, p.175

75 CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo II, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p.95

76 MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p. 365

L'année 1975 est marquée dans l'industrie pétrolière vénézuélienne par « *la nationalisation de l'industrie pétrolière* ». Cela se matérialise avec la Loi Organique qui réserve à l'État l'industrie et le commerce des hydrocarbures pendant le mandat du Président Carlos Andrés Perez. Cet « *acte souverain* » du transfert à l'État de l'industrie et du commerce des hydrocarbures a été interprété comme une rupture structurelle et la récupération de son « indépendance économique » pour et par la nation vénézuélienne[77].

Avec la nationalisation, une étape a été franchie : l'État vénézuélien est devenu propriétaire du pétrole et de l'ensemble des biens nécessaires à l 'exercice des activités de l'industrie pétrolière. C'est, en conséquence, en 1975 qu'est constitué la société « *Pétroles du Venezuela S.A (PDVSA*) », sous la forme d'une maison mère, qui a absorbé la « *Corporation Vénézuélienne de Pétrole* ». Cette décision stratégique permettrait à PDVSA d'augmenter ses canaux de distribution de combustible, à travers des raffineries et des stations de services et les entreprises concessionnaires étrangères.

Quand la nationalisation du pétrole a été consolidée, « Pétroles du Venezuela » a déployé une stratégie pour fortifier l'activité de prospection entre 1978 et 1983, tout spécialement dans la Ceinture Pétrolifère de l'Orénoque[78]. Cette région est connue comme le bassin oriental du Venezuela et il s'étend sur une surface totale de 42.000 Km^2. Le pétrole de cette région est considéré comme du brut extra-lourd[79]. Depuis cette époque, on estime que la ceinture Pétrolifère de l'Orénoque recèle plus de brut et de bitumes naturels que la somme de tous les gisements d'hydrocarbures légers qui existent dans le monde.

Pétroles du Venezuela réalise ultérieurement, en 1986[80], une opération des plus innovantes pour l'industrie pétrolière nationale avec l'achat de l'entreprise « *CITGO* » aux États-Unis d'Amérique : cette décision stratégique permettra à PDVSA d'accroitre ses canaux de distribution de combustible, à travers un réseau élargie et internationalisé de raffineries et de stations de services.

77 RODRÍGUEZ (P). *Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana*. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional. Caracas, 2006, p.14

78 *La industria venezolana de los hidrocarburos* Ediciones CEPET. Caracas, 1989. p.37

79 MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999, p.175

80 RODRÍGUEZ (P). *Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana*. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional. Caracas, 2006. p.111

À partir des années 1990 est initié un projet d'expansion de l'industrie pétrolière nationale avec la participation du secteur privé, dénommé « l'ouverture pétrolière ». Cette initiative promeut une ouverture aux capitaux privés de la production d'hydrocarbures, l'État mettant en place des avantages fiscaux à travers une réforme de la loi fiscale dans le but de réduire la pression fiscale des contribuables impliqués dans les projets précités dans le cadre de projets de « l'ouverture pétrolière ».

Avec le leadership de Pétroles du Venezuela, l'État a achevé « l'ouverture pétrolière », en prenant comme base légale les options établies à l'article 5 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures. Cette disposition énonçait les options dont l'État Vénézuélien disposait pour l'exécution des activités liées aux hydrocarbures : i) une exploitation directe par l'État même ou par ses entreprises, ii) une association de l'État ou de ses entreprises avec des compagnies privées, soumise à une autorisation préalable du Congrès, iii) la réalisation des opérations réservées à l'État grâce à une procédure de contractualisation (prestation de services) avec des compagnies privées[81].

L'État Vénézuélien, dans le cadre de l'ouverture pétrolière, a ainsi dessiné trois modalités contractuelles pour l'exécution de projets pétroliers avec des capitaux privés, en prenant comme base légale l'article 5 de la Loi Organique, ces modalités sont dénommées : i) les associations stratégiques, ii) les accords opérationnels, iii) les accords de « copartage » (partages de gains)[82].

Avec les **associations stratégiques** s'établissent les projets de production et de transformation de bruts lourds et extra-lourds dans le but d'obtenir des produits semi-élaborés ou finis dans la ceinture de l'Orénoque. L'une des caractéristiques principales des associations stratégiques était qu'elles bénéficiaient d'un régime d'imposition à taux réduit ; par conséquent, on leur a appliqué le taux de 34% d'impôt. De plus, les entités concernées payaient un tarif de 1% pendant une dizaine d'années au lieu du tarif de 16.66% prévu dans la Loi sur les Hydrocarbures. De telles faveurs

81 M MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p.371

82 *Ibid*

fiscales ont été accordées par l'État Vénézuélien parce que ces projets requéraient des investissements de 2 à 3 milliards de dollars américains[83].

Avec les **accords opérationnels**, les entreprises privées concluaient des contrats avec Pétroles du Venezuela qui prévoyaient des investissements dans des champs pétroliers de basse rentabilité avec l'intention d'améliorer la productivité de l'exploitation de pétrole de ces champs. En outre, avec de tels schémas, les entreprises privées étaient dénommées « *compagnies opératrices* » et exécutaient des activités d'exploitation de pétroles de manière conjointe avec PVDSA. Les accords opérationnels comprenaient un plan d'investissement dans des infrastructures d'exploitation approuvé par PDVSA, s'étalant sur une durée de 20 ans.

Il est important de noter que la loi fiscale[84] fixait une taxe de 34% comme un autre avantage fiscal pour les contribuables qui réalisaient des opérations sous le schéma des accords opérationnels. On peut souligner que sous cette modalité contractuelle, les compagnies opératrices n'étaient pas propriétaires du pétrole extrait, même si PDVSA payait auxdites sociétés un montant déterminé pour chaque baril produit.

L'objectif de la politique fiscale de l'ouverture pétrolière étant d'attirer des investisseurs nationaux et étrangers elle fut complétée d'une dernière modalité : **les accords de copartage**. Les accords de copartage assignent le risque associé à la prospection de nouveaux gisements de brut léger et moyen. Il faut préciser à cet égard que les risques financiers sont alors supportés par l'entreprise privée et non par l'Etat ; le copartage ne comporte pas de partage des risques financiers. Avec ces accords, une phase exploratoire initiale (prospection), très couteuse, s'établissait, et ce pour une durée de 3 à 5 ans, pouvant être prolongée de 2 à 4 ans[85].

Ces accords (de gains copartagés) ont occasionné un fort débat dans l'opinion publique nationale, étant donné que ce schéma était très semblable aux concessions, censées disparues avec

83 RODRÍGUEZ (P). *Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana*. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional. Caracas, 2006, p.145

84 Loi de l'Impôt sur le Revenu, Ley de Impuesto sobre la Renta. Gaceta Oficial N° 5.566 de Fecha 28 de Diciembre de 2001.

85 RODRÍGUEZ (P). *Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana*. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional. Caracas, 2006. p.119

la nationalisation du pétrole. Le Congrès vénézuélien de cette époque a approuvé le cadre réglementaire à travers un document dénommé « *des conditions de l'ouverture pétrolière* ». Les investisseurs établis sous la modalité des accords de gains copartagés devaient payer un taux d'imposition de 16.67% qui est passé à un taux de 67.7% d´impôt sur le revenu sur les activités d'extraction de pétrole[86].

Avec l'entrée en vigueur de la Constitution de la République Bolivarienne du Venezuela de 1999, l'État Vénézuélien s'est vu dans la nécessité d'adapter le cadre réglementaire des activités sur hydrocarbure sous cette la constitution en vigueur, c'est la raison pour laquelle une nouvelle loi Organique sur les Hydrocarbures a été promulguée[87] en 2001. Avec ce texte de loi, l'État Vénézuélien se réserve la réalisation des soi-disant « *Activités Primaires* », telles que la prospection, l'extraction, le raffinage, le transport et le magasinage initial d'hydrocarbures. Ce texte nouveau abroge la Loi Organique sur les Hydrocarbures de 1943[88].

La loi organique de 2001 établit la notion "des entreprises mixtes", par laquelle l'objectif était de garantir une plus grande participation de l'État Vénézuélien, environ 50%, dans tous les nouveaux projets pétroliers. Il en résultait, et il faut le souligner, que cette loi réservait au bénéfice de l'État Vénézuélien la commercialisation des hydrocarbures, alors que les activités de raffinage, de transformation et de commercialisation des produits dérivés des hydrocarbures pouvaient être réalisées par des entreprises mixtes, des entreprises privées ou par l'État. Il est important de rappeler que les accords opérationnels et les accords copartagés signés sous l'empire de « l'ouverture pétrolière » sont entrés en vigueur avec la nouvelle loi sur les hydrocarbures de 2001.

En 2002, un fait éminent se produisit dans l'histoire pétrolière nationale car le personnel de PDVSA a rejoint la grève, appelée « grève pétrolière », qui avait comme objectif de renverser le gouvernement national[89], qui avait signé des accords bilatéraux avec la République de Cuba où il

86 *Ibid*

87 Loi des Hydrocarbures, Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 37.323 de fecha 13 de noviembre de 2.001.

88 MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p.376

89 BAUTISTA (D). *La Renta y el Petróleo*. "Ensayo sobre petróleo y economía política", Caracas 2013. p.403

était stipulé que 100.000 barils de pétrole seraient envoyés en échange de prestations de services médicaux. Cette grève a eu pour conséquence le renvoi, de l'industrie pétrolière, d'environ 20.000 gérants et divers personnel, hautement qualifié, dont nombre d'experts. Ce renvoi massif a été considéré comme la « dissolution de l'ancien PDVSA » et le développement d'une « PDVSA socialiste ».

En 2005, l'Administration Fiscale Vénézuélienne « SENIAT » a procédé au contrôle des contribuables protégés, c'est-à-dire les entreprises bénéficiant d'accords opérationnels. En effet, selon l'administration fiscale, ces accords occasionnaient des pertes considérables pour l'État Vénézuélien. A la suite de ces contrôles, les investisseurs ont été obligés de renoncer aux accords opérationnels et d'opter pour un schéma d'entreprises mixtes[90].

En 2006, l'administration fiscale a ignoré les stipulations fiscales contenues dans les contrats de service et elle les a « recatégorisés ». Pour les entreprises qui exerçaient des activités primaires, les ajustements fiscaux réalisés ont consisté en l'application d'un taux de 67.7%[91].

A la suite de ces ajustements fiscaux, la loi sur les hydrocarbures a été modifié en 2006[92]. Le législateur a alors harmonisé la réglementation des activités sur les hydrocarbures, en excluant les activités d'exploitation et de commercialisation du gaz. Avec cette nouvelle loi, l´exécutif a mis en place ce qui est appelé le « Plan de Souveraineté Pétrolière ».

Fort de la loi nouvelle de 2006 et du renforcement du "PDVSA Socialiste", l'État Vénézuélien a développé un vaste réseau d'accords énergétiques et d'accords de fourniture avec d'autres pays d'Amérique Latine, parmi lesquels on peut signaler l'Accord de Coopération Énergétique de Caracas (ACEC), l'Accord Intégral de Coopération (CIC) et l'Accord de Coopération Énergétique

90 RODRÍGUEZ (P). Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional, Caracas, 2006, p.142

91 CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo II, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 113

92 Loi des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N°38.493 del 04 de agosto de 2006*.

PETROCARIBE (PETROCARIBE)[93]. Ces accords établissaient des conditions préférentielles sur la fourniture de pétrole et ses dérivés par PDVSA.

En 2007, l'État Vénézuélien a promulgué la Loi de migration vers des entreprises mixtes des accords de coopération préexistant[94], cette loi établissant les entreprises mixtes de la Ceinture Pétrolifère de l'Orénoque[95]. De plus, l'État Vénézuélien a signé l'Accord Cadre pour l'Établissement du Fonds Conjoint Chinois[96], en vertu duquel la Banque Chinoise de Développement prêterait de l'argent à la Banque de Développement Économique et Social de la République Bolivarienne du Venezuela « BANDES » ; cet accord prévoit que la forme de paiement des crédits serait désormais déterminée par la production de pétrole fourni. Cet accord a été très critiqué car il n'y a pas eu de contrôle sur l'exécution des frais impliqués et il a causé une augmentation démesurée de la dette extérieure envers la République Populaire de Chine.

D'un autre côté, il est important de remarquer que les prix du pétrole ont été élevés pendant la période 2004 - 2008, cela a eu comme conséquence l'ouverture économique de la Chine et de l'Inde [97], c'est pour cela que l'État Vénézuélien a vu une augmentation de ses revenus fiscaux issus des exportations pétrolières et qu'il a pu supporter l'augmentation démesurée du budget public, augmentation subventionnée par les revenus du pétrole et couplée à une surévaluation de la monnaie, tout en baissant la production pétrolière[98]. Face à une telle situation, l'État Vénézuélien s'est vu ensuite dans la nécessité de recouvrer les revenus fiscaux au moyen d'une imposition sur

93 *Estados Financieros Consolidados 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012*, PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES (PDVSA, Caracas, 2015, p. 31

94 Decreto N°5.200 con Rango, Valor y Fuerza de la Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco. Gaceta Oficial N° 38.632 de fecha 26 de febrero de 2007.

95 Ley sobre los efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como los Convenios exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Gaceta Oficial N° 38.785 del 08 de octubre del 2007.

96 Ley del "Convenio entre el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la República Popular China sobre el Fondo de Financiamiento Conjunto" (el "Convenio"), Gaceta Oficial No. 39.019, de fecha 18 de septiembre de 2008.

97 *Perspectivas económicas de América Latina 2014*. Logística y competitividad para el Desarrollo. OCDE/CEPAL/CAF, Paris, 2013, p. 16

98 RODRIGUEZ SOSA (P) ET RODRIGUEZ (L). *El petróleo como instrumento de progreso*, Ediciones IESA, Caracas, 2013. p.19.

les prix élevés de pétrole. En 2008 a ainsi été promulguée la « Loi de Contribution Spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures »[99].

Avec la Loi de contribution spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures, l'État vénézuélien avait pour objectif d'appliquer un impôt additionnel dès lors que les prix du pétrole dépassaient certains niveaux[100]. Il est important de souligner que le paiement de cet impôt, ainsi que les redevances sont déductibles de l'impôt établi (impôt sur le revenu). Depuis son entrée en vigueur, en 2008, cette Loi a été modifiée trois fois, une première fois en 2010[101] lorsque deux nouvelles contributions ont été incluses, l'une appelée « contribution spéciale pour les prix extraordinaires » et une autre « contribution spéciale pour les prix exorbitants ». En 2012[102], on a élargi « le champ d'application » de la Loi en ce qui concerne les contributions, et enfin en 2013[103], la charge fiscale des contribuables a été diminuée.

Avec le renforcement du « socialisme du XXIe siècle »[104] l'attribution de la rente pétrolière a été centralisée par l'Exécutif, par le biais de « PDVSA » avec la création de divers fonds extra-budgétaires comme le « Fonds National pour le Développement National (FONDEN, S.A.) », l'Exécutif National a fait un usage de crédits additionnels dans le budget et d'abus sur les estimations du prix du pétrole dans la Loi Annuelle sur le Budget. Ainsi le Gouvernement a-t-il manié de manière discrétionnaire la distribution des revenus pétroliers.

Conformément aux chiffres officiels, les réserves de brut du Venezuela sont les plus grandes du monde, les réserves prouvées de pétrole ont en effet été estimées à 298.35 milliards de barils en 2013, cela grâce à l'incorporation des réserves de pétrole lourd de la Ceinture Pétrolifère de l'Orénoque ; ce chiffre représente 53% des réserves de brut du continent américain et 18% des réserves mondiales[105]. Le Venezuela est destiné à être dans l'avenir « le pourvoyeur

99 Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 38.910 de fecha 15 de abril del 2008.

100 GARANTÓN (J). *Participación Fiscal e Hidrocarburos. Breves Consideraciones sobre una necesaria redefinición.* VI Jornadas Aníbal Dominici. Derecho Tributario. Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, AVDT, Caracas, 2014. p.87

101 Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.009 de fecha 17 de diciembre del 2010.

102 Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 6.022 de fecha 18 de abril del 2012.

103 Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 40.114 de fecha 20 de febrero del 2013.

104 RODRIGUEZ SOSA (P) ET RODRIGUEZ (L). *El petróleo como instrumento de progreso,* Ediciones IESA, Caracas, 2013, p.118

105 *Venezuela: La energía en cifras 2013. "El sector petrolero y gasífero*. IESA, Caracas, 2014, p.10

d'hydrocarbure le plus important du monde »[106], étant donné les énormes réserves de pétrole de l'Orénoque et ses bas coûts d'extraction. De plus, la production pétrolière vénézuélienne est de 2.356 millions de barils par jour[107] : ce niveau de production représente 11% de la production du continent américain et 3% de la production mondiale.

Le sous-sol vénézuélien, étant le cœur de l'économie vénézuélienne, ceci explique que tous les gouvernements se sont concentrés sur un dirigisme de l'exploitation des hydrocarbures, en négligeant l'adoption des politiques économiques et fiscales soutenables dont la mise en œuvre aurait pu apporter une plus grande stabilité économique et aurait pu éviter la dépendance de la « rente pétrolière ».

Le modèle économique mis en application au XXe et XXIe siècle, assis sur la rente pétrolière a eu pour conséquence que le pays a un modèle fondé sur la production et l'exportation des hydrocarbures. Ce modèle souffre aujourd'hui de la baisse des prix du pétrole, ce qui aggrave la crise politique et sociale que traverse actuellement le pays.

Il est important de remarquer qu'avec l'avènement du socialisme du XXIe siècle, la politique de l'entreprise d'Etat « Pétroles du Venezuela » a entraîné une chute drastique de l'investissement dans l'industrie pétrolière ainsi que la perte du personnel technique qualifié. Cela s'est traduit a apporté comme conséquence une diminution dans la production pétrolière vénézuélienne. De ce qui a été exposé précédemment, on peut conclure que l'histoire pétrolière vénézuélienne s'est développée de la manière suivante : (i) le régime des *concessions* pétrolières, (ii) le régime de la *nationalisation* de l'industrie pétrolière, (iii) le régime de *l'ouverture pétrolière* et (iv) le régime de développement des activités au moyen des entreprises mixtes.

106 MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999, p.175

107 *Annual Report 2014, OPEP, Austria, 2014, p. 11*

CHAPITRE II : Les fondements du droit fiscal vénézuélien

La Loi fiscale relative à l'impôt sur le revenu de 1942 a posé les bases conceptuelles du système fiscal vénézuélien contemporain. En effet, cette loi a modifié la tendance, en usage depuis l'indépendance, à lier l'impôt à la fiscalité indirecte, et en particulier aux revenus douaniers comme source principale de revenus publics. De la sorte, elle représente une référence obligatoire pour la législation fiscale vénézuélienne étant donné qu'elle contient les principes constitutionnels de l'époque, qui furent repris depuis par les Constitutions postérieures, en particulier celles de 1961 et celle de 1999, actuellement en vigueur.

Cette Loi a perfectionné certains aspects de l'imposition de l'industrie pétrolière vénézuélienne, éveillant ce que l'on a pu désigner comme une « conscience fiscale »[108] et jetant les fondements nécessaires au développement des finances publiques de la République. En 1948, cette loi a fait l'objet d'une réforme importante laquelle a introduit le fameux concept dit du « *fifty-fifty* »[109], en conséquence duquel les entreprises exploitant les ressources non renouvelables de l'État ont été soumises à une imposition additionnelle de 50% sur leurs bénéfices, après paiement des impôts.

L'abondance du revenu pétrolier au cours des années soixante-dix, l'augmentation excessive des taux et des barèmes de l'impôt sur le revenu, et, ajouté à cela le manque d'efficacité de l'administration fiscale, tous ces facteurs ont mené à de hauts niveaux d'évasion fiscale par rapport à cette manière d'imposition, « *considérée par certains comme un impôt revêtu d'une grande complexité technique et d'un potentiel de recouvrement très déficient* »[110]. Ce furent précisément ces circonstances qui menèrent à la réforme législative de 1991, où il fut prêté une attention toute particulière à la tendance mondiale par rapport à l'impôt de consommation, et notamment à l'application de la TVA. Cette réforme avait pour objectif fondamental de remplacer l'impôt sur le revenu comme source principale de recettes, notamment en améliorant le rendement de l'impôt (c'est-à-dire par amélioration du taux de recouvrement de la TVA.

108 MEJIA (J). *Temas de Actualidad Tributaria "Homenaje a Jaime Parra Pérez".* AVDT. Caracas. 2009. p.433.

109 LAYA (J). *Lecciones de Finanzas Públicas y Derecho Fiscal.* Pasado y presente del Impuesto Sobre la Renta en Venezuela. Paredes Editores. LEGIS EDITORES, S.A. Caracas 1989. p.73

110 RUAN G. "*Evolución Histórica y Estudios de la Ley Vigente*. 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela. AVDT, Caracas, 2003, p. 3

Les problèmes de déficit budgétaire (faiblesse des recettes fiscales), l'inflation et la globalisation qu'ont connus la fin des années 1990 et le début du XXI siècle ont conduit à une modification de la loi fiscale adoptant alors un mécanisme de recouvrement efficace moyennant l'amélioration de la procédure, censé promouvoir en même temps la justice fiscale du système vénézuélien. C'est ainsi que par le biais des réformes fiscales, on a cherché à aborder les problèmes de l'érosion de la base fiscale engendrée par les crises économiques, et à renforcer les moyens d'actions de l'administration fiscale pour lutter contre le fléau de l'évasion fiscale.

Des mesures ont été prises par ces réformes, parmi lesquelles on compte le prélèvement et le règlement par retenue à la source, l'assiette mondialisée de l'impôt (devenant dès lors un revenu « mondial »), le perfectionnement du concept de d'établissement permanent, la redéfinition des règles des prix de transfert pour évaluer les opérations transfrontières d'entreprises « associées » (.e., non étatiques), le régime de transparence fiscale internationale pour lutter contre la fuite des bénéfices vers les paradis fiscaux, l'adoption de l'impôt sur les dividendes comme instrument de contrôle fiscal, ainsi que d'autres mesures de moindre envergure, dont l'objectif consistait à réduire les niveaux d'évasion fiscale sévissant dans le pays, et de contribuer au développement de la justice fiscale.

Au Venezuela, comme dans toute démocratie constitutionnelle, le régime juridique se crée et s'applique en conformité avec les normes et les principes présents dans la Constitution. Cette Constitution représente la norme de plus haute hiérarchie régissant la création et l'application de toutes les autres normes légales. De plus, elle régit l'adoption et l'application des procédures juridiques à caractère international. « Son caractère normatif rend obligatoire non seulement la création et l'application mais aussi l'interprétation des règles juridiques se rapportant à son contenu, vu qu'il s'agit de la norme supérieure du système juridique »[111].

L'analyse des principes constitutionnels du droit fiscal au Venezuela exige d'opérer d'après des principes juridiques ne dépendant pas seulement du droit fiscal mais aussi de principes fondamentaux inhérents au droit en lui-même tels que : la sécurité juridique, l'égalité, le droit à la défense, la présomption d'innocence, la capacité contributive, la non confiscation et la légalité.

111HEVIA (B). *Una aproximación desde la teoría general de la tributación.* Arrendamiento Financiero e Impuesto Sobre la Renta . AVDT. Caracas, 2014. p. 49.

La Constitution Nationale de la République Bolivarienne du Venezuela[112] a en effet développé des principes constitutionnels applicables à l'imposition. Ceux-ci peuvent être organisés en trois grands blocs : la justice, la légalité et l'efficacité fiscale[113].

La Constitution, partant du principe de la généralité de l'imposition, a donné au législateur le pouvoir d'obtenir des contribuables les ressources nécessaires pour aider à couvrir les dépenses publiques[114]. Ceci a été ratifié par la Cour Suprême de Justice comme l'un des principaux piliers du système fiscal[115].

Le principe de la *capacité contributive* contraint et donne corps au principe du droit de lever l'impôt au Venezuela, et, en conséquence, le législateur doit créer des impôts préservant la capacité contributive du contribuable. Ce principe fondamental du droit fiscal, entendu comme la cause et la mesure de l'impôt, révèle la tension à l'œuvre entre deux exigences indispensables :*« La protection du minimum vital, c'est-à-dire le fait de ne pas prélever d'impôts sur les ressources économiques indispensables à la subsistance du contribuable ou d'éviter de les grever ; b) l'obligation de ne pas détruire ou agresser l'origine de la production, afin de ne pas éliminer mais de conserver le capital productif ou la richesse productive, puisque ce sont ceux-ci qui garantissent l'opérativité ultime non seulement de l'État mais de la nation entière ».*[116]

En ce qui concerne le Code Fiscal, il faut d'abord décrire les origines de la codification fiscale. Nous reprenons, et souscrivons, à ce qu'écrit Renaud Bourget à cet égard :

> « Dès 1919, la *Reichsabenordnung* (ou RAO) avait posé en Allemagne les principes du « droit de la dette fiscale » (« *Steuerschuldrecht* ») en conceptualisant les conditions générales

112 Constitution vénézuélienne, Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, publicada en la Gaceta Oficial N°5453 Extraordinario de fecha 24 de Marzo de 2000.

113 RUAN (G), « *Principios Substantivos de la Tributación en la Constitución de 1.999 »*, la Revista de Derecho Corporativo, Volumen 1, N° 2 publicada por el Decanato de Estudios de Postgrado de la Universidad Metropolitana, Caracas, 2001, p.41

114 Art. 133 Constitution vénézuélienne; Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, publicada en la Gaceta Oficial N°5453 Extraordinario de fecha 24 de Marzo de 2000.

115 Caso: Heberto Contreras Cuenca. Tribunal Supremo de Justicia en Sala Constitucional. Sentencia de fecha 21 de noviembre de 2000.

116 RUAN (G). *Libro Homenaje a la Memoria de Ilse Van der Velde*, Ediciones Funeda, Caracas, 1998, P.12

de sa naissance, de sa réalisation et son extinction. De cette manière, le législateur allemand était venu consacrer la construction de la partie générale ou matérielle du droit fiscal sur le concept de « rapport de droit » entendu comme relation d'obligation légale de droit public. Ce qui est encore plus remarquable, c'est qu'avec l'œuvre de « Becker » et des fiscalistes conceptualistes que connaissait l'Allemagne depuis les années 1920, un modèle de codification organique du droit était né. À telle enseigne que les codes fiscaux hispaniques qui ont imité le schéma s'occupent minutieusement de la régulation normative de la théorie de l'obligation fiscale dont les rédacteurs ont précisé, à l'instar de leurs collègues germaniques, le fait générateur qui le fait naître, et le régime juridique qui en conditionne la réalisation : sujets passif et actif, transmission, responsabilité, solidarité, modes d'extinction et prescription[117] ».

Il faut également insister sur le rôle joué par le projet de modèle de codification, élaboré dans les années 1960, dans le cadre du programme fiscal commun de l'Organisation des États américains et de la Banque Interaméricaine de Développement. Celui-ci aura donné naissance au « Modèle de Code fiscal pour l'Amérique latine » lequel aboutit à hispaniser (au moins dans l'aire régionale de l'Amérique du sud), la systématique et la dogmatique de la « RAO »[118].

Le Venezuela, comme la plupart des pays d'Amérique Latine, s'est inspiré de ce Modèle de Code Fiscal pour l'Amérique Latine développé par l'Organisation des États Américains et la Banque Interaméricaine de Développement[119], ciblant « ***le rapport de droit fiscal*** »[120] qui se prête au développement des principes de légalité ou réserve légale, de non-rétroactivité, de non-confiscation et tutelle juridictionnelle[121], et aussi par l'entremise du Modèle du Code Fiscal préparé par le Centre Interaméricain des Administrations Fiscales (CIAT)[122], d'une manière

117 BOURGET (R). *La science juridique et le droit financier et fiscal. Étude historique et comparative du développement de la science juridique fiscale*. Dalloz. p. 21

118 *Ibid.*

119 Modelo de Código Tributario para América Latina, 1ª edición, Unión Panamericana, Secretaría General, Organización de Estados Americanos, Washington, 1967.

120 GARCÍA (C). *La Codificación del Derecho Tributario en Latinoamérica*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano.AVDT. Caracas 2012. p..43

121 ALBORNOZ (N). *Le Modèle Latino-Américain de Code Fiscal*. Université Paris Panthéon-Assas (Paris II). p. 364

122 Le CIAT s'efforce d'être la principale association d'Administration Fiscales à l'échelle internationale. Il apporte des services de haute qualité aux pays membres pour combattre l'évasion fiscale et offre des forums pour l'échange des expériences visant la résolution des

générale, l'influence du CIAT « *se manifeste par une tendance à renfoncer l'Administration par des normes beaucoup plus strictes à l'égard du contribuable* »[123], portant atteinte aux droits légitimes de ce dernier.

Au Venezuela, le Code Fiscal constitue un instrument législatif de caractère organique,[124] c'est-à-dire que suivant la pyramide de Kelsen, il se situe à un niveau organique et juridique élevé inhérent à sa structure et ses dispositions, conforme aux deux conditions requises dans l'article 203 de la Constitution : (i) il est nécessaire que ce soit un instrument servant à développer les droits constitutionnels, et, (ii) il est nécessaire qu'il puisse servir de cadre normatif à d'autres lois. Dans la formulation du texte, on peut observer diverses dispositions cherchant à développer les principes et les garanties constitutionnels en matière fiscale. En outre, le Code Fiscal développe le principe de la « *capacité contributive* », dont le but est que les contribuables possédant des manifestations réelles de richesse supportent une charge fiscale en fonction de leur capacité économique.

De la même manière, le Code Fiscal établit le « rapport d'obligation fiscale », énonçant diverses dispositions générales sur les différents éléments du devoir fiscal, tels que le fait générateur, les sujets actifs et les assujettis, les taux d'imposition, et les modes de prescription. Ces éléments doivent être présents dans les lois fiscales. Dans le Code Fiscal, les sujets passifs de l'obligation fiscale sont ceux qui réalisent les conditions du fait générateur.[125].

Tel qu'il a été exposé, le Code Fiscal sert à rendre plus cohérent le système fiscal vénézuélien moyennant l'unification des principes généraux de droit, dotant ainsi de permanence, certitude et clarté la législation fiscale et assurant, par là même, « *la stabilité et la connaissance des situations juridiques réglementées par ces principes* »[126].

problèmes fiscaux sur le plan mondial ; il dispose du matériel et des documents nécessaires à des pratiques administratives, bénéficiant d'une technologie de pointe pour le perfectionnement des Administrations Fiscales. En ligne https://www.ciat.org/ consulté le 21 novembre 2017].

123 ALBORNOZ (N). Le Modèle Latino-Américain de Code Fiscal. Université Paris Panthéon-Assas (Paris II). p. 366

124 ANDRADE (B). *Derecho Tributario Sustantivo*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano. AVDT. Caracas 2012. p.34

125 BARBOZA (D). *Los sujetos pasivos en el Derecho Tributario Venezolano*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano. AVDT. Caracas 2012. p..296.

126 ANDRADE. (B) « Análisis acerca del carácter orgánico del Código Orgánico Tributario ». Revista Derecho Tributario N°115. Ediciones de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2007, p. 54

Le Code fiscal a en effet joué un rôle fondamental dans l'unification des processus administratifs et judiciaires visés en matière fiscale, fournissant des règles claires aux contribuables, à l'administration fiscale, aux tribunaux et aux avocats, à partir de la « *prémisse fondamentale établissant que l'obligation fiscale est un rapport de droit et non de pouvoir* »[127].

En effet, l'article 3 du Code Fiscal dispose que la Loi doit définir tous les éléments qui composent la théorie de l'obligation fiscale sur la base de laquelle on s'acquitte des impôts. Dans la Loi relative à l'Impôt sur le Revenu, on observe que la prémisse du fait générateur n'est autre que l'enrichissement, à la suite d'activités économiques liées à des biens situés à l'intérieur ou à l'extérieur du Venezuela.

Conformément aux dispositions de l'Article 5 du Code Fiscal, les lois fiscales doivent être interprétées d'après toutes les méthodes admises en droit, eu égard à leur finalité et à leur sens économique. Les méthodes interprétatives admises en droit vénézuélien sont indiquées dans l'Article 4 du Code Civil, tel qu'il suit : « *Article 4.- La Loi doit être comprise d'après le sens qui semble se dériver de façon évidente de la signification des mots, de leur connexion et de l'intention du législateur. Au cas où la loi n'aurait pas prévu de dispositions précises, on tiendra compte des dispositions ayant réglé des cas semblables ou des matières analogues ; si les doutes subsistaient, on appliquera les principes généraux du droit* »[128]. Lorsqu'est cité l'article 5 du Code Fiscal vénézuélien et les méthodes d'interprétation téléologique, circonstancielle ou finaliste des normes fiscales qu'il consacre, on note l'influence évidente de la « RAO » sur le texte vénézuélien.

Il résulte de ce qui précède qu'au moment d'interpréter une norme juridique il faudra appliquer en premier lieu la méthode de *l'interprétation littérale*, et, au cas où il n'existerait aucune norme juridique permettant de gérer la situation en question, on s'en remettra à l'analogie et aux principes généraux du droit.

127 HALVORSSEN (A). Derecho Procesal Tributario. Relatoría General. MEMORIAS DE LAS XI JORNADAS VENEZOLANAS DE DERECHO TRIBUTARIO. AVDT. Caracas 2012. p. 13.

128 Codigo Civil. Gaceta Nº 2.990 Extraordinaria del 26 de Julio de 1982

En outre, le Code Fiscal admet l'interprétation conforme à « la réalité économique ». Cette méthode interprétative veille à ce que « la substance économique prévale sur les formes légales utilisées par le contribuable »[129]. Au moment où les formes juridiques ne s'ajusteraient manifestement pas à la réalité des faits grevés, et au moment où elles ne produiraient pas une diminution du montant des obligations financières, « elles seraient ignorées par la loi »[130]. Ce sont des notions comparables à ce que l'on nomme l'autonomie et le réalisme fiscal en France[131]

Il est à noter des aspects concernant les dispositions de l'Article 5 du Code par rapport à l'interprétation de normes relatives aux bénéfices fiscaux, lesquelles établissent que « les exemptions, et autres bénéfices ou dépenses fiscales seront interprétées de façon restrictive. » Dans ce contexte, les bénéfices fiscaux doivent être interprétés de manière restrictifs, afin « d'éviter les abus de droit»[132], en appliquant les limitations spécifiées dans le Code Fiscal quant à l'utilisation d'incitations en faveur de contribuables se trouvant dans les circonstances prévues par la loi. Dit autrement, le fisc vénézuélien dispose d'une arme anti-optimisation.

En ce qui concerne l'imposition de bénéfices à l'étranger, l'Article 11 du Code Fiscal signale que « des faits générateurs ayant eu lieu totalement ou partiellement hors du territoire national » sont susceptibles d'être imposés quand le lieu de résidence du contribuable se trouve dans le pays ou lorsqu'il y dispose d'un établissement permanent.

Aux effets de lever l'impôt, on considère domiciliées au Venezuela « les personnes légalement constituées ou ayant leur domicile dans le pays, en conformité avec la Loi Fiscale », pour donner suite aux dispositions de l'alinéa 4, Article 30 du Code Fiscal. Le Code Fiscal fait référence à l'Article 354 du Code de Commerce[133], établissant que : « *Les sociétés constituées dans un pays*

129 BERMÚDEZ (J). *Interpretación Jurídica y Calificación de los hechos*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. ". AVDT, Caracas, 2003. p.770

130 ANZOLA (O). *La evasión y elusión fiscal, normas anti-elusivas.* Instituto Latinoamericano de Derecho Tributario. Margarita, p.49.

131 DE LA MARDIERE (C), *Pour tenter d'en finir avec l'autonomie et le réalisme du droit fiscal*, Mélanges Maurice Cozian, Litec 2010, p. 137.

132 BELISARIO (J). *Los Beneficios Fiscales en el Impuesto Sobre la Renta*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. "Los Beneficios Fiscales en el Impuesto Sobre la Renta". AVD, 2003. p.587

133 Código de Comercio publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 475 Extraordinaria del 21 de diciembre de 1955.

étranger, ne possédant dans la République que des succursales ou des exploitations ne correspondant pas à leur activité principale, conserveront leur nationalité mais on les considérera domiciliées au Venezuela ».

Le Code Fiscal signale qu'il existe trois types de déclaration de la base imposable des revenus selon leurs catégorie a) la base imposable indiquée par le contribuable (régime déclaratif), b) la base imposable identifiée par l'administration au cours d'une vérification, et, c) celle décidée par l'administration conjointement avec le contribuable, dans le cadre de que l'on nomme le régime de la « détermination mixte ». La déclaration par le contribuable, aussi connue comme autodétermination, qui n'est établie qu'après l'apparition des faits générateur de l'impôt, impose aux contribuables de déterminer et indiquer les éléments entrant dans l'assiette fiscale, et à s'acquitter de cette obligation. « La détermination d'office » est celle accomplie par l'Administration Fiscale lorsque celle-ci détecte que le contribuable n'a pas rempli son obligation auto déclarative. « La détermination mixte » est la forme de détermination où l'Administration et le contribuable participent conjointement à la détermination de la base imposable ; tel est le cas quand le contribuable fournit à l'Administration Fiscale l'information nécessaire pour déterminer le montant de l'obligation fiscale[134].

Il est à noter que la procédure de vérification et de liquidation de l'obligation fiscale a lieu dans le sillage d'une « procédure administrative » habilitant les inspecteurs des impôts de à exercer les fonctions qui leur auront été attribuées. Ladite « procédure administrative » repose sur un acte juridique établissant qu'au cas où le fonctionnaire ne présente pas l'autorisation requise, le contribuable n'aura pas à lui remettre la documentation lui permettant de poursuivre l'investigation fiscale.[135]

Cette procédure de vérification aboutit à une « résolution » émanant de l'administration fiscale. Cette résolution représente l'acte par lequel l'administration fiscale transmet au contribuable le résultat de l'investigation. À partir de ce moment-là, la dette devient, aux yeux de l'Administration,

134 Art. 130. Codes des Impôts. Código Orgánico Tributario publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de 18 de noviembre de

135 SÁNCHEZ (S). *El procedimiento de Fiscalización y Determinación de la Obligación Tributaria*. Fraga, Sánchez & Asociados, Caracas, 2005, p.42

un crédit à recouvrer de forme volontaire ou en application des moyens coercitifs prévus par la loi[136].

Il est nécessaire de prendre note de l'usage fréquent des procédures de détermination non conformes aux dispositions du Code, l'instrument régissant les actes de l'administration fiscale ainsi que ceux des contribuables, de telle manière que, dans certains cas, on applique des normes qui sont ignorées par le Code, d'où il en résulte une sorte de formule accommodante du droit fiscal « générant un haut degré d'incertitude, de confusion et d'insécurité juridique pour les contribuables »[137].

Contrairement à la situation normative de la présomption de légitimité par rapport à un acte administratif caractéristique d'autres actes juridiques, le Code Fiscal méconnaît ce principe. En effet, l'Article 184 du Code Fiscal dispose que « l'acte fiscal fera pleine foi, tant qu'on n'aura pas prouvé le contraire ». Dans ce sens, la norme fait référence aux « faits » décrits dans l'acte, sans s'attarder en aucune manière sur l'attachement au Droit, trait caractéristique de la présomption de légitimité[138].

Le Code Fiscal prévoit une « procédure contentieuse » durant la phase de liquidation de l'impôt, qui permet au contribuable de présenter sa défense devant l'administration fiscale après avoir reçu l'état liquidatif[139]. Pendant cette phase, le contribuable peut exposer ses moyens de défense aux fins de faire connaître sa situation fiscale, et peut se prévaloir de tous « les éléments de preuve admis en matière de droit », à l'exception de témoignages et de confessions provenant de fonctionnaires publics[140].

136 *Ibid*

137 CAPPELLO (T). *La vigencia temporal de las normas tributarias*, Temas de actualidad tributaria. Academia de Ciencias Políticas y Sociales – AVDT, Caracas, 2005, p. 277

138 ABACHE (S). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia,* Conmeración de los 20 años del SENIAT. "Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia"; AVDT, Caracas, 2014,. p. 492-493

139 Art. 143. Codes des Impôts, Código Orgánico Tributario, publicada en la Gaceta Oficial N°6152 Extraordinario de fecha 18 de noviembre de 2014.

140 VAN DER VELDE (I). *Los Procedimiento Sumario y Contencioso en el Código Orgánico Tributari*o. 50 años de la Revista de Derecho Tributario,. AVDT, Caracas, 2014. p. 202

Si la résolution de l'enquête administrative débouchait sur une créance fiscale sans que le contribuable n'amorce de recours contentieux, l'Administration fiscale peut se diriger vers la Cour du Contentieux pour demander l'adoption de « mesures provisoires »[141]. En conformité avec le Code Fiscal, ces « mesures provisoires » agiront toujours en faveur de l'Administration fiscale, qui pourra s'en servir pour assurer le recouvrement de la dette fiscale.

Le Code Fiscal contient deux mécanismes juridiques principaux pour opérer un contrôle en matière fiscale : le « recours de garantie et le recours contentieux ». Le « recours de garantie » a un caractère particulier et restreint, vu qu'il ne fait que compenser les excès causés par les actes de l'Administration fiscale, notamment les délais qui en découlent, lesquels produisent des dommages difficilement réparables suivant les circonstances. Le « recours contentieux » a été conçu légalement comme un moyen pour contester *judiciairement* les actes administratifs, et ses effets particuliers, de nature fiscale. Son régime est prévu par les Articles 242 et 259 du Code Fiscal[142].

Au Venezuela, le recours contentieux fiscal possède des caractéristiques semblables au processus contentieux administratif en général et au procès civil. Ceci transparaît dans le Code Fiscal où l'on trouve des normes dérivées des textes qui régulent lesdits processus, et où il existe en outre des renvois aux textes susmentionnés[143].

Il est à noter que le Code Fiscal prévoit la notion « *d'arbitrage fiscal* » en tant que mode alternatif pour résoudre les conflits pouvant surgir en droit fiscal vénézuélien, afin d'alléger le processus du contentieux fiscal et modérer les différends entre l'Administration et les

141 BLANCO (A). *Medidas Cautelares para el cobro de los tributos,* Contencioso Tributario Hoy. Jornadas Internacionales. Medidas Cautelares para el cobro de los tributos. AVDT, Caracas, 2004. p.20 .

142 ROMERO (D). *Consideraciones en torno del Recurso Contencioso Tributario,* VI Jornadas Aníbal Dominici. Derecho Tributario. Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, AVDT, Caracas, 2014.. p.124.

143 HERNANDEZ (F). *Presupuestos Procesales de la acción en el proceso contencioso tributario,* Contencioso Tributario Hoy, Jornadas Internacionales – Tomo I. Presupuestos Procesales de la acción en el proceso contencioso tributario. Fundación Estudios de Derecho Administrativo. Asociación Venezolana de Derecho Tributario. AVDT. Caracas, 2004. p. 54.

contribuables[144]. L'article 312 du Code Fiscal énonce ainsi, par principe, que l'Administration fiscale et les contribuables pourront soumettre leurs litiges à un arbitrage indépendant.

Pour sa part, le Code Fiscal prévoit dans l'Article 93 que sera sanctionnée « la transgression ou fraude commise contre la Loi Fiscale, c'est-à-dire l'abus de droit ». Cette clause cherche à sanctionner comme « fraude » toute opération moyennant laquelle le contribuable dissimule ou travestit les faits relatifs à l'imposition, aux fins d'obtenir des résultats différents de ceux observés originairement par la loi, et d'assurer pour soi-même ou pour un tiers une situation illégitime (abusive) portant atteinte à l'Administration fiscale car visant à la priver de l'impôt correspondant[145]. Cela n'est pas sans rappeler le débat français résultant de la dernière modification de la notion d'abus de droit en matière fiscale, qui y voit toute opération « ayant principalement » un objectif fiscal.

L'Administration fiscale du Venezuela, en tant qu'organisation intégrée de l'Administration publique, est soumise à des normes régulant ses actions, en pleine conformité avec la loi, de manière telle qu'elle ne pourra faire que ce qui est permis par la Loi, et dans les limites qui auront été prévues par celle-ci[146]. La Loi du Service National Intégré de l'Administration Fiscale « SENIAT »[147] (équivalent de la Direction générale des Finances publiques en France) énumère une longue liste de fonctions assumé par l'Administration fiscale. L'Article 4 de ladite Loi prévoit qu'il « incombe au Service National Intégré de l'Administration Douanière et Fiscale « SENIAT » d'appliquer la législation douanière et fiscale nationale, ainsi que de veiller à l'exercice, la gestion, et le développement des compétences relatives à l'exécution intégrée des politiques douanières et fiscales fixées par le pouvoir exécutif national »[148].

144 FRAGA (L). *El Arbitraje Tributario*. Estudio sobre el Código Tributario de 2001. AVDT. Caracas, 2002, p.721

145 BELISARIO (J), Delgado (J.J), Rachadell (G). *Elusión, Evasión y Defraudación Fiscal*, 50 años de la Revista de derecho tributario : compilación de estudios publicados en la revista no. 51 a la no.100. Asociación Venezolana de Derecho Tributario. "LEGIS, Caracas, 2014, p. 243.

146 TORRES (C). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia*, Conmemoración de los 20 años del SENIAT. "AVDT, Caracas, 2014, p.524.

147 Ley del SENIAT, Gaceta Oficial N 37.320 de fecha 8 de Noviembre de 2001.

148 *Ibid*

Le SENIAT possède de très amples pouvoirs de contrôle fiscaux qu'il peut exercer pour vérifier et exiger l'acquittement des obligations fiscales. Par « la vérification » et « la liquidation », on entend le processus administratif aboutissant à la définition de la nature et du montant de l'obligation fiscale[149]. Le SENIAT est composé d'un département dénommé « Service de Défense du Contribuable », qui fut créé dans le but principal de garantir le respect des droits des contribuables[150].

Il est finalement important de signaler que les dernières réformes du Code Fiscal, en particulier celles de l'année 2014, ont entrainé un net recul par rapport à l'observance des droits fondamentaux des contribuables. Ceci entraîne une pernicieuse adoption de dispositions dérogatoires, impliquant un fonctionnalisme de recouvrement par l'Etat, qui placent le Venezuela à « l'avant-garde des voies dérogatoires », un processus qui aboutit à nier la sécurité juridique et, partant, sape les bases mêmes de la démocratie, à savoir l'équilibre des situations juridiques entre l'État et les contribuables. C'est « la mutation de la relation juridique vers une relation de pouvoir discrétionnaire illimité »[151]. Paradoxalement, lorsqu'on fait référence à « l'état de droit vénézuélien, on ne peut éviter de l'associer au positivisme juridique qui ne voit ni le contenu ni la qualité démocratique de l'État mais considère la carence de complexe normatif comme une condition nécessaire pour que le Droit puisse exister et vivre »[152].

149 *Ibid.* Art. 27.

150 ZAMBRANO (M). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia*, Administración Tributaria. Conmeración de los 20 años del SENIAT. AVDT, Caracas, 2014, p..327

151 PALACIOS (L). *Tributación y Regulación*, Memorias de las XIV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario. , AVDT, Caracas, p. 159.

152 MEJÍA (J). 30 años Codificación del Derecho Tributario en Venezuela, Derecho Tributario Sustantivo. AVDT. Caracas, p.381.

PREMIÈRE PARTIE

LES PRIX DE TRANSFERT ET LA FISCALITE PETROLIÈRE

TITRE I : L'IMPOSITION APPLICABLE À L'INDUSTRIE PETROLIÈRE

L'imposition traditionnellement applicable à l'industrie pétrolière (Chapitre I) s'est vue renforcée au fil du temps par une réglementation spécifique à ce secteur ; au sein de laquelle un socle de règles spécifiques aux entreprises d'économie mixte s'est progressivement distingué (Chapitre II).

CHAPITRE I : L'imposition traditionnelle

L'étude de la fiscalité exige une analyse globale du système juridique fiscal pour comprendre « le rôle joué par la fiscalité »[153] en tant qu'outil d'obtention de ressources d'État pour stimuler la politique budgétaire, en relation étroite avec le reste des politiques publiques. Au Venezuela, l'impôt sur le revenu est développé dans la Loi de l'Impôt sur le Revenu[154] et ses règlements subséquents.

L'analyse des effets de la taxation de l'impôt sur le revenu applicable à l'industrie pétrolière implique dès lors préalablement d'en préciser les fondements (**Section 1**) ainsi que les principes directeurs (**Section 2**). La Loi Organique des Hydrocarbures a posé les bases conceptuelles du système fiscal du Venezuela (**Section 3**) lequel s'est affiné par l'adjonction de contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants sur le marché international des hydrocarbures (**Section 4**).

153 PALACIOS (L). *Las características de la imposición a la renta en Venezuela*, 60 años de imposición a la renta en AVDT, Caracas, 2003 p 92

154 Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta,* publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210 de fecha 30 de diciembre de 2015.

Section 1 - Les fondements constitutionnels de l'imposition

Le système fiscal vénézuélien trouve ses fondements, ainsi que ses principes directeurs, que nous exposerons ensuite, dans la Constitution [155]. L'article 133 de la Constitution, affirme en effet qu'il incombe à tout citoyen de contribuer aux dépenses générales de l'État, énonçant ainsi :« ... *Chaque individu a le devoir de soutenir les dépenses publiques par le paiement des impôts et des contributions fixées par la Loi ... »*[156].

La Constitution précise également que les taxes doivent être fixées en fonction de la capacité économique de chaque citoyen et qu'elles doivent avoir un caractère général. Ce « *principe de généralité* » est exprimé dans l'article 316 en ces termes : « ... *Le système fiscal chercher une répartition juste des charges publiques en fonction de la capacité économique du contribuable conformément au principe de la progressivité et aussi, la protection de l'économie nationale et l'élévation du niveau de vie de la population, et pour ce faire, il sera pris en charge par un système efficace pour la collecte des impôts ...»*[157].

En outre, la Constitution Nationale, à l'article 317, indique que les impôts doivent être expressément prévus par la loi en vertu du *« Principe de légalité »*. Cet article prévoit que : « ... *N'étant pas établis par la loi, les taxes, les frais ou les contributions ne peuvent pas être exigés ; non plus, d'exemptions qui ne sont pas fixées par la loi, ni d'exemptions ou des réductions ou d'autres types d'incitations fiscales, sauf dans les cas prévus par la loi ... »*[158].

Ces principes fondateurs du système d'imposition au Venezuela, sont rappelés à l'article 4 du Code des impôts qui énonce :« ... *Seule la loi peut créer, modifier ou supprimer des taxes, définir le fait imposable, fixer le taux de l'impôt et la base pour son calcul et indiquer le contribuable passif... »*[159].

155 Constitution Nationale. *Constitución de la República Bolivariana de Venezuela,* publicada en la Gaceta Oficial N°5453 Extraordinario de fecha 24 de Marzo de 2000.

156 *Ibid*. Art. 133

157 *Ibid*. Art. 316

158 *Ibid*. Art 317

159 Code des impôts. *Código Orgánico Tributario,* publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de Fecha de 18 de noviembre de 2014.

S’agissant particulièrement de l’activité pétrolière, le chapitre VI de la Loi Organique d'Hydrocarbure[160] développe un régime fiscal dénommé “redevance et impôts”. Il est important de préciser que pour le droit fiscal du Venezuela, le Code Fiscal[161] dans son article 12, contient seulement l'exigence de l'obligation fiscale visant les impôts, les taxes et les contributions, par conséquent, la "redevance" n'est pas considérée comme un impôt.

Section 2 - Les principes directeurs

La Loi de l’impôt sur le Revenu de 1999[162] prend en compte principalement le domicile ou la résidence pour déterminer l’assiette fiscale (A) mais autorise un certain nombre de dérogations (B).

A/ La prise en compte du domicile ou de la résidence

La Loi de l’impôt sur le Revenu de 1999[163] fait référence à des principes applicables dans les politiques budgétaires et fiscales comme le « *principe de revenu mondial* », ou celui de « *l’établissement stable* » [164]. On a pu dès lors affirmer que le Venezuela, en matière d'Impôt sur le Revenu, a substitué le principe du revenu mondial à celui de la **territorialité**. Toutefois, ainsi qu’on a pu l’observer *« une telle appréciation serait incorrecte »*[165].

160 Loi Organique d'Hydrocarbure. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006*. Gaceta Oficial N° 38.493 Extraordinario de fecha 04 de octubre de 2006.

161 Code des impôts. *Código Orgánico Tributario,* publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de Fecha de 18 de noviembre de 2014.

162 Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta,* Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N 5390 de fecha 22 de octubre de 1999.

163 *Ibid.*

164 GOUTHIERE. (B). *Les impôts dans les affaires internationales*. Francis Lefebvre, Paris, 2015. p. 266 La notion d’établissement stable permet de déterminer si une activité ou commerciale exercée dans un Etat est imposable au lieu d’exercice des activités au contraire, seulement au lieu de la résidence de l’entreprise.

165 HOMES (L). *Implicaciones del Principio de Renta Mundial en el Impuesto Sobre la Renta*. VI Jornadas de Derecho Tributario. AVDT, Caracas, p.18

Ces facteurs contraignants, qui ont en outre survécus aux réformes de l'Impôt sur le Revenu de 2001[166], de 2007, de 2014[167] et de 2015,[168] ont simplement été ajoutés au principe de territorialité préexistant, que ladite Loi semble avoir, in fine, conservé.

En effet, l'article 1[169] de cette dernière loi précise que tout enrichissement annuel, net et disponible obtenu en liquide ou en espèces, donnera lieu à des impôts. Ainsi, sauf dispositions contraires, toute personne physique ou morale, résidente ou domiciliée dans la République Bolivarienne du Venezuela, doit s'acquitter des impôts sur ses revenus indépendamment de leur origine et ce qu'ils trouvent leur source dans le pays ou à l'étranger.

S'agissant des personnes physiques ou morales non-résidentes ou non domiciliées dans la République Bolivarienne du Venezuela, la taxe ne leur est imposée qu'à la condition que la source ou la cause de leurs enrichissements soient ou se produisent dans le pays, même en l'absence d'établissement stable situés dans la République Bolivarienne du Venezuela.

S'agissant des personnes physiques ou morales résidentes ou domiciliées à l'étranger ayant un établissement stable ou une base fixe dans le pays, l'imposition concerne exclusivement les revenus de source nationale ou étrangère imputables au dit établissement stable ou de base fixe. Il serait donc plus exact d'affirmer que la loi établit le principe de domicile ou de résidence, quel que soit l'endroit où les revenus sont produits.

D'ailleurs cette affirmation se trouve confirmée à la lecture de l'article 6 suivant lequel : *« Un enrichissement provient des activités économiques effectuées dans la République Bolivarienne du Venezuela, lorsque l'une des causes qui a pris naissance se produit dans le territoire national, ces*

166 Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5556 de fecha 28 de diciembre de 2001.

167 Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N 6152 de fecha 18 de novienbre de 2014.

168 Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto Sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210 de fecha 30 de diciembre de 2015.

169 *Ibid.* Art. 1

causes étant liées à l'exploitation du sol et du sous-sol, à la formation, transfert, échange ou à la cession de l'utilisation ou la jouissance de biens immobiliers ou mobiliers matériels ou immatériels ou aux services ou fournis par des personnes domiciliées, résidentes, ou visitant la République bolivarienne du Venezuela et également l'enrichissement obtenu par l'assistance technique ou des services techniques utilisées dans le pays »[170].

La Loi vénézuélienne relative à l'Impôt sur le revenu de 1999 et les réformes intervenues postérieurement ont également opté pour le système de rente mondiale. En vertu de ce principe, toute personne résidante ou domiciliée au Venezuela est soumise à l'impôt sur l'enrichissement obtenu dans le territoire vénézuélien comme en dehors. Les personnes non résidentes ou non domiciliées et qui n'ont pas d'établissement permanent au Venezuela sont, elles, soumises à l'impôt sur le revenu uniquement sur les revenus qui trouvent leur source au Venezuela.

L'Article 6 de la Loi de 1999 et les réformes subséquentes de 2001, 2007, 2014 et 2015 ont toutefois maintenus la définition de source territoriale basée sur la notion contestable de la "cause", qui donne la possibilité de soumettre à une taxation certaines rentes indépendamment du critère de résidence et en l'absence d'établissement permanent. À ce sujet Carlos Paredes[171] indique notamment : *« La cause de l'enrichissement devra être comprise d'une manière rationnelle. En ce sens, nous devons remarquer que la cause doit être associée d'une manière directe à l'activité économique. Ne peuvent pas être considérées comme des causes, les conditions étrangères au contenu économique d'une opération, ni non plus les circonstances économiques qui manquent d'une relation directe avec la production de l'enrichissement »*[172].

En effet, l'adoption de la théorie de la cause a généré quelques interprétations subjectives réalisées par l'Administration Fiscale, portant atteinte, selon la doctrine, à la base nécessaire pour que le système d'imposition vénézuélien puisse continuer à offrir un minimum de sécurité juridique

170 *Ibid*. Art. 6

171 PAREDES (C). *El Principio de Territorialidad y el Sistema de Renta Mundial en la Ley de Impuesto sobre la Renta*. Editorial Torino. Caracas, Venezuela, 2002. p. 73

172 *Ibid.*

aux investisseurs locaux et étrangers. Emilio J. Roche[173] indique à ce propos : *« Dans le cas de la prestation de services, qui se distingue de l'assistance technique et des services technologiques, le facteur pour déterminer la territorialité de l'admission est le lieu de prestation des services, indépendamment du domicile ou de la résidence des parties, du lieu de signature du contrat ou du lieu ou de la monnaie de paiement (la Loi de 2007, article 6, paragraphe, de Cour supérieure 1º du Contentieux Fiscal une sentence Nº 634 du 27 juin 1979 cas: Finalven vs Fisc National "; Tribunal Supérieur du 8° du Contentieux Fiscal, sentence N° E22149 du 17 avril de 1984, cas Orinoco Mining Co vs Fisc National; et Consultation N° HGJT-A-4144, SENIAT. Comme une exception à la règle précédente, la Loi de 2007 (en reproduisant le critère accueilli par la Loi d'ISLR de 1978) prévoit une fiction de territorialité pour les cas d'assistance technique et de services technologiques, en accueillant pour cela le critère de profit ou d'utilisation comme facteur de connexion de la rente au territoire vénézuélien avec indépendance du lieu de prestation (Loi de 2007, article 6, paragraphe)»*[174].

De ce qui précède il faut déduire que tous services d'assistances et tous services technologiques, bien que rendus depuis l'extérieur, pourront faire l'objet d'une taxation, dès lors que ces services provoquent un enrichissement au Venezuela. En outre, l'article 6(c) exprime une considération spéciale dans le cas des intérêts provenant d'investissements réalisés dans le pays. Ainsi le texte mentionné signale : « *Ce sont des rentes causées dans la République Bolivarienne du Venezuela, entre autres les suivantes, c. Les redevances pour tous les services, crédits ou toute autre prestation de travail ou capital réalisée, exploitée ou utilisée dans la République Bolivarienne du Venezuela »*[175].

Les intérêts dérivés de prêts pourront par ailleurs être soumis à une redevance indépendamment du lieu de résidence du prêteur, du lieu d'exécution du contrat de prêt ou du lieu où doivent être payés le capital et les intérêts sur le prêt. En sus, la Loi prévoit une série de situations dans lesquelles ne peuvent pas être déterminés les coûts et les déductions relatives aux activités économiques parce qu'elles ne sont pas réalisées ou sont partiellement réalisées dans le pays ou

173 ROCHE. (E), *Parte General del Impuesto sobre la Renta,* 70 años del Impuesto Sobre la Renta "Homenaje a: Dr. Armando Montilla".. AVDT. Caracas, 2013.p. 41

174 *Ibid*.

175 Loi de l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

que la nature de l'activité ne permet pas d'imputation directe des coûts et des frais. Cependant, la Loi considère qu'un pourcentage des revenus est à considérer comme enrichissement net en fonction du type de rente. C'est ce qu'on appelle les « rentes présumées ».

La Loi pose, ensuite, le **critère d'établissement stable**[176]**,** en adoptant une définition très similaire de celle établit par le Modèle de Convention Fiscale des Nations Unies[177] conclue entre les pays développés et les pays en développement. La doctrine définit cet établissement permanent comme un « organisme de fait »[178] qui est assimilé à un sujet passif de l'obligation, c'est à dire le contribuable par le droit fiscal vénézuélien.

Ce concept ne recouvre pas d'une définition juridique précise. Il s'agit plutôt d'un ensemble énumération de présomptions de fait. Ces présomptions sont caractérisées dès lors que se trouvent réunis (i) un critère de matérialité déterminé par l'existence d'un bureau, d'une direction ou d'un local, d'une exploitation des mines ou d'hydrocarbure, d'exploitations agricoles, de l'élevage, forestières ou de construction dont la durée surpasse un délai déterminé de temps, (ii) un critère substantiel lié à la présence d'une personne physique, mandataire de l'entreprise et d´une certaine activité professionnelle ou artistique et/ou (iii) un critère « d'agent autorisé » à engager au nom et pour le compte du sujet passif.

Une norme spécifique et claire n'existe pas dans la législation laquelle indique comment doivent être attribuées les rentes qui sont causées à travers des établissements permanents. Une partie de la doctrine observe : *« une contradiction évidente existe dans la Loi d'Impôt sur le Revenu, dans laquelle se mêle la notion de cause avec l'attribution de revenus à un établissement permanent,*

176 GHARBI. (N). Le contrôle fiscal des prix de transfert. L'Harmattan, 2005. p. 41. « L'établissement stable est une émanation de l'entreprise. Il ne constitue pas une entité juridique mais simplement une installation, formant au plan juridique « unicité » avec l'entreprise située dans l'autre Etat. Ceci étant, la condition d'autonomie est nécessaire afin de réaliser la répartition de l'assiette imposable par imputation des résultats à l'activité propre de l'établissement stable ».

177 Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement. Département des affaires économiques et sociales. Nations Unies. 2011

178 MEJÍA (J). *Parte General del Impuesto sobre la Renta*. AVDT, 70 años del Impuesto Sobre la Renta "Homenaje a: Dr. Armando Montilla". Caracas, 2013, p.168

avec des résultats contradictoires avec une application correcte du régime de rente mondiale ». [179]

De ce qui précède il peut être déduit que les personnes morales qui constituent un établissement stable, devront rapporter leurs revenus chaque fois que les revenus précités sont attribuables à l'établissement permanent. Cela pourrait provoquer un problème de double imposition internationale.

Dans le dix-septième paragraphe de l'article 27 de la Loi[180], des règles spécifiques sont posées sur la déductibilité des frais de l'établissement stable. Conformément à ce paragraphe, il est permis de déduire les paiements effectués par l'établissement stable au titre des frais de direction et de frais généraux dûment démontrés, ainsi que les remboursements de frais effectifs. En revanche, les frais des privilèges, d'honoraires, d'assistance technique ou autres frais similaires ne sont pas déductibles.

Cette règle sur la déduction de frais est une mesure anti-abus prise par le Modèle de convention fiscale des Nations Unies[181] qui est destiné à réduire les frais excessifs des entreprises multinationales qui se présentent, par exemple, quand une succursale déduit deux fois la même dépense ou quand elle détourne un profit sous forme d'une déduction d'un montant supérieur aux dépenses effectivement engagées par la maison mère au nom de la succursale.

Enfin, selon l'Article 1 de la Loi[182], les personnes morales résidentes ou domiciliées au Venezuela sont obligées de payer l'impôt sur le revenu pour toutes les revenus obtenus au Venezuela comme à l'étranger. C'est le « **principe de la mondialité de l'impôt** ».

179 VALLENILLA (M) ET ESCALANTE (X). *Aproximación a la figura del establecimiento permanente en el impuesto sobre la renta*, "60 años de imposición a la renta en Venezuela. AVDT, Caracas, 2003, p. .265

180 Loi de l'Impôt sur le Revenu, *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

181 Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement. Département des affaires économiques et sociales. Nations Unies. 2011.op. cit, p 41

182 Loi de l'Impôt sur le Revenu, *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

La Loi utilise ainsi le critère de résidence pour soumettre ces contribuables à une taxation sur leur rente mondiale. Le critère de résidence adopté par la Loi coexiste avec le principe de territorialité. Le Code[183] signale dans son article 30, alinéa 4, que toute personne morale légalement constituée ou domiciliée dans le pays, est soumise aux impôts du Venezuela. Il est important de noter ici que cet article renvoie aux formalités de registre établies à l'article 354 du Code de Commerce[184]. Par conséquent, le critère de résidence légal a comme conséquence que les personnes morales résidant dans le pays subissent l'impôt sur leur revenu indépendamment de leur source[185]. Cette approche se distingue de la notion d'établissement stable, comme nous le verrons plus loin.

L'Article 2 de la Loi prévoit un système d'imputation des impôts payés à l'étranger. Le législateur a en effet adopté « la méthode d'imputation ordinaire » qui donne lieu à un crédit d'impôt s'agissant de l'enrichissement provenant de l'étranger, à condition qu'il existe une convention fiscale internationale. Cela a pour objectif d'empêcher que le montant de l'impôt étranger ait une incidence sur l'enrichissement de source territoriale[186].

Compte tenu de ces principes, s'ils étaient appliqués comme tels, l'entreprise d'État « PDVSA » et ses sociétés d'exploitation d'hydrocarbures et les activités connexes auraient des revenus imposables en raison de leurs activités productives de revenus réalisés sur le territoire et des revenus dits extraterritoriaux.

En ce qui concerne les contribuables engagés dans des activités d'hydrocarbures et autres activités connexes, l'article 7, paragraphe d, précise que sont soumis à l'impôt : *« d. Les titulaires de revenus dérivés d'hydrocarbures et des activités connexes, telles que le raffinage et le transport,*

183 Code des impôts, Código Orgánico Tributario publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de Fecha de 18 de noviembre de 2014.

184 Código de Comercio publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 475 Extraordinaria del 21 de diciembre de 1955.

185 CARMONA (J). *Factores de conexión en la legislación venezolana en materia de impuesto sobre la renta*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. AVDT, Caracas, 2003, p. 151

186 Art. 2. Loi de l'Impôt sur le Revenu, *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

les bénéficiaires et ceux qui obtiennent leur enrichissement des exportations de minéraux, de pétrole ou de ses dérivés »[187].

À cet égard, les contribuables engagés dans l'exploration et l'exploitation de pétrole et de gaz associés, ainsi que le raffinage et le transport, ou la commercialisation des hydrocarbures et de leurs dérivés, sont soumis à un taux proportionnel de cinquante pourcent (50%) de leur bénéfice net imposable.

Les contribuables menant exclusivement des activités de raffinage ou d'amélioration des bruts extra-lourds sont quant à eux soumis à l'imposition applicable aux contribuables ordinaires qui est de trente-quatre pourcent (34%) du revenu net imposable, ainsi que l'énonce l'article 11 de la Loi de l'impôt le revenu : *« Les contribuables autres que les personnes physiques et leurs assimilés, engagés dans l'exploitation des hydrocarbures et des activités connexes, telles que le raffinage et le transport, l'achat ou l'acquisition de pétrole et de dérivés à l'exploitation, sont soumis à l'impôt en vertu du paragraphe b de l'article 53 de la loi sur tous les enrichissements obtenus, bien qu'ils soient venus de différentes activités aux industries sous-mentionnées. Sont exclues des dispositions prévues au présent article, les entreprises qui effectuent des activités intégrées ou non-intégrées, l'exploration et l'exploitation du gaz non-associé ; le traitement, le transport, la distribution, le stockage, la vente et l'exportation de gaz et de ses composants, ou celles qui sont exclusivement engagées dans le raffinage d'hydrocarbures ou l'amélioration des lourds et extra brut lourd »*[188]. Il convient ici de souligner que ce traitement préférentiel n'a aucune application pratique aujourd'hui.

B/ Les dérogations au principe

En effet, d'une part, tous les projets dans le domaine de l'exploitation de bruts extra-lourds s'effectuent de manière intégrée verticalement. En conséquence, les activités de raffinage ou d'amélioration seront effectuées par une entreprise qui exerce également des activités

187 Art. 7. *Ibid.*

188 Art. 11. *Ibid.*

d'exploration et d'exploitation du pétrole extra-lourd et de fait seront par conséquent soumises à une taxation au taux proportionnel de 50% du revenu net imposable. D'autre part, les contribuables engagés dans l'exploitation des hydrocarbures et activités connexes, qui sont propriétaires de navires ou qui sont en possession de navires pris à bail et destinés au cabotage ou transport international par eux-mêmes ou par des tiers, doivent être considérées comme ayant des revenus trouvant leur source dans le pays. C'est précisément ce qu'énonce l'article 30 de la Loi[189].

Les entreprises nationales de l'État qui se consacrent à l'exploitation des hydrocarbures et les activités connexes sont pour leur part éligibles à une exemption. La Loi de l'Impôt sur le Revenu et en particulier son article 14, paragraphe 11 précise les conditions permettant de bénéficier d'une telle exemption. Cet article énonce : *« ... Les entreprises publiques nationales engagées dans l'exploitation des hydrocarbures et des activités connexes, dont le revenu extraordinaire dérivé de la valeur de marché qui les a été reconnu par leurs partenaires en raison des actifs représentés par des études préalables, des informations, des instructions techniques et des savoirs, des formules, des données, les des enregistrements, des films, des spécifications et d'autres actifs de même nature concernant les projets qui font l'objet d'un partenariat consacrés à leur développement, conformément aux accords d'association que ces sociétés détiennent en vertu de la loi organique qui réserve à l'industrie de l'État et du commerce des hydrocarbures ou par le biais des contrats nationaux en vertu de la Constitution ... »*[190].

Les entreprises éligibles à cette exemption sont toutes les entreprises d'Etat ayant pour objet l'exploitation minière et des hydrocarbures, générant des revenus, des produits, des contributions, des actifs immatériels ayant un intérêt commercial sur le marché sur des « *Partenariats stratégiques* ».

Les frais et les dépenses faits au Venezuela, seront en principe toujours déductibles pour les contribuables exerçant des activités d'hydrocarbures. Sont ainsi déductibles, les intérêts acquittés aux créanciers étrangers pour des dépenses tenues au Venezuela ainsi que les paiements d'assistance technique réalisée à l'étranger et les redevances versées aux bénéficiaires étrangers.

189 Art. 30 *Ibid*.

190 Art 14. *Ibid.*

La loi ne fixe pas de périodes spécifiques de dépréciation de certaines catégories d'actifs ou d'activités, mais plutôt des principes généraux devant être appliqués par les contribuables rationnellement fondés sur l'expérience et conformément aux principes comptables établis par la législation vénézuélienne.

En ce qui concerne l'acquittement des investissements capitalisés, ne sera imputé au coût qu'une somme « raisonnable » selon les dispositions de l'article 24 de la Loi. Plus précisément : *« Lorsque les contribuables travaillent dans des mines, des hydrocarbures et des activités connexes telles que les activités de raffinage et de transport, il sera imputé au coût un montant raisonnable pour répondre à l'acquittement des investissements immobilisés ou ceux qui seront capitalisés conformément aux dispositions de la présente loi. Le coût des concessions ne sera remboursable qu'en cours de production »*[191].

La Loi prévoit que les contribuables des activités pétrolières devraient acquitter leurs investissements capitalisés par la méthode de l'épuisement, le pourcentage d'amortissement est seulement déductible à l'égard de biens situés dans le territoire du Venezuela, conformément à l'article 25 de la Loi : *« Le système de calcul de l'amortissement à ce que l'article précédent se réfère à l'épuisement, mais dans le cas des entreprises où des concessions ne fonctionneraient pas, les investissements prévus pourraient être compensés par un prix raisonnable. Les règlements pourront définir, par des tableaux, la base pour la détermination des taux d'amortissement ou l'amortissement applicable. En tout cas, sera admis l'amortissement des biens qui ne sont pas situés dans le pays. Les investissements capitalisés sont inclus dans l'article 26 de la Loi, à savoir : « 1. Le coût des concessions, comprenant le prix d'achat et les frais connexes. Ce ne seront pas capitalisés les salaires et d'autres frais indirects qui ne sont pas causés pour obtenir la concession ; 2. Les coûts directs de l'exploration, des levés topographiques et d'autres similaires ;3. Une part raisonnable des coûts indirects engagés dans des opérations applicables aux travaux de développement dans les différentes phases des champs de l'industrie ; et 4. Toute autre dépense constituant de l'investissement et qui a un caractère permanent »*[192].

191 Art. 24. *Ibid.*

192 Art. 25. *Ibid.*

La « *taxe sur les dividendes* » en vertu de la Loi est applicable aux profits versés aux actionnaires sur le revenu imposable de l'entreprise et cette taxe doit être retenue à la source au moment de la distribution desdits dividendes. Lorsque le dividende imposable est payé par une entreprise engagée dans l'exploration, la production, le raffinage et le transport du pétrole et de ses dérivés, la distribution de dividendes sera soumise à une taxe de cinquante pourcent (50%) du revenu net imposable[193]. Il faut préciser que cette taxe pourra être réduite par l'application de conventions de double imposition signées (et en vigueur) par le Venezuela.

L'intérêt directement ou indirectement payé par le contribuable à une partie liée est en principe déductible si la somme de la dette générant des intérêts et celle due à des parties non liées ne dépassent pas les actifs du contribuable. Lorsque la partie de la dette avec des parties liées dépasse le ratio de 1, elle sera assimilée à un actif d'impôt et les intérêts dérivés de cette dette ne pourront être déduits.

Section 3 - Redevance pour le pétrole extrait (Loi Organique des Hydrocarbures)

La loi établit les taux d'imposition que les contribuables doivent payer à titre de l'application du principe de redevance due à l'État Vénézuélien pour "l´extraction" de pétrole. Le paiement de cette redevance dépend de la condition selon laquelle le gisement de pétrole est "économiquement exploitable", ainsi que l'exprime l'article 44 de la Loi de la manière suivante : *« ... Des volumes d'hydrocarbures extraits de tout gisement, l'État a droit à une part de trente pour cent (30%) comme redevance. Le gouvernement, s'il est prouvé à sa satisfaction qu'un gisement mature ou de pétrole extra-lourd dans la Bande de l´Orénoque, n´est pas économiquement exploitable avec la redevance de trente pour cent (30%) établie dans la présente Loi, pourra la réduire à une limite de vingt pour cent (20%) pour atteindre le fonctionnement de bon marché et est également habilité à restaurer, en tout ou en partie, jusqu'à atteindre à nouveau le niveau de trente pour cent (30%),*

193 Art. 53. *Ibid.*

lorsqu'il est démontré que la rentabilité de ce gisement peut être maintenu avec cette redevance»[194].

Le Ministère de l'Énergie et des Mines a la faculté de déterminer le pourcentage à encaisser sur la base d'une étude de « rentabilité du gisement pétrolier » ; il est important de souligner que pour que le pourcentage soit de 20%, il faudra qu'on se trouve dans l'hypothèse de l'exploitation de pétrole extra-lourd. Très explicitement, l'intention du législateur, avec ce tarif réduit, est de promouvoir les activités d'extraction de pétrole lourd dans la Ceinture de l'Orénoque.

La Loi établit que les contribuables pourront payer leur obligation fiscale en « espèce » ou en « argent », ainsi l'Article 45 de la Loi l'établit de la manière suivante : « … La redevance peut être exigée par le Gouvernement, en en espèce ou en nature, en tout ou en partie. Tant que la redevance n'est pas exigée autrement, il est entendu que le versement s'effectuera au taux plein et en espèce… »[195].

Le Ministère de l'Énergie et des Mines pourrait cependant exiger le paiement de redevance en « nature » conformément à la Loi. A cet égard, il convient de préciser que la Loi établit deux conditions pour que le paiement puisse être fait en « nature ». Ces conditions satisfaites, cela autorise alors le Ministère de l'Énergie et des Mines d'exiger des contribuables le paiement en « nature ». Ces conditions sont : la prestation de services « transport et magasinage » des contribuables à l'État Vénézuélien. Ainsi l'Article 46 de la Loi mentionne : *« ...Lorsque l´Gouvernement décide de recevoir la redevance en nature, il pourra utiliser à des fins de transport et de stockage, les services de la société d'exploitation, qui devra offrir jusqu´à l'endroit indiqué par l'Gouvernement, qui payera le prix convenu par ces services... »*[196].

De plus, le Ministère de l'Énergie et des Mines pourra exiger le paiement de la redevance en « espèces » aux contribuables qui « exploitent les hydrocarbures », le paiement de cette redevance s'établit à travers des formules sur la production des champs de pétrole et à une valeur marchande

194 Loi des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006*.

195 Art. 45. *Ibid*

196 Art. 46. *Ibid.*

du pétrole précité. De plus, la Loi établit que le paiement de la redevance pourrait être réalisé à travers un “accord de la valeur du paiement de la redevance” entre le contribuable et le Ministère, ainsi que l'article 47 de la Loi l'établit: *« Lorsque le Gouvernement décide de recevoir la redevance en argent, l'opérateur devra payer le prix des volumes correspondants d'hydrocarbures, mesurés au regard de l’ensemble de la production et á la valeur du marché ou de la valeur convenue, en l'absence d´une valeur fiscale établie par le liquidateur. À cette fin, le Ministère de l'Énergie et du Pétrole paiera la forme appropriée, qui doit être versé au Trésor National dans les cinq (5) jours ouvrables suivant à la réception de celui-ci… »*[197].

Section 4 - Les impôts au sens de la Loi Organique des Hydrocarbures

Dans la section II du Chapitre VI de la Loi, celle-ci indique les cinq types d'impôts que les contribuables devront payer pour la réalisation des activités primaires et des activités secondaires relatives à l’exploitation des hydrocarbures. Les impôts ainsi prévus sont : « l'Impôt de surface »[198], « l'Impôt de Consommation pour compte propre »[199], « l'Impôt de Consommation Générale »[200], « l'Impôt d'Extraction »[201] et « l'Impôt de Registre d'Exportation »[202] ; il est important de signaler que l'article 48 de la Loi déclare qu'il peut y avoir d´autres impôts établis dans d'autres lois fiscales, comme par exemple dans les lois sur l'Impôt sur le Revenu et celle sur la Taxe à la Valeur Ajoutée.

197 Art. 47. *Ibid.*
198 Art. 48. *Ibid.*
199 *Ibid.*
200 *Ibid.*
201 *Ibid.*
202 *Ibid.*

A/ L'Impôt de surface

L'impôt de surface a pour objectif que les contribuables soient taxés pour l'ensemble de l'espace physique qu'ils utilisent, soit l'espace directement affecté à l'exploitation et l'espace occupé du fait de la concession, mais non utilisé directement, pour le développement de leur activité pétrolière. Le tarif de cet impôt augmente en fonction de la surface des terrains non utilisés et du temps, ainsi que le mentionne l'alinéa premier de l'Article 48 de la manière suivante : *« Pour la partie de la surface accordée qui ne serait pas en exploitation l´équivalente à une centaine d'unités tributaires (100 U.T.) par km2 ou fraction de celui-ci, pour chaque année écoulée. Cet impôt augmentera annuellement de deux pour cent (2%) au cours des cinq (5) ans et cinq pour cent (5%) les années suivantes »*[203].

B/ L'Impôt de Consommation pour compte propre

L'impôt de propre consommation a pour objectif que les contribuables soient taxés en fonction des « combustibles utilisés » dans leurs activités pétrolières, il est important de mentionner que dans la Loi on ne trouve pas de « définition de ce qu´on entend par combustible »[204], par conséquent, faute d'une définition précise, on pourrait considérer comme « combustibles », à des fins pratiques, tous les produits qui sont utilisées par les activités pétrolières, le tarif de cet impôt sera de 10% sur le produit, en fonction d'une mesure métrique, l'alinéa 2 de l'Article 48 le signale de la manière suivante: « *Dix pour cent (10%) de la valeur de chaque mètre cube (m3) de produits dérivés des hydrocarbures produits et consommés comme carburant dans les propres opérations d'exploitation, calculé sur le prix auquel il est vendu au consommateur final, dans le cas où le produit n'est pas vendu sur le marché intérieur, le Ministère de l'Énergie et du Pétrole fixera son prix »*[205].

Additionnellement, l'alinéa 1 de l'article 48 mentionne que pour le calcul de l'impôt précité, le contribuable doit utiliser le « combustible » sur le territoire vénézuélien, dans le cas contraire, le

203 *Ibid.*

204 CARMONA (J). Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela. Academia de ciencias Políticas y Sociales. Volumen II, Caracas, 2016, p.127

205 Art. 48. Loi Organique d'Hydrocarbure. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006. Op. cit, p 39*

Ministère d'Énergie et de Pétrole déterminera le prix du « combustible » quand il sera utilisé à l'extérieur.

C/ L'Impôt de Consommation Générale

L'impôt de consommation générale a pour objectif de soumettre à imposition les consommateurs finaux pour « les hydrocarbures utilisés » sur le territoire vénézuélien. Il est important ici de relever que cet impôt applique une rétention à la source, c'est-à-dire que la responsabilité de payer l'impôt incombent aux personnes qui fournissent le combustible et non au consommateur final. Par conséquent, le dénommé « impôt de consommation » est imputé sur le prix final des hydrocarbures facturés aux consommateurs finaux. Additionnellement, le l'alinéa 3 de l'article 48 mentionne que le tarif applicable à l'impôt précité sera fixé par la Loi Annuelle de Budget, l'alinéa 3 de l'Article 48 le définie de la manière suivante : *« Par litre de produit dérivé d'hydrocarbures vendus sur le marché intérieur entre trente et cinquante pour cent (30% et 50%) du prix payé par le consommateur final, dont les taux entre les deux limites seront fixés annuellement dans la Loi sur le Budget. Cette taxe à payer par le consommateur final sera retenue dans la source d'approvisionnement à verser mensuellement au Trésor National »*[206].

D/ L'Impôt d'Extraction

L'impôt d'extraction est l'impôt le plus important prévu dans la Loi et a pour objectif de soumettre à une imposition les contribuables qui « extraient le pétrole », la méthodologie de calcul de cet impôt est égale à celui de « la redevance pétrolière » c'est-à-dire basé sur des formules liées à la production des champs et à la valeur marchande du pétrole. L'alinéa 4 de l'Article 48 le définit de la manière suivante : *« Un tiers (1/3) de la valeur de tous les hydrocarbures liquides extraits de tout gisement, calculé sur la même base que défini l'article 47 de la présente Loi, pour calculer le prix de redevance en argent. Cet impôt sera versé mensuellement en même temps que la redevance prévue dans l'article 44 de la présente Loi, par l'opérateur pour extraire ces hydrocarbures. Lors du calcul de la taxe d'extraction, les contribuables ont le droit de déduire ce*

206 *Ibid.*

qu'ils avaient payé pour redevance, y compris la redevance supplémentaire à payer comme un avantage spécial. Le contribuable a le droit de déduire l´impôt qui aurait payé de l'extraction pour une prestation spéciale payable annuellement, mais seulement dans des périodes subséquentes au paiement de l'avantage précité spécial annuel. Le Gouvernement, quand ainsi il l'estimera justifié selon les conditions de marché, ou d'un projet spécifique d'inversion pour stimuler, entre les autres, des projets de récupération secondaire, pourra baisser, par le temps qu'il détermine, l'Impôt d'Extraction jusqu'à un minimum de vingt pour cent (20 %). Il peut restituer également l'Impôt d'Extraction à son niveau original quand il estimera que les causes de l'exonération ont cessé de s'appliquer »[207].

Additionnellement, l'alinéa 5 de l'article 48 mentionne que cet impôt devra mensuellement être payé avec « une redevance pétrolière » et le contribuable pourra déduire le paiement de cette redevance de l'impôt d'extraction. Il est important de noter que le Ministère de l´Énergie et du Pétrole pourra réduire le tarif jusqu'à 20% de cet impôt.

E/ L'Impôt de Registre d'Exportation

L'impôt de registre d'exportation a pour objectif soumettre à une imposition les contribuables qui réalisent des activités d'exportation d'hydrocarbure, le tarif de cet impôt sera de 0,1% sur la vente. Il est important de mentionner, que le contribuable devra présenter au Ministère de l'Énergie et du Pétrole la facture et la documentation correspondante à la vente dans un délai précédent à l'exportation, l'alinéa 5 de l'Article 48 indique que : *« Un millième (0,1 %) de la valeur de tout l'hydrocarbure exporté de tout port depuis le territoire national, calculé sur le prix convenu avec l'acheteur de l'hydrocarbure précité. À cette fin, le vendeur informera le Ministère de l'Énergie et du Pétrole, avant que le navire, sur le volume, un degré API, la teneur en soufre et la destination du chargement. Le vendeur présentera une copie de la facture correspondante au Ministère de l'Énergie et du Pétrole dans quarante-cinq (45) jours continus à la date de la levée d'ancre du navire avec la preuve du paiement de l'Impôt de Registre d'Exportation. L'Exécutif National pourra exonérer totalement ou partiellement temporairement l'Impôt de Consommation Générale,*

207 Art. 48. *Ibid.*

pour stimuler les activités déterminées comme étant d'intérêt public ou général. Il peut restituer également l'impôt à son niveau original quand cessent les causes de l'exonération »[208].

Section 5 - Contributions spéciales « prix extraordinaires et exorbitants » sur le marché international des hydrocarbures

La Loi de contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants[209] fut créée dans le but de financer « *les dépenses publiques des programmes sociaux mis en place par le gouvernement national* »[210], liées entre autres aux projets d'infrastructure, de réseaux routiers, de santé, d'éducation, de communication, d'agriculture, autrement dit à l'ensemble des dépenses nécessaires au développement du secteur productif national en général.

Pour les besoins de cette Loi, on considère que les « *prix extraordinaires* » représentent la moyenne mensuelle des valeurs internationales du marché pour le panier des hydrocarbures liquides vénézuéliens, laquelle est plus haute que le prix établi par la Loi Annuelle du Budget mais plus basse que le prix de quatre-vingts dollars le baril[211]. Le prix extraordinaire est donc la fraction comprise entre la valeur fixée au budget et la valeur de quatre-vingts dollars le baril.

Quant aux « *prix exorbitant* », la loi décide qu'il s'agit, au-delà de la fourchette précédemment indiquée, du prix moyen mensuel des valeurs internationales du marché pour le panier des hydrocarbures liquides vénézuéliens, qui dépasse les quatre-vingts dollars le baril[212]. En conséquence, le baril supporte une double imposition, assises sur des seuils de prix.

208 Art. 48. *Ibid.*

209 Contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants sur le marché international des hydrocarbures. *Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial N° 40.114 de 20 de febrero del 2013.

210 Contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants sur le marché international des hydrocarbures. *Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial N° 38.910 del 15 de abril del 2008.

211 Contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants sur le marché international des hydrocarbures. *Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial N° 40.114 de fecha 20 de febrero del 2013.

212 Art 3. *Ibid.*

Les contribuables s'acquittent mensuellement en « *devises* » de ces contributions spéciales correspondantes aux prix extraordinaires et exorbitants. Selon la Loi, le terme « *devise* » est afférent aux paiements à faire en monnaie étrangère[213].

A/ Contribution spéciale pour prix extraordinaires

La contribution spéciale pour prix extraordinaires a pour but de soumettre à l'imposition les contribuables qui exportent le pétrole dans son état naturel, ainsi que le pétrole amélioré et ses produits dérivés.

Le tarif de cette contribution est de 20%, conformément aux dispositions de l'Article 6[214] qui énonce : « *Il a été établi une contribution spéciale mensuelle sur les prix extraordinaires qui doit être réglée par ceux qui exportent des hydrocarbures liquides sous forme naturelle et améliorée, ainsi que des produits dérivés à des fins de vente. De même manière, les entreprises mixtes, créées conformément à la Loi Organique sur les Hydrocarbures, vendant des hydrocarbures liquides, que ce soit sous forme naturelle ou améliorée, ainsi que des produits dérivés, à Petroleos de Venezuela, S. A. (PDVSA) et à ses filiales, font partie des contribuables qui doivent acquitter cette contribution spéciale* ».

Il est important de souligner le fait que cette contribution soumet à l'imposition les contribuables poursuivant des activités primaires et secondaires, étant donné que l'article fait référence aux hydrocarbures « *liquides, que ce soit sous forme naturelle ou améliorée, et aux produits dérivés* »

B/ Contribution spéciale pour prix exorbitants

213 Art 9. *Ibid.*

214 Art. 6. *Ibid.*

La « *contribution spéciale pour prix exorbitants* » a pour but de soumettre à l'imposition les contribuables qui exportent différents types de pétrole et ses dérivés, à condition que les prix du panier pétrolier du Venezuela dépassent les quatre-vingts dollars le baril. Cette contribution est similaire à la contribution spéciale pour prix extraordinaires, quoiqu'il y ait une différence par rapport à la diversité des tarifs de ladite contribution, conformément aux dispositions suivantes, contenues dans l'Article 9 de la Loi : « *Le tarif applicable à la contribution spéciale prévue par cette Loi sera sujette aux conditions suivantes. 1. Lorsque les prix exorbitants sont supérieurs à quatre-vingts dollars le baril (80 US$/b), mais inférieurs à cent dollars (100 US$/b), on appliquera un tarif équivalent à quatre-vingts pour cent (80%) du montant total de la différence entre les deux prix. 2. Lorsque les prix exorbitants sont supérieurs ou égaux à cent dollars le baril (100 US$/b), mais inférieurs à cent dix dollars le baril (110 US$/b), on appliquera un tarif équivalent à quatre-vingt-dix pour cent (90%) du montant total de la différence entre les deux prix. 3. Lorsque les prix exorbitants sont égaux ou supérieurs à cent dix dollars le baril (110 US$/b), on appliquera un tarif équivalent à quatre-quinze pour cent (95%) du montant total de la différence entre les deux prix* »[215].

Comme nous l'avons vu dans les paragraphes précédents, le contrôle des prix de transfert ne s'applique qu'aux fins de l'impôt sur le revenu, ce qui pourrait entraîner une érosion des autres impôts de la loi sur les hydrocarbures par la manipulation des transactions intragroupes. On peut dire que le régime fiscal de l'industrie pétrolière cherche à soumettre l'imposition l'activité pétrolière dans toutes ses phases. Toutefois, le régime fiscal actuel peut être l'une des principales raisons qui affecte l'investissement privé dans l'activité pétrolière, cette situation devrait être reconsidérée par le gouvernement à l'avenir afin d'encourager l'harmonisation fiscale dans l'activité pétrolière, d'augmenter la production de pétrole par le biais de coentreprises, dont nous analyserons dans le prochain chapitre.

215Art. 57 Loi Organique d'Hydrocarbure. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006*. Gaceta Oficial N° 38.493 Extraordinario de fecha 04 de octubre de 2006. Op. cit. 39

CHAPITRE II : L'imposition des entreprises mixtes

L'imposition des entreprises mixtes est adaptée à leur activité d'exportation de pétrole amélioré **(Section 1)**. Notamment l'activité fait l'objet des accords de partenariat entre entreprises du secteur privé et l'Etat, ciblant la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque ; ainsi que des accords sur le partage des risques et des profits de l'exploitation **(Section 2)**. Cette imposition fait en outre l'objet d'une méthodologie particulière de calcul des prix de liquidation des redevances relative à l'extraction d'hydrocarbures liquides **(Section 3)**.

Section 1 - L'exportation de pétrole amélioré par « les entreprises mixtes »

Sur la particularité des entreprises mixtes au sens vénézuélien. Les activités d'exportation de pétrole « en état naturel »[216] et de certains produits dérivés ne peuvent être accomplies que par des entreprises détenues par l'État Vénézuélien. Néanmoins, la Loi prévoit une exception à cette règle s'agissant des « *entreprises mixtes* » réalisant des activités d'exportation « *de pétrole amélioré ou de produits dérivés* ». C'est l'Article 57 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures qui régit cette exception en ces termes : « *Les activités de commercialisation d'hydrocarbures naturels et de produits dérivés déterminé par le Gouvernement par Décret, ne pourront être accomplies que par les entreprises mentionnées à l'Article 27 de la présente Loi. À ces fins, les entreprises mixtes réalisant des activités primaires ne pourront vendre leur production d'hydrocarbures naturels qu'aux entreprises mentionnées à l'Article 27* »[217].

La Loi énonce, donc, que « *les entreprises mixtes* » autorisées par le pouvoir exécutif pourront réaliser des activités « *d'exportation de pétrole amélioré* ». Ce texte signifie que les activités de commercialisation des hydrocarbures naturels ne pourront être accomplies que par les seules entreprises mentionnées à l'Article 27 de la Loi. Ceci, nonobstant la façon dont la commercialisation du pétrole amélioré doit être mise en œuvre par les entreprises mixtes évoquée dans la dernière partie de l'article en question laquelle a généré de nombreux débats sur

216 Cette terminologie, qui soulève des interrogations, est celle employée par la loi. V ci-après pour une discussion.
217 Art. 57. *Ibid.*

l'interprétation à donner à la formule « *pétrole en état naturel, pétrole amélioré et produits dérivés* »[218].

À ce propos, la doctrine utilise le terme « *pétrole brut* » pour désigner le pétrole dans son état naturel, tandis que le terme « *pétrole amélioré* » désigne un produit ayant été soumis à un processus de déshydratation à base de diluants, dans le but de réduire le niveau des hydrocarbures lourds[219]. Cette différence est capitale, car d'après le type de pétrole en question, les entreprises signalées dans l'Article 27 pourraient jouir ou non du droit à son exportation « *sur Décret du Conseil de Ministres, le gouvernement pourra créer des entreprises, propriété exclusive de l'État, aux fins de réaliser les activités établies dans cette Loi et adopter la forme juridique considérée la plus adéquate, y compris celle d'une société à responsabilité limitée n'ayant qu'un seul partenaire* »[220].

Les entreprises poursuivant des activités d'exportation de « *pétrole amélioré ou de produits dérivés* », ainsi que visé à l'Article 27, sont mentionnées dans la Loi Organique sur les Hydrocarbures sous l'appellation « *entreprises mixtes* », conformément à l'Article 33 de cette Loi, où elles sont définies de la façon suivante : « *La création d'entreprises mixtes et les conditions qui régiront la poursuite d'activités primaires devront avoir été préalablement approuvées par l'Assemblée Nationale. À ces effets, le Pouvoir Exécutif National, en tant qu'organe du Ministère de l'Énergie et du Pétrole, aura à l'informer de toutes les circonstances entourant la création et les conditions en question, y compris les bénéfices spéciaux prévus en faveur de la République. L'Assemblée Nationale pourra modifier les conditions proposées ou bien établir celles qu'elle considère pertinentes. Toute modification postérieure de ces conditions devra être également approuvée par l'Assemblée Nationale, sur la base d'un rapport favorable de la Commission Permanente de l'Énergie et des Mines du Ministère de l'Énergie et du Pétrole. Les entreprises mixtes seront régies par la présente Loi et, dans chaque cas individuel, par les termes et les conditions établies dans l'Accord dicté, conformément à la loi, par l'Assemblée Nationale sur la base du Rapport délivré par le Commission Permanente de l'Énergie et des Mines, approuvant la création de ladite entreprise mixte, en raison de circonstances particulières et lorsqu'il en ira de*

218 CARMONA (J). *Régimen Jurídico de la Actividad Petrolera en Venezuela. Academia de ciencias Políticas y Sociales*. Volumen I, Caracas, 2016. Volumen I. p. 239

219 *Ibid.*

220 Art. 27. Loi des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006*. Gaceta Oficial N° 38.493 Extraordinario de fecha 04 de octubre de 2006.

l'intérêt national. À titre supplétif, on appliquera les normes du Code de Commerce et autres lois pertinentes »[221].

L'Article 34 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures pose, en outre, les conditions à remplir lors de la création « *d'entreprises mixtes* », à savoir : « *1. Une durée maximale de vingt-cinq (25) ans, renouvelable pour un laps de temps n'excédant pas quinze (15) ans, à convenir entre les parties. Cette reconduction doit être requise après l'échéance de la première moitié de la période pour laquelle le droit d'opérer aurait été concédé, et cinq (5) ans avant son expiration. 2. L'indication de l'emplacement, de l'orientation, de l'extension et de la forme de la zone où les activités auront lieu, ainsi que toute autre spécification définie par le Règlement.* 3. *Les conditions doivent inclure les clauses énoncées ci-après ; au cas où celles-ci ne seraient pas mentionnées expressément, on considérera comme conditions impératives implicites : a. Les terres et les travaux permanents, y compris les installations, les accessoires et les équipements correspondants, ainsi que tout autre bien acquis dans le but d'exécuter lesdites activités, quelle que soit leur nature ou le titre de leur acquisition, devront être conservés en bon état pour être cédées en propriété, non grevées et sans nulle indemnisation, à la République, lors de l'expiration des droits concédés, quelle qu'en soit la cause, de façon à ce que l'on puisse garantir la continuation des activités, si nécessaire, ou bien leur suspension, en provoquant les moindres dégâts économiques et environnementaux possibles. b. Les doutes et les controverses, quelle que soit leur nature, qui pourraient surgir lors de la mise en œuvre des activités ne pouvant être résolues à l'amiable entre les parties, y compris l'arbitrage prévu par la loi sur la matière, seront tranchés par les tribunaux compétents de la République, de conformité avec ses Lois, sans pour autant donner lieu, pour une raison ou cause quelconque, à des réclamations venant de l'étranger* »[222].

Ces « *entreprises mixtes* », sont créées pour une durée maximale de 25 ans, et leur reconduction ne peut dépasser les 15 ans. La loi garantit le contrôle par l'État en imposant que tous les actifs acquis pour la réalisation des activités doivent être cédés en propriété à la République et ce sans aucune indemnisation. En outre, les contentieux, quel que soit leur nature, susceptibles de surgir

221 Art. 33. *Ibid.*

222 Art. 34. *Ibid.*

lors de la mise en œuvre desdites activités, qui ne pourront être résolues à l'amiable, seront tranchés par les Tribunaux compétents de la République.

Section 2 - Les entreprises mixtes des accords de partenariat ciblant la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque et les accords sur le partage des risques et des profits de l'exploitation

En vertu de l'Article 1 de la Loi sur les entreprises mixtes[223], les « accords de partenariat » entre les filiales de « *Petroleos de Venezuela, S.A.* », opérant dans la Ceinture Pétrolières de l'Orénoque moyennant des capitaux privés, ainsi que les « *accords sur le partage des risques et des profits de l'exploration* » sont devenues des « *entreprises mixtes* » : *« toutes les activités exercées par les associations stratégiques liées à la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque, constituées par les entreprises Petrozuata, S.A. ; Sincrudos de Oriente, S.A. ; Sincor, S.A. ; Petrolera Cerro Negro S.A. et Petrolera Hamaca, C.A. ; les accords de Partage des Risques et des Profits de l'Exploration dans le Golfe de Paria Ouest, Golfe de Paria Est et La Ceiba, ainsi que les entreprises ou les consortiums crées pour les mener à terme ; l'entreprise Orifuels Sinovensa, S.A. ainsi que leurs filiales poursuivant des activités commerciales dans la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque, et sur toute l'étendue de la chaîne productive, seront transférées aux nouvelles entreprises mixtes* »[224].

Il ressort de ce qui précède que cette Loi marquait le début d'une nouvelle étape dans l'industrie pétrolière nationale et que la participation de capital privé aurait lieu sous la figure des dénommées « *entreprises mixtes* ». Cette participation est régie par l'Article 2 de la Loi des entreprises mixtes en ces termes : « *La Corporacion Venezolana del Petroleo, S.A. ou toute autre filiale de Petroleos de Venezuela, S.A. désignée à cet effet, figurera dans les nouvelles Entreprises Mixtes en tant que société d'État actionnaire, avec, dans chacune de celles-ci, une participation minimale en actions de soixante pour cent (60%). Le Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole déterminera dans chaque cas l'évaluation de l'Entreprise Mixte, la participation en actions de la filiale de Petroleos de Venezuela, S.A. désignée à cet effet, et les ajustements économiques et*

223 Loi d'entreprises mixtes des accords de partenariat ciblant la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque ; ainsi que des accords sur le partage des risques et des profits de l'exploration. Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Gaceta Oficial. 38.632 del 26 de febrero de 2007.

224 Art. 1. *Ibid.*

financiers pertinents ». Moyennant la participation d'au moins soixante pour cent des actions dans les « *entreprises mixtes* », l'État vénézuélien s'assurait le contrôle des actions de ces entreprises par le biais de la « *Corporacion Venezolana de Petroleo* »[225].

A/ Les Entreprises Mixtes de la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque

Le Venezuela détient des réserves importantes de pétrole brut extra-lourd (*moins de huit degrés API*), qui sont actuellement développées par « *PDVSA Petroleo, S.A.* » conjointement avec plusieurs compagnies étrangères sous forme « d'entreprises mixtes ». Celles-ci poursuivent leurs activités dans la Ceinture Pétrolières de l'Orénoque, en appliquant de nouvelles technologies dans le domaine du raffinement et de l'amélioration du pétrole brut. La « *Ceinture Pétrolières de l'Orénoque* » possède des réserves particulières, tant en qualité qu'en quantité, de 1.469 millions de barils ; on estime que ces réserves, pour leur partie exploitable, atteignent 287.096 millions de barils. Pour effectuer la quantification et la certification des réserves, la Ceinture Pétrolières de l'Orénoque a été divisée en quatre grandes zones : « *Boyaca, Junin, Ayacucho et Carabobo* »[226].

Dans le processus de migrations des activités vers les entreprises mixtes des accords de partenariat sur la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque et des accords sur le partage des risques et des profits de l'exploration, l'Assemblée Nationale a adopté, dans le cadre de la « *pleine souveraineté pétrolière* »[227], une Loi qui autorise le Président de la République à édicter des « *Décrets ayant rang, valeurs et force de Loi* »[228], aux fins de déléguer au Pouvoir Exécutif National l'autorité nécessaires pour prendre les mesures permettant de restructurer les activités correspondantes aux partenariats entre les filiales de « *Petroleos de Venezuela, S.A.* » et les entreprises pétrolières, dans le contexte de la « *Loi Organique sur les Hydrocarbures* »[229].

225 Art 2. *Ibid.*

226 *Estados Financieros Consolidados 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012,* PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES PDVSA, Caracas, 2015,. p. 11.

227 Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.978 del 29 de Octubre de 2007.

228 Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.617 del 01 de febrero de 2007.

229 Loi des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006*. . Gaceta Oficial N° 38.493 Extraordinario de 04 de octubre de 2006.

Le Pouvoir Exécutif National, dans l'exercice de l'autorité que lui confère la Loi d'habilitation, a adopté la Loi de Migration des Accords de Partenariat sur la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque et des Accords sur le Partage des Risques et des Profits de l'Exploration vers les Entreprises Mixtes. Il a ainsi été prévu que les activités mises en œuvre antérieurement par les associations formées par les filiales de « *Petroleos de Venezuela, S.A.* » et le secteur privé opérant dans la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque, et dans les zones faisant l'objet « *d'Accords sur le Partage des Risques et des Profits de l'Exploration* », soient développées par des entreprises mixtes, constituées, après approbation par l'Assemblée Nationale, et ce conformément à Loi Organique sur les Hydrocarbures[230].

B/ L'Entreprises mixte « Pedro Monagas »

S'appuyant sur l'approbation préalable du Conseil des Ministres, le Pouvoir Exécutif National, en tant qu'organe du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole, a demandé, conformément aux dispositions de l'Article 33 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, que la formation d'une Entreprise Mixte unissant la « *Corporacion Venezolana de Petroleo S.A.* » et « *Veba Oil & Gas Cerro N*egro » soit approuvée, suite au Mémorandum d'entente souscrit par les parties pour la création d'une « *entreprise mixte* »[231].

Le Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole a alors présenté devant l'Assemblée Nationale la documentation concernant la constitution de « l'*Entreprise Mixte PetroMonagas* » formée par la « *Corporacion Venezolana de Petroleo* », « *Veba Oil & Gas Cerro Negro GMBH* » et leurs filiales respectives, ainsi que le « *Projet de Contrat ciblant la Conversion en Entreprise Mixte* » de l' Association constituée, selon l'Accord de Coopération souscrit le 28 octobre 1997 » par « *Lagoven Cerro Negro S.A* », « *Mobil Produccion* », « *Industrializacion de Venezuela Inc* », et « *Veba Oil Venezuela Orinoco GMBH* »[232].

230 Loi d'entreprises mixtes des accords de partenariat ciblant la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque ; ainsi que des accords sur le partage des risques et des profits de l'exploration. Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas.

231 Memorándum de Entendimiento con la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A del 26 de Junio de 2007.

232 Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.978 del 29 de Octubre de 2007.

Les termes et les conditions de la création et des opérations de « l' *Entreprise Mixte PetroMonagas S.A.* » figurent dans le deuxième paragraphe, alinéa (1) de cet accord : « *PetroMonagas, S.A. pourra développer des activités primaires d'exploration pour trouver des gisements de pétrole lourd et extra lourd, pour extraire ces types de pétrole dans leur état naturel, pour les récupérer, les transporter et les entreposer initialement, en conformité avec l'Article 9 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, dans une zone géographique située dans l'État Anzoátegui, de 184,86 kilomètres carrés de superficie, qui sera délimitée par Résolution du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole, conformément aux dispositions de l'Article 23 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures (« Zone délimitée ») ; en outre la firme PetroMonagas pourra améliorer le pétrole brut qu'elle aura elle-même produit moyennant les activités primaires mentionnées ci-dessus, elle pourra aussi commercialiser et vendre le pétrole amélioré, ainsi que tout produit généré à l'issue de l'amélioration du pétrole brut, et poursuivre d'autres activités liées aux activités primaires et aux activités d'amélioration du pétrole brut mentionnées ci-dessus; elle pourra également se livrer à d'autres activités découlant de ces activités primaires et d'amélioration, y compris les activités de transport et d'entreposage* »[233].

Compte tenu de ce qui précède, en sa qualité d'entreprise mixte, « *PetroMonagas S.A* » peut améliorer le pétrole brut qu'elle l'aura elle-même produit, et le commercialiser. L'autorisation vaut également pour tout autre produit généré à l'issue de l'amélioration du pétrole brut, conformément aux dispositions de l'Article 57 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures[234] .

De plus, l'accord de *PetroMonagas S.A.* prévoit que les types de « *pétroles bruts lourds et extra lourds résultants* » seront améliorés en priorité, ainsi que l'énonce l'alinéa (4) de cet accord : « *PetroMonagas S.A. améliorera de façon prioritaire le pétrole brut lourd et extra lourd qu'elle aura elle-même produit ; elle commercialisera, vendra et exportera, aux prix des marchés internationaux, le pétrole brut amélioré, ainsi que tout autre produit généré par l'amélioration du pétrole brut PetroMonagas S.A., devra vendre à PDVSA Petroleo S.A. ou à n'importe laquelle des entreprises mentionnées dans l'Article 27 de la Loi sur les Hydrocarbure que lui désignera PDVSA Petroleo, S.A, tout le pétrole brut lourd et extra lourd produit en excès par rapport à sa capacité d'amélioration à la date en question, et tous les autres hydrocarbures naturels extraits et non*

233 *Ibid.*

234 *Ibid.*

utilisés dans le cours des opérations, à l'exception du pétrole brut amélioré se trouvant dans des installations de tiers, et des redevances en nature, tout en respectant les dispositions de l'Article 45 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, et du gaz naturel associé vendu à PDVSA GAS, S.A »[235].

Compte tenu de ce qui précède, il est important de souligner que l'objectif primordial de « *PetroMonagas S.A.* » consiste à améliorer la production de pétrole brut lourd et extra lourd, afin de commercialiser, vendre et exporter le pétrole brut amélioré aux prix des marchés internationaux. Ceci implique que ces transactions relèvent de la « réglementation des prix des transferts vénézuéliens ».

C/ L'entreprise mixte « *Petropiar* »

S'appuyant sur l'approbation préalable du Conseil des Ministres, le Pouvoir Exécutif National, en tant qu'organe du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole[236], a demandé, conformément aux dispositions de l'Article 33 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, que la formation d'une Entreprise Mixte unissant « la *Corporacion Venezolana de Petroleo S.A* » et « *Chevron Orinoco Holding B.V* » soit approuvée, suite au Mémorandum d'entente souscrit par les parties par rapport à la création d'une « *Entreprise Mixte* »[237].

Le Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole a présenté devant l'Assemblée Nationale la documentation concernant la constitution et les conditions entourant l'activité de « *l'Entreprise Mixte PetroPiar* » *S.A.* formée par « la *Corporacion Venezolana de Petroleo S.A* », « *Chevron Orinoco Holding B.V* » et leurs filiales respectives, ainsi que le « *Projet de Contrat ciblant la Conversion en Entreprise Mixte* » de l' Association constituée par « *Corpoguanipa S.A* », « *Arco Orinoco Development Inc* », « *Philips Petroleum Company Limited* » et « *Texaco Orinoco Resources Company* », selon l'Accord de Coopération souscrit le 9 juillet 1997[238].

235 *Ibid.*

236 Acta de Reunión 536 de fecha 28 de agosto de 2017.

237 Memorándum de Entendimiento con la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A del 26 de Junio de 2007.

238 *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.978 del 29 de Octubre de 2007.*

Les termes et les conditions de la création et des opérations de « l'*Entreprise Mixte PetroPiar S.A* » figurent dans le deuxième paragraphe, alinéa (1) de cet accord : « *PetroPiar, S.A. pourra développer des activités primaires d'exploration pour trouver des gisements de pétrole lourd et extra lourd, pour extraire ces pétroles dans leur état naturel, pour les récupérer, les transporter et les entreposer en conformité avec l'Article 9 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, dans une zone géographique située dans l'État Anzoategui, de 436,07 kilomètres carrés de superficie, qui sera délimitée par Résolution du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole, conformément aux dispositions de l'Article 23 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures (« Zone délimitée ») ; en outre, la firme PetroPiar pourra améliorer le pétrole brut qu'elle aura elle-même produit moyennant les activités primaires mentionnées ci-dessus, elle pourra aussi commercialiser et vendre le pétrole amélioré, ainsi que tout produit généré à l'issue de l'amélioration du Pétrole brut, et poursuivre d'autres activités liées aux activités primaires mentionnées ci-dessus et aux activités d'amélioration du Pétrole brut ; elle pourra également se livrer à d'autres activités découlant de ces activités primaires et d'amélioration, y compris les activités de transport et d'entreposage* »[239].

Compte tenu de ce qui précède, il apparaît certain que « *PetroPiar S.A.* » peut améliorer le pétrole brut qu'elle aura elle-même produit, le commercialiser et le vendre, et la même autorisation vaut pour tout autre produit généré à l'issue de l'amélioration du pétrole brut, en conformité avec les dispositions de l'Article 57 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures.

De plus, l'accord de « *PetroPiar S.A* » prévoit que les « *pétroles bruts lourds et extra lourds résultants* » seront améliorés en priorité en vertu de l'alinéa (4) de cet accord : « *PetroPiar S.A. améliorera de façon prioritaire le pétrole brut lourd et extra lourd qu'elle aura elle-même produit ; elle commercialisera, vendra et exportera, aux prix des marchés internationaux, le pétrole brut amélioré, ainsi que tout autre produit généré par l'amélioration du pétrole brut. PetroPiar S.A., devra vendre à PDVSA Petroleo S.A. ou à n'importe laquelle des entreprises mentionnées dans l'Article 27 de la Loi sur les Hydrocarbure que lui désignera PDVSA Petroleo, S.A., tout le pétrole brut lourd et extra lourd produit en excès par rapport à sa capacité d'amélioration à la date en question, et tous les autres hydrocarbures naturels extraits et non utilisés dans le cours des opérations, à l'exception du Pétrole brut amélioré se trouvant dans des*

239 *Ibid.*

installations de tiers, et des redevances en nature, le tout conformément aux dispositions de l'Article 45 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, et du gaz naturel associé vendu à PDVSA GAS, S.A »[240].

Compte tenu de ce qui précède, il est important de souligner que l'objectif primordial de *PetroPiar S.A.* consiste à améliorer sa production de Pétrole brut lourd et extra lourd, afin de commercialiser, vendre et exporter le Pétrole brut amélioré aux prix des marchés internationaux. Ceci implique là encore que ces transactions relèvent de la « *réglementation des prix des transferts vénézuélienne* ».

D/ L'Entreprise Mixte « *PetroCedeño* »

S'appuyant sur l'approbation préalable du Conseil des Ministres[241], le Pouvoir Exécutif National, en tant qu'organe du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole, a demandé, conformément aux dispositions de l'Article 33 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, que la formation d'une Entreprise Mixte unissant « la *Corporacion Venezolana de Petroleo S.A »*. et « *Statoil Sincor S.A* » soit approuvée, suite au Mémorandum d'entente conclut par les parties par rapport à la création d'une « Entreprise Mixte »[242].

Le « *Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole* » a présenté devant l'Assemblée Nationale la documentation concernant la constitution et les conditions opératives de « l' *Entreprise Mixte PetroCedeño S.A. »* formée par la « *Corporacion Venezolana de Petroleo S.A.*», « *Total Venezuela* et *Statoil Sincor S.A »*., et leurs filiales respectives, ainsi que le Projet de Contrat ciblant la Conversion en Entreprise Mixte de l'Association constituée, selon l'Accord de Coopération souscrit le 20 novembre 1997 par « *Maraven S.A »*, « *Total Venezuela S.A »*, « *Norak Hydro Sincor AS* » et « *Statoil Sincor AS »*[243].

240 *Ibid.*

241 Acta de Reunión 536 de fecha 28 de agosto de 2017.

242 Memorándum de Entendimiento con la Corporación Venezolana del Petróleo, S.A del 26 de Junio de 2007.

243 Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.978 del 29 de Octubre de 2007.

Les termes et les conditions de la création et des activités de l' « Entreprise Mixte *PetroCedeño S.A.* » figurent dans le deuxième paragraphe, alinéa (1) de cet accord : « *PetroCedeño, S.A. pourra développer des activités primaires d'exploration pour trouver des gisements de pétrole lourd et extra lourd, pour extraire ces pétroles dans leur état naturel, pour les récupérer, les transporter et les entreposer , en conformité avec l'Article 9 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, dans une zone géographique située dans l'État Anzoategui, de 399,25 kilomètres carrés de superficie, qui sera délimitée par Résolution du Ministère du Pouvoir Populaire pour l'Énergie et le Pétrole, conformément aux dispositions de l'Article 23 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures (« Zone délimitée ») ; en outre la firme PetroCedeño pourra améliorer le pétrole brut qu'elle aura elle-même produit moyennant les activités primaires mentionnées ci-dessus, elle pourra aussi commercialiser et vendre le pétrole amélioré, ainsi que tout produit généré à l'issue de l'amélioration du pétrole brut, et poursuivre d'autres activités liées aux activités primaires mentionnées ci-dessus et aux activités d'amélioration du pétrole brut ; elle pourra également se livrer à d'autres activités découlant de ces activités primaires et d'amélioration, y compris les activités de transport et d'entreposage* »[244].

Compte tenu de ce qui précède, il apparaît que « *PetroCedeño S.A* » peut améliorer « *le pétrole brut* » qu'elle aura elle-même produit, le commercialiser et le vendre, ainsi que tout autre produit généré à l'issue de l'amélioration du pétrole brut, en conformité avec les dispositions de l'Article 57 de la « *Loi Organique sur les Hydrocarbures* ».

De plus, l'accord de « *PetroCedeño S.A.* » prévoit que les « *pétroles bruts lourds et extra lourds produits*» seront améliorés en priorité suivant les prescriptions de l'alinéa (4) de cet accord : « *PetroCedeño S.A. devra améliorer en priortié, le pétrole du brut lourd et extra lourd qu'elle aura elle-même produit (qui sera dédié prioritairement à remplir leur propre capacité); elle commercialisera et vendra aux prix des marchés internationaux, le pétrole brut amélioré, selon des accords entre parties non associées, ainsi que tout autre produit généré par l'amélioration du pétrole brut. PetroPiar S.A., devra vendre à PDVSA Petroleo S.A. ou à toute autre compagnie qui soit indiquée dans l'Article 27 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures que lui désignera PDVSA Petroleo S.A., tout le pétrole brut lourd et extra lourd produit en excès par rapport à sa capacité d'amélioration à la date en question, et tous les autres hydrocarbures naturels extraits*

244 *Ibid.*

et non utilisés dans le cours des opérations, à l'exception des redevances en nature, en respectant les dispositions de l'Article 45 de la Loi Organique sur les Hydrocarbures, et du gaz naturel associé vendu à PDVSA GAS, S.A. ou ses filiales n'acceptent pas de recevoir »[245].

Compte tenu de ce qui précède, il est important de souligner que l'objectif primordial de « *PetroCedeño S.A* » consiste à améliorer sa production de pétrole brut lourd et extra lourd, ce qui signifie que la compagnie se propose d'autoalimenter sa « *capacité d'amélioration* ». La législation définie la « *capacité d'amélioration* » en fonction des aires de « *Sincrudos de Oriente (SINCOR)* » conçues pour améliorer la qualité du pétrole brut extra lourd et pour produire une huile synthétique. « *PetroCedeño S.A.* » peut aussi commercialiser, vendre et exporter le pétrole brut amélioré aux prix des marchés internationaux, ce qui implique que ces transactions relèvent bien de la « réglementation des prix des transferts vénézuélienne ».

Section 3 - Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances sur l'extraction d'hydrocarbures liquides

Le Ministère de l'Énergie et du Pétrole du Venezuela dispose d'un règlement contenant la « *Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances sur l'extraction d'hydrocarbures liquides* »[246], permettant aux contribuables d'obtenir un prix référentiel pour régler ces redevances. Ce règlement s'applique à toutes les transactions sur l'extraction d'hydrocarbures liquides, tel que l'expose l'article 1 de ladite résolution : « *Suite à l'extraction d'hydrocarbures liquides, les prix de liquidation des redevances dues à la République par les entreprises poursuivant des activités primaires dans le pays, ainsi que l'extraction le soufre et le coke obtenus pendant le traitement d'amélioration ou de raffinement du pétrole brut, seront régis par la présente Résolution et la Loi* »[247].

245 *Ibid.*

246 Résolution du Ministère d'Énergie et du Pétrole « disposant que les prix de liquidation des redevances dues à la République en raison de l'extraction d'hydrocarbures liquides. Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo que dispone que los precios de liquidación de la regalía que corresponda a la Republica por la extracción de hidrocarburos líquidos. Gaceta Oficial N 38602 del 11 de enero de 2017.

247 Art. 1 *Ibid.*

Il convient de souligner que ce règlement ne s'applique que lorsqu'il s'agit de paiement de « *redevances sur le pétrole* » par les contribuables effectuant des activités primaires, en conformité avec la Loi Organique d'Hydrocarbures. En effet, ce règlement n'est pas applicable pour le calcul d'autres impôts dans la mesure où par cette méthodologie de calcul, on obtient un prix référentiel qui demeure fonction des caractéristiques du pétrole.

Le règlement signale qu'il appartient au Ministère de l'Énergie et du Pétrole de déterminer les volumes d'hydrocarbures liquides extraits par les entreprises, tel qu'il est énoncé dans l'article 2 dudit règlement : *« Les volumes d'hydrocarbures liquides extraits seront mesurés selon les items de fiscalisation établis par ce Ministère. Les entreprises réalisant des activités primaires dans le pays devront posséder des systèmes de mesure dont la technologie et l'emplacement aient été approuvés par ce Ministère. Les systèmes de mesure auront la capacité nécessaire pour mesurer le volume et la qualité des hydrocarbures liquides au moyen d'unités de mesure automatisées, ainsi qu'au travers d'ordinateurs dessinés et dédiés exclusivement à la détermination du flux/volume. La mesure sera réalisée par un fonctionnaire de ce Ministère, en présence d'un représentant de l'entreprise en question. Le Ministère rédigera mensuellement un rapport définitif des volumes mesurés et fiscalisés, selon les items de fiscalisation correspondants* »[248].

Ainsi, il résulte de ce qui précède que le Ministère d'Énergie et du Pétrole est le seul organisme détenant le pouvoir sur les systèmes de contrôle servant à mesurer le pétrole extrait. En outre, il en ressort que les entreprises effectuant les extractions de pétrole doivent mettre leurs équipements de mesure à la disposition du Ministère d'Énergie et du Pétrole afin que l'utilisation qui en est faite soit considérée comme valide après approbation donnée par ce ministère et ce, conformément aux dispositions du règlement.

Par ailleurs, l'article 4 dudit règlement précise que les valeurs de qualité du souffre et du « *API* »[249] de gravité des hydrocarbures liquides, extraits par les entreprises exploitantes, seront mesurées

248 Art. 2. *Ibid.*

249 MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999.« The American Petroleum Institute (*API) par ses sigles en anglais*. « *API est une échelle exprimant la densité du pétrole brut en degrés*».

mensuellement dans les champs de production et seront déclarées conjointement avec la production fiscalisée[250].

De la même manière, l'article 5 dispose que le prix de liquidation des redevances dues pour les hydrocarbures liquides sera déterminé en conformité avec les concepts et les formules prévus dans les dispositions dudit article. Le prix de liquidation sera également utilisé pour calculer tous les bénéfices spéciaux convenus, conformément à la Loi, en faveur de la République, en opérant un ajustement des formules et concepts de ce qui est désigné comme le « *prix de calcul des redevances* ». Nous présentons ces formules ci-après. On observera qu'elles ne font pas l'objet de critiques particulières liées au modèle mathématique, ni même à leur portée politique.

A/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances, lorsque le pétrole brut référentiel Santa Barbara (38,3 ºAPI, 0,54% de soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut :

Le règlement du Ministère de l'Énergie et du Pétrole a prévu la formule destinée à déterminer le prix du pétrole brut, sur la base de la qualité référentielle du pétrole brut Santa Barbara (38,3 ºAPI, 0,54% Soufre). L'article 5, paragraphe (a) prévoit la formule en ces termes : « *Pétrole*

250 Résolution du Ministère d'Énergie et du Pétrole « disposant que les prix de liquidation des redevances dues à la République en raison de l'extraction d'hydrocarbures liquides. Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo que dispone que los precios de liquidación de la regalía que corresponda a la Republica por la extracción de hidrocarburos líquidos. Op. cit. 66

brut, sur la base de la qualité référentielle du pétrole brut Santa Barbara :(38,3 ºAPI, 0,54% Soufre) : PPCSB[251] *= 0,40 * (WTS*[252] *+ BRD*[253]*) + 0,20 * LLC*[254] *+ KSV*[255] *+ AGA*[256] *– AT*[257] *»*[258]**.**

B/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Mesa 30 (30,6 ºAPI, 1,01% Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut

L'article 5, paragraphe (b) du règlement pose la formule pour déterminer le prix du pétrole brut sur la base référentielle du pétrole brut Mesa 30 (30,6 ºAPI, 1,01% Soufre). Article 5, paragraphe

251 *Ibid.* « *PPCSB : Prix du Pétrole Brut Santa Barbara (US$/baril)* ».

252 *Ibid* . «*WTS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Sour » livré à Midland, Texas, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril)* ».

253 *Ibid.* « *BRD = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut de la Mer du Nord « Dated Brent » remis à Sullom Voe, UK, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Report (US$/baril)* ».

254 *Ibid.* « *LLS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « Light Louisiana Sweet » remis à St. James, Louisiana, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

255 *Ibid. « KSB = Constante pour le pétrole brut Santa Barbara dans le Golfe du Mexique, pendant le mois en question, et pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique ayant Santa Barbara (US$/baril) pour référence. Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut Santa Barbara et des conditions du marché par rapport à ce pétrole dans le Golfe du Mexique (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande), pendant le mois en question ».*

256 *Ibid. « AGA = Somme des ajustements découlant de la gravité et du contenu en soufre du pétrole brut livré, sur la base du pétrole brut Santa Barbara (38,3 ºAPI, 0,54% Soufre) durant le mois en question. Le but de ces ajustements est de fournir les informations pertinentes quant aux valeurs des variations de gravité et de soufre dans le Golfe du Mexique. »*

257 *Ibid. « AT = L'ajustement pour cause de transport sera égal à la distance du champ pétrolier au port d'embarquement, mesurée en kilomètres et multipliée par US$ 0,00125 baril/kilomètre. »*

258 Art 5. *Ibid.*

(b) : « *Pétrole brut, sur la base référentielle du pétrole brut Mesa 30 (30,6 ºAPI, 1,01% Soufre) : PCMS*[259] *= 0,40 * WTS*[260] *+ 0,30 * (LLS*[261] *+ F03*[262]*) + AGA*[263] *+ KMS*[264] *– AT*[265]».[266]

C/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Boscan (10,6 API, 2,5 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut

C'est l'article 5, paragraphe (c) du règlement prévoit quant à lui la formule pour déterminer le prix du pétrole brut sur la base référentielle du pétrole brut Boscan (10,6 API, 2,5% Soufre), de la façon suivante : « *Pétrole brut, sur la base référentielle du pétrole brut Merey 16 (16,5 API, 2,5%*

259 *Ibid. « PCMS : Prix du Pétrole Brut Mesa 30 (US$/baril) ».*

260 *Ibid. « WTS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Sour » livré à Midland, Texas, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

261 *Ibid. « LLS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « Light Louisiana Sweet » remis à St. James, Louisiana, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

262 *Ibid. « F03 = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au « fuel oil » du Golfe du Mexique contenant 3% de soufre (N º 6 Fuel Oil, 3 % S, Waterborne USGC), pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

263 *Ibid. « AGA = Somme des ajustements découlant de la gravité et du contenu en soufre du pétrole brut livré sur la base du pétrole brut Mesa 30 (30,6 ºAPI, 1,01% Soufre) durant le mois en question. Le but de ces ajustements est de fournir les informations pertinentes quant aux valeurs des variations de gravité et de soufre dans le Golfe du Mexique ».*

264 *Ibid. « KMS = Constante pour le pétrole brut Mesa 30 dans le Golfe du Mexique, pendant le mois en question, et pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique ayant Mesa 30 (US$/baril) pour référence. Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut Mesa 30 et des conditions du marché par rapport à ce pétrole dans le Golfe du Mexique (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande), pendant le mois en question ».*

265 *Ibid. « AT = L'ajustement pour cause de transport sera égal à la distance du champ pétrolier au port d'embarquement, mesurée en kilomètres et multipliée par US$ 0,00125 baril/kilomètre ».*

266 Art 5. Ibid.

*Soufre), d'après les sigles suivants : PCMS[267] = 0,60 * (WTS[268] + F03[269]) – 0,20 * WTI[270] + AGA[271] + KMR[272] – AT[273]*».[274]

D/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Boscan (10,8 API, 4,8 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut

L'article 5, paragraphe (d) du règlement établit la formule pour déterminer le prix du pétrole brut sur la base référentielle du pétrole brut Boscan (10,8 API, 4,8 % Soufre), de la façon suivante : « *Pétrole brut, sur la base référentielle du pétrole brut Boscan (10,8 API, 4,8% Soufre) :*

267 *Ibid. « PCMS : Prix du Pétrole Brut Merey 16 (US$/baril) ».*

268 *Ibid. « WTS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Sour » livré à Midland, Texas, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

269 *Ibid. « F03 = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au « fuel oil » du Golfe du Mexique contenant 3% de soufre (N º 6 Fuel Oil, 3 % S, Waterborne USGC), pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

270 *Ibid. « WTI = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Intermediate » remis à Cushing, Oklahoma, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

271 *Ibid. « AGA = Somme des ajustements découlant de la gravité et du contenu en soufre du pétrole brut livré sur la base du pétrole brut « Merey 16 » (16,5 ºAPI, 2,5% Soufre), durant le mois en question. Le but de ces ajustements est de fournir les informations pertinentes quant aux valeurs des variations de gravité et de soufre dans le Golfe du Mexique ».*

272 *Ibid. « KMR = Constante pour le pétrole brut Merey 16 dans le Golfe du Mexique, pendant le mois en question, et pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique, ayant Merey 16 (US$/baril) pour référence. Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître, au Golfe du Mexique, dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande), pendant le mois en question ».*

273 *Ibid. « AT = L'ajustement pour cause de transport sera égal à la distance du champ pétrolier au port d'embarquement, mesurée en kilomètres et multipliée par US$ 0,00125 baril/kilomètre ».*

274 Art 5. *Ibid*
.

PCBO[275] *= 0,65 * WTS*[276] *+ 0,95 * F03*[277] *– 0,30 * (WTI* [278]*+ F01*[279]*) + AGA*[280] *+ KBO*[281] *– AT* [282]**».** [283]

E/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut extra-lourd référentiel (8,5 API, 4,8 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut :

L'article 5, paragraphe (e) du règlement pose enfin la formule pour déterminer le prix du pétrole brut sur la base référentielle du pétrole brut extra-lourd (8,5 API, 4,8 % Soufre), de la façon suivante : *« Pétrole Brut Extra-lourd (8,5 API, 4,8% Soufre), d'après les sigles*

275 *Ibid. « PCBO : Prix du Pétrole Brut Boscan (US$/baril) ».*

276 *Ibid. « WTS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Sour » livré à Midland, Texas, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

277 *Ibid. « F03 = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au « fuel oil » du Golfe du Mexique contenant 3% de soufre (N º 6 Fuel Oil, 3 % S, Waterborne USGC), pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Report (US$/baril) ».*

278 *Ibid. « WTI = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au pétrole brut « West Texas Intermediate » remis à Cushing, Oklahoma, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril) ».*

279 *Ibid. « F01 = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low », correspondants au « fuel oil » du Golfe du Mexique contenant 1% de soufre (N º 6 Fuel Oil 1 % S, Waterborne USGC), pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Report (US$/baril) ».*

280 *Ibid. « AGA = Somme des ajustements découlant de la gravité et du contenu en soufre du pétrole brut livré, sur la base standard du pétrole brut Boscan (10,8 ºAPI, 4,8% Soufre), durant le mois en question. Le but de ces ajustements est de fournir les informations pertinentes quant aux valeurs des variations de gravité et de soufre dans le Golfe du Mexique ».*

281 *Ibid. « KBO = Constante pour le pétrole brut Boscan destinés au Golfe du Mexique (US$/baril). Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut Boscan et des conditions du marché par rapport à ce pétrole dans le Golfe du Mexique (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande) pendant le mois en question ».*

282 *Ibid. « AT = L'ajustement pour cause de transport sera égal à la distance du champ pétrolier au port d'embarquement, mesurée en kilomètres et multipliée par US$ 0,00125 baril/kilomètre ».*

283 *Art. 5. Ibid.*

suivants : PPCXP[284] *= {[Merey*[285] *– 1 valeur*[286]*) * Mesa 30*[287]*]} / Valeur} + AGA*[288] *– AT*[289] *».* [290]

La méthode de calcul de la redevance sur l'extraction d'hydrocarbures liquides offre aux contribuables des méthodes objectives pour obtenir une valeur de référence du pétrole pour le paiement de cette taxe. En ce sens, nous pouvons dire qu'une telle méthode offre une sécurité juridique aux contribuables et élimine le caractère discrétionnaire de l'administration fiscale pour déterminer la valeur du pétrole.

284 *Ibid. « PPCXP : Prix du pétrole brut extra-lourd (US$/baril) ».*

285 *Ibid. « Merey = 0,60 (WTS + F03) – 0,20 * WTI + KMR. WTS = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low » correspondants au pétrole brut « West Texas Sour » livré à Midland, Texas, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril). WTI = Moyenne des prix « spot » quotidiens « high » et « low » correspondants au pétrole brut « West Texas Intermediate » remis à Cushing, Oklahoma, pendant le mois en question, tel qu'ils sont publiés dans Platts Oilgram Price Report (US$/baril). KMS = Constante pour le pétrole brut Mesa 30 dans le Golfe du Mexique pendant le mois en question, pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique pendant le mois en question, et pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique ayant Mesa 30 (US$/baril) pour référence. Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut Mesa 30 et des conditions du marché par rapport à ce pétrole dans le Golfe du Mexique (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande), pendant le mois en question. KMR = Constante pour le pétrole brut Merey 16 dans le Golfe du Mexique pendant le mois en question, et pour tous les pétroles bruts destinés au Golfe du Mexique ayant Merey 16 (US$/baril) pour référence. Cette constante se propose de neutraliser les distorsions susceptibles d'apparaître au Golfe du Mexique dans le sillage des prix référentiels du pétrole brut (concurrence, raffinement et autres facteurs pouvant affecter l'offre ou la demande), pendant le mois en question ».*

286 *Ibid. « Valeur = 0,08316 / [(141,5 / (131,5+° API)) – 0,87292)] ».*

287 *Ibid. « Mesa 30 = 0,40 * WTS + 0,30 (LLS + F03) + KMS ».*

288 *Ibid. « AGA = Somme des ajustements découlant de la gravité et du contenu en soufre du pétrole brut livré, sur la base du différentiel entre la qualité réelle de marché Merey (16,5 ° ; 2,5% Soufre) et le Merey dérivé du pétrole extra-lourd (8,5 °, 3,35% Soufre), durant le mois en question. Le but de ces ajustements est de fournir les informations pertinentes quant aux valeurs des variations de gravité et de soufre dans le Golfe du Mexique. Les autres termes de la formule et des définitions auront le sens qui leur correspond dans les alinéas qui précèdent ce paragraphe. Les prix de liquidation des redevances pour les pétroles bruts référentiels, les ajustements pour cause de gravité et de soufre (AGA) ainsi que les constantes (k) seront publiés par ce Ministère et communiqués mensuellement aux entreprises poursuivant des activités primaires… ».*

289 *Ibid. AT = L'ajustement pour cause de transport sera égal à la distance du champ pétrolier au port d'embarquement, mesurée en kilomètres et multipliée par US$ 0,00125 baril/kilomètre.*

290 *Art. 5. Ibid.*

TITRE II : LE PRINCIPE DE PLEINE CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE

Le principe de pleine concurrence dans l'industrie pétrolière est soumis à un régime général **(Chapitre I)** des prix de transfert, complété par des règles particulières **(Chapitre II**).

CHAPITRE I : Le régime général des prix de transfert applicable à l'industrie pétrolière

Lorsque l'administration fiscale du Venezuela met en œuvre un audit qui entraîne un ajustement sur les prix de transfert, la base fiscale de l'impôt sur le revenu du contribuable est généralement modifiée. Il peut arriver qu'à son tour ce paramètre touche la base fiscale d'un groupe multinational à l'étranger, ce qui peut entraîner une double ou multiple imposition internationale.

Ce phénomène peut être provoqué par l'inclusion des revenus déclarés par la partie liée dans la base d'imposition du contribuable, susceptible d'engendrer une imposition supplémentaire.

Ce principe a été adopté dans les conventions de double imposition fiscales conclues par le Venezuela (**Section 1**). Pour limiter les écarts et le risque d'aléa fiscal, des accords préalables en prix de transfert ont été adopté au Venezuela (**Section 2**), à l'image des autres États, outre ceux qui adhèrent l'OCDE, en vue de répartir les bénéfices concernant les transactions entre les différents membres du même groupe économique.

Section 1 - Le recours à des conventions fiscales : affirmation du principe

La prévention des doubles impositions se présente comme la finalité principale des conventions fiscales internationales[291], les État s'efforcent d'améliorer les conditions de règlement de différends « nés du redressement de prix de transfert »[292], ce principe est considéré comme une règle internationale dans l'article 9 du Modèle de convention fiscale concernant le revenu et la fortune de l'OCDE[293] et des Nations Unies[294].

Le principe de pleine concurrence reconnaît qu'un État contractant peut imposer les bénéfices d'une société qui a déjà été soumise à imposition dans l'autre État contractant. Face à cette problématique, la plupart des États, parmi lesquels le Venezuela, ont conclus des conventions fiscales.

C'est à la fin de la décennie des années 1980 que le Venezuela a commencé à conclure des conventions fiscales en Amérique Latine[295]. Depuis cette époque, des conventions fiscales internationales ont été ratifiés pour éviter les doubles impositions avec: L'Allemagne[296], l'Autriche[297], les Barbade[298], la Biélorussie[299], la Belgique[300], le Brésil[301], le Canada[302], la Chine[303],

291 KALLERGIS (A). La compétence fiscale, Nouvelle Bibliothèque de Thèses, Dalloz, 2018, p.320

292 CASTAGNEDE (B). Précis de fiscalité internationale. Fiscalité puf, Paris, 2010. p. 120

293 Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune, OCD, Paris, 2010

294 Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement. Département des affaires économiques et sociales. Nations Unies. 2011.

295 BENSHIMOL (A). Memorias de las XIV Jornadas de Venezolanas de Derecho Tributario. Convenios para Evitar la Doble Tributación. ADVT. Caracas, 2012. p.13

296 Gaceta Oficial No. 36.266 del 11 de agosto de 1997.

297 Gaceta Oficial No. 38.598 del 5 de enero de 2007.

298 Gaceta Oficial Extraordinario No. 5.507del 12 diciembre de 2000.

299 Gaceta Oficial No. 39.095 del 9 de enero de 2009.

300 Gaceta Oficial Extraordinario No. 5.269 del 22 de octubre de 1998.

301 Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2005.

302 Gaceta Oficial No. 37.927 del 29 de abril de 2004.

303 Gaceta Oficial No. 38.089 del 17 de diciembre de 2004.

la Corée[304], le Danemark[305], les Émirats arabes unis[306], l'Espagne[307], les États-Unis d'Amérique[308], la France[309], l'Indonésie[310], l'Iran[311], l'Italie[312], le Koweït[313], la Malaisie[314], la Norvège[315], les Pays-Bas[316], le Portugal[317], le Qatar[318], le Royaume-Uni[319], la République Tchèque[320], la Russie[321], la Suède[322], la Suisse[323], Trinité-et-Tobago[324]et le Viêt-Nam[325].

Les conventions fiscales souscrites par le Venezuela et approuvés par l'Assemblée Nationale correspondent à des conventions fiscales internationales. On peut relever, que le Code octroie aux traités internationaux un rang supérieur à la loi fiscale, ce qui en garantit l'application entre États signataires : les bénéfices de la convention pour le contribuable, le système de répartition des impositions prévu ne peuvent être abandonnés ; cela évite que des réformes fiscales nationales ne remettent en cause (ex., abrogation) les conventions fiscales ou qu'elles soient abrogées unilatéralement.

Cependant, on ne pourrait pas arguer que ce rang hiérarchiquement supérieur des conventions fiscales permette à l'État la création ou la modification d'impôts à travers des dispositions exclusivement prévues dans les conventions internationales. Il est important de remarquer que

304 Gaceta Oficial N°38.598 del 05 de enero de 2007.
305 Gaceta Oficial No. 37.219 del 14 de junio de 2001.
306 Gaceta Oficial No. 39.865 del 31 de mayo de 2011.
307 Gaceta Oficial No. 37.913 del 05 de abril de 2004.
308 Gaceta Oficial No. 5.427del 05 de enero de 2000.
309 Gaceta Oficial No. 4.635 del 28 de septiembre de 1993.
310 Gaceta Oficial No. 37.659 del 27 de marzo de 2013.
311 Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2013.
312 Gaceta Oficial No. 4.580 del 21 de mayo de 1993.
313 Gaceta Oficial No. 38.347 del 30 de diciembre de 2005.
314 Gaceta Oficial No. 38.842 del 03 de enero de 2008.
315 Gaceta Oficial No. 5.265 del 03 de enero de 2008.
316 Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.
317 Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.
318 Gaceta Oficial No 38.796 del 25 de octubre de 2007.
319 Gaceta Oficial No 5.218 del 06 de marzo de 1998.
320 Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.
321 Gaceta Oficial No 5.822 del 25 de septiembre de 2006.
322 Gaceta Oficial No 5.274 del 12 de noviembre de 1998.
323 Gaceta Oficial No 5.192 del 18 de diciembre de 1997.
324 Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.
325 Gaceta Oficial No 39.183 del 21 de mayo de 2009.

l'Administration Fiscale a reconnu le rang supérieur des conventions une fois approuvé le procédé constitutionnel de droit, de même que la doctrine le signale : *« une source de droit fiscal, pour se trouver dans un rang hiérarchique supérieur à celui des lois ordinaires qui règlent une matière identique, doit respecter la conformité établie dans l'article 2 du Code Fiscal ».*

Ainsi peut-on lire une disposition contenue dans l'article 9 relatif aux « entreprises associées » de toutes les conventions fiscales existantes : *« lorsque une entreprise d'un État contractant participe directement ou indirectement à la direction, au contrôle ou au capital d'une entreprise de l'autre État contractant, ou que les mêmes personnes participent directement ou indirectement à la direction, au contrôle ou au capital d'une entreprise d'un État contractant et d'une entreprise de l'autre État contractant, et que, dans l'un et l'autre cas, les deux entreprises sont, dans leurs relations commerciales ou financières, liées par des conditions convenues ou imposées, qui diffèrent de celles qui seraient convenues entre des entreprises indépendantes, les bénéfices qui, sans ces conditions, auraient été réalisés par l'une des entreprises mais n'ont pu l'être en fait à cause de ces conditions, peuvent être inclus dans les bénéfices de cette entreprise et imposés en conséquence.*

Lorsqu'un État contractant inclut dans les bénéfices d'une entreprise de cet État et impose en conséquence des bénéfices sur lesquels une entreprise de l'autre État contractant et que les bénéfices ainsi inclus sont des bénéfices qui auraient été réalisés par l'entreprise du premier État si les conditions convenues entre les deux entreprises avaient été celles qui auraient été convenues entre des entreprises indépendantes, l'autre État procède à un ajustement approprié du montant de l'impôt qui y a été perçu sur ces bénéfices. Pour déterminer cet ajustement, il est tenu compte des autres dispositions de la présente Convention et, si c'est nécessaire, les autorités compétentes des États contractants se consultent ».

Ces conventions fiscales permettent ainsi à l'administration fiscale du Venezuela d'effectuer des ajustements et d'inclure dans la base imposable du contribuable les bénéfices qui auraient été obtenus si l'opération avait été effectuée conformément au principe de pleine concurrence, même si ces revenus avaient été obtenus par la partie liée non domiciliée au Venezuela.

Avant cela, le Venezuela prenait en compte la Décision 40 de l'Accord de Carthagène, qui contient dans son article 7 une disposition similaire à celle figurant désormais au paragraphe 1 de l'article 9 « entreprises associées ». Dans les cas où l'administration fiscale comprend qu'il y a eu une perte ou une absence d'imposition, elle pourra redresser la base fiscale de l'entité juridique soumise à l'impôt, lorsqu'elle a une législation nationale qui le permet. « *La question est de savoir comment faire cette correction* [326]».

Par conséquent, dans les cas où une administration fiscale modifie la base imposable applicable aux contribuables qui sont assujettis dans sa juridiction, résultant d'une opération entre des entreprises associées qui n'est pas évalué au prix du marché ou de la marge convenue entre des entreprises indépendantes dans des circonstances similaires, ce qui augmente le prix de l'opération ou qui diminue le montant des dépenses, cela doit également modifier la base imposable de la partie liée avec laquelle une telle opération a été effectuée. F. A. Garcia Prats[327] déclare que : « *dans une situation théorique d'harmonisation de la base imposable dans les deux États concernés et touchant les entités associées, la réalisation d'un ajustement primaire exige un ajustement correspondant à l'élimination de la double imposition, et pourtant, l'existence des différences dans les divers systèmes fiscaux amène parfois à ce que cette circonstance ne se produise pas* »[328].

Pour atteindre ce résultat, il est nécessaire d'avoir recours à un mécanisme spécifique, dite de procédure amiable, et seulement à la suite de celle-ci, sera-t-il possible de remédier aux situations de double imposition. La mise en œuvre de la procédure d'accord amiable sur les prix de transfert est expressément prévue dans les commentaires du Modèle de convention fiscale de l'OCDE à l'article 25[329]. Les commentaires indiquent, en particulier, qu'il s'agit : *« d'un mécanisme qui leur permet de communiquer mutuellement afin de résoudre, dans le contexte de prix de transfert, non seulement les problèmes de double imposition juridique, mais aussi la double imposition économique »*[330]. En pratique, les Etats reconnaissent le droit de déduire du résultat d'une

326 VILLAVERDE (M). *Empresas asociadas (Principio at arm´s lenght" y precios de transferencia).* Estudios de Derecho Internacional Tributario. Instituto Colombiano de Derecho Tributario. Primera Edición. Legis Editores. Bogota, Colombia, 2008.p. 281.

327 GARCÍA(F). Los Precios de Transferencia: su tratamiento tributario desde una perspectiva europea. Valencia, España, 2005. p.21.

328 *Ibid.*

329 Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune. OCDE. Paris, 2010

330 *Ibid.*

entreprise associée une base imposable équivalent à celle qui a été rehaussée dans l'autre État. On qualifie ce mécanisme *« d'ajustement corrélatif »*[331].

Section 2 –La mise en œuvre du principe de pleine concurrence

La répartition des assiettes taxable des groupes internationaux entre juridictions fiscales demeure fondée sur le « principe de pleine concurrence »[332]. Au Venezuela, l'article 111[333] de la Loi impose aux contribuables de l'impôt sur le revenu, qui effectuent des opérations avec des parties liées, d'estimer leurs revenus, dépenses et déductions tenant compte des prix et des montants de la contrepartie qui auraient pu être utilisés avec ou entre des parties indépendantes dans des situations comparables pour déterminer leurs revenus, leurs coûts et leurs dépenses déductibles comme ils l'auraient fait avec des parties indépendantes dans des transactions comparables.

En outre, l'article 112 énonce que les revenus et les charges d'exploitation entre contribuables vénézuéliens et des parties liées devront être évalués selon la méthodologie des prix de transfert. Une telle décision doit être prise notamment concernant les coûts et les déductions de dépenses liées à l'importation de biens et de services ; et les revenus provenant des exportations, en effet, ledit article dispose que : *« L'estimation du coût ou de la déductibilité des biens, des services et des droits importés ou imposition des revenus de l'exportation, les transferts entre parties contraignantes est faite en appliquant la méthodologie prévue dans le présent chapitre »*[334].

Par conséquent, le régime des prix de transfert est ainsi appliqué aux transactions transfrontalières, c'est-à-dire, les opérations internationales réalisées par le contribuable et ses parties liées localisées ou établies à l'extérieur du territoire.

331 RASSAT (P), LAMORLETTE (T) et CAMELLI (T), Stratégies Fiscales Internationales, Maxima, Paris,2010. p. 148

332 CASTAGNEDE (B). Précis de fiscalité internationale. Fiscalité puf, Paris, 2010. p. 100

333 Loi sur l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

334 Art. 112. Loi sur l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

La possibilité pour l'administration fiscale d´ajuster la base imposable se fonde sur le mécanisme d'ajustement régit par l'article 113 de la loi qui dispose : *« Lorsque les conditions qui sont acceptées ou imposées entre les parties liées quant aux relations commerciales ou financières diffèrent de celles qui seraient convenues entre des parties indépendantes, les bénéfices qui auraient été obtenus par l'une des parties, en l'absence de ces conditions, et dans le cas où ils n'ont pas effectivement eu lieu à cause d'elles, seront inclus dans les bénéfices de cette entreprise et imposés par conséquent. La différence de valeur entre les bénéfices des parties liées et les bénéfices que des parties indépendantes auraient obtenu pour les opérations visées au présent article doit être imputée à l'exercice au cours duquel les opérations entre apparentés ont été faites »*[335].

L'article ci-dessus reprend principalement le contenu de l'article 9, paragraphe 1 du Modèle de convention fiscale de l'OCDE[336], qui évoque et définit le principe de pleine concurrence. La législation mentionnée vise à traiter les contribuables membres d'un groupe multinational comme des entités indépendantes. Soumettre ainsi les contribuables au régime des prix de transfert à des fins fiscales permet de promouvoir l'investissement étranger direct et le commerce des biens et services. La faculté offerte par cet article à l'Administration fiscale doit néanmoins être conforme aux dispositions du Code des Impôts. Dans les cas où une administration modifie la base fiscale d'un contribuable du Venezuela, elle peut demander à l'Administration Fiscale vénézuélienne l'approbation d'un ajustement primaire de sa partie liée à l'étranger.

L'application des provisions établies par une convention de lutte contre la double imposition en vigueur entre le Venezuela et un autre État Contractant pourrait être perçue comme un ajustement corrélatif. Or, pour tous les aspects non couverts par la Loi, le législateur a adopté des principes sur les prix de transfert en conformité avec les principes posés par l'OCDE, ainsi qu'en témoignent les dispositions de l'article 115[337] de la Loi.

335 Art. 113. Ibid.

336 Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune, OCDE. Paris, 2010, p. 33

337 Art. 115. Loi sur l'Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

À cet égard, il convient de noter que bien qu'un risque d'inconstitutionnalité [338] des principes de l'OCDE sur prix de transfert au regard du droit fiscal au Venezuela ait été invoqué, ces principes ont été reconnus pour aider à résoudre les difficultés générées par les transactions réalisées par des entités appartenant à un groupe multinational ou effectuant a minima des opérations transfrontalières intra-groupe.

Section 3 - Des accords préalables en matière des prix de transfert

Suivant la pratique du rescrit ou du *preliminary ruling* initiée par certains pays développés, le Code des Impôts[339] prévoit désormais expressément que les contribuables peuvent demander à l'Administration Fiscale un accord évaluant les transactions avec les parties liées, avant de les mettre en œuvre, ainsi que l'exprime l'article 230 : *« Les contribuables de l'impôt sur le revenu peuvent soumettre à l'administration fiscale une proposition pour l'évaluation des transactions entre parties liées, avant de les réaliser »*[340].

Les contribuables à l'impôt sur le revenu peuvent soumettre à l'administration fiscale une proposition de prix. Pour l'évaluation de celle-ci, l'Administration doit comparer les prix qui seraient pratiqués pour ces mêmes opérations par des parties indépendantes : *« concernant l'impôt sur le revenu, le contribuable peut soumettre à l'administration fiscale une proposition pour l'évaluation des résidents ou des non domiciliés au Venezuela, qui envisageraient d'opérer dans le territoire vénézuélien, par le biais d'un établissement permanent ou d'entités qui peuvent être liées »*[341]. Comme indiqué dans l'article reproduit ci-dessus, la proposition, a l'initiative du contribuable, permet d'entreprendre le processus de négociation d´un *Accord Préalable sur les prix* , en abrégé « *APP* »[342].

338ALVARADO (A), VI Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Algunos aspectos problemáticos de la aplicación de los lineamientos de la OECD en materia de precios de transferencia. AVDT, Caracas, 2002, p. 253

339 Code des impôts.

340 Art. 230. Ibid.

341 *Ibid.*

342 DOUVIER (J.P), GIBERT (B), GELIN(S), LE BOULENGER (A), Prix de Transfert, Francis Lefebvre, Paris, 2010.p. 249 « La procédure d'accord préalable sur les prix de transfert (APP) est également appelée APA ; qui est sa désignation anglaise (Advance Pricing Agreement aux Etats-Unis d'Amérique, et Advance Pricing Arrangement pour l'OCDE) ».

À cet égard, les contribuables engagés dans des activités liées aux hydrocarbures ou activités connexes, aussi bien des personnes physiques que morales non domiciliées qui estiment exercer de telles activités dans le pays par l'intermédiaire d'un établissement permanent peuvent alors présenter ladite demande. Ce faisant, le contribuable doit présenter des informations, des données, et des documents relatifs à la proposition dont la forme et les conditions dépendront du type d'opération conclu par le contribuable.

Le Code établit ainsi la possibilité de signer des accords bilatéraux avec les juridictions avec lesquelles des conventions fiscales ont été signés, selon ce que prévoit l'article 233 : « *Les accords préalables en matière de prix de transfert peuvent résulter d'un accord avec les autorités compétentes d'un pays avec lequel un accord dans le but d'éviter la double imposition a été conclu* »[343].

Par conséquent, les APP éliminent ou réduisent bilatéralement le risque de double imposition, et de ce fait, le code ne prévoit pas la possibilité d'un APP bilatéral avec un État avec lequel le Venezuela n'a pas de convention fiscale.

De même, le Code prévoit que l'APP sera applicable à l'exercice fiscal dès la date de sa signature, et au cours des trois exercices fiscaux suivants. En outre, le Code ajoute que cette période peut être étendue quand ils se trouvent sur une procédure amiable aux termes d'un traité international dont la République fait partie, tel que le dispose l'article 234 du Code : *« Des accords préalables sur les prix de transfert sont applicables à l'exercice, à la date de signature et pendant les trois (3) exercices suivants. La période peut être prolongée lorsqu'ils maintiennent une procédure amiable aux termes d'un traité international dont la République fait partie »*[344].

L'article mentionné ci-dessus dispose que sa validité peut être prolongée si elle découle d'une procédure amiable en vertu d'un « *traité international* ». L'article se réfère à un traité international : *«autrement dit, il ne s'agit pas nécessairement d'une convention fiscale , cependant, il est difficile de penser qu'il peut y avoir un autre traité par lequel on pourrait mettre en œuvre un accord de*

343 Art. 233. Code des impôts.

344 Art. 234. *Ibid.*

cette nature ; alors, par l'intention il devrait être renvoyé aux conventions fiscales internationales, à savoir, des conventions fiscales; des accords pour aboutir à des échanges des renseignements fiscaux, des accords pour aider au recouvrement ».[345]

Or, à la fois les autorités fiscales et les contribuables peuvent mettre fin à l'accord lorsque se produit un changement important au niveau des fonctions, des actifs et des risques comme par exemple dans la méthodologie et les marges convenues. D'autre part, l'Administration fiscale peut unilatéralement, mettre fin à l'APP dans les cas suivants : lorsque le contribuable a fourni de fausses informations ou a omis de se conformer aux termes et aux conditions de l'accord, comme l'exprime l'article 236 du Code : *« L'administration fiscale de façon unilatérale annulera les accords, à partir de la date de la signature, en cas de fraude ou de la fausseté des informations fournies lors de sa négociation. En cas de violation des termes et conditions prévues dans l'accord, l'Administration fiscale pourra unilatéralement annuler l'accord à partir de la date à laquelle cette contravention a été vérifiée »*[346].

Quant à la possibilité d'exercer un recours contentieux contre l'APP, l'article 237 du Code dispose : *« Les accords prévus à l'avance sur le prix de transfert ne seront pas contestés par les moyens prévus dans le présent code ou dans d'autres cadres légaux ».*

À cet égard, comme indiqué par l'article 237[347], les recours introduits contre *l'APP ne peuvent pas s'appliquer*. Il faut par conséquent *« considérer cet accord comme un véritable acte administratif et par conséquent il convient de décliner expressément toute possibilité d'exercer un recours consacré dans le Code, en gardant l'esprit du législateur, comme dans le système espagnol »*[348] .

345 S MONTILLA (S) ET VECCHIO (C), Breves Anotaciones Sobre Los Acuerdos Anticipados (AAPT), Estudios sobre el Código Orgánico Tributario de 2001. AVDT. Caracas, p. 473.

346 Art 236. Code des impôts.

347 Art. 239. *Ibid.*

348 MONTILLA (S) ET VECCHIO (C), Breves Anotaciones Sobre Los Acuerdos Anticipados (AAPT), Estudios sobre el Código Orgánico Tributario de 2001. AVDT. Caracas, p. 476.

En outre, les dépenses engagées par l'APP devront être payées par le contribuable, selon les dispositions de l'article 238 : *« Les dépenses des propositions soumises ou de souscription d'accords préalables sur les prix de transfert devront être payées par le contribuable, sous réserve de taxes en vertu des lois spéciales »*[349].

Par conséquent, lorsqu'un contribuable prépare une proposition pour l'évaluation des transferts avec des parties liées pour l'administration fiscale, il doit supporter les coûts résultant de l'accord. Il est à souligner que l'administration fiscale ne peut pas s'opposer à l'évaluation des opérations contenues dans l'APP, et ce conformément à l'article 239 du code : *« La signature des contrats dont traite le présent article ne limite en aucune façon l'autorité de contrôle de l'Administration fiscale. Cependant, l'administration ne peut pas s'opposer à l'évaluation des opérations contenues dans les accords, à condition que les transactions aient été effectuées selon les termes de l'accord, sous réserve des dispositions de l'article 236 »*[350].

En ce sens, ceci constitue l'un des principaux avantages de l'APP pour les contribuables puisque l'administration fiscale sera tenue de se conformer aux termes et aux conditions de l'accord. En effet, le Code dispose simplement que l'administration fiscale peut signer avec le contribuable l'APP, lequel accord ne peut qu'être accepté en intégralité ou rejeté en intégralité[351]. La signature ou non par l'Administration fiscale de l'APP demeure facultative. De ce qui précède, nous pouvons constater que les principes directeurs de l'APP sont énoncés dans le Code, et ces principes ont été ratifiés par la loi d'impôt sur le revenu, et en particulier au travers des article 143 à 167.

Conformément à la loi, les contribuables peuvent faire une proposition visant à établir l'évaluation des transactions réalisées avec des parties liées, comme définis par les dispositions de l'article 143, reproduit ci-dessous : **«** *Les contribuables de l'impôt sur le revenu, avant d'effectuer les opérations en question, peuvent faire une proposition visant à valoriser les transferts avec les parties liées. La proposition doit porter sur l'évaluation d'une ou de plusieurs opérations considérées individuellement, envisageant que la même opération serait faite pour les prix ou les*

349 Art. 238. Code des impôts.

350 Art. 239. *Ibid.*

351 Art. 131. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

quantités qui auraient été utilisées par des parties indépendantes dans des transferts comparables »[352].

À cet égard, les contribuables imposables ont le droit de demander une APP préalablement, avant la mise en œuvre de leurs opérations avec des parties liées. Ce droit est également établi pour des non-résidents qui envisagent d'effectuer des opérations par le biais d'un établissement permanent dans le territoire du Venezuela.

D'autre part, la Loi dispose que toute partie liée peut retirer la proposition d'APP, provoquant la fin de la procédure, et ainsi que l'exprime l'article 144 : « *La renonciation de l'une des parties liées sur la valorisation proposée permettra de terminer la procédure »*[353].

En accord avec l'article 145 de la Loi, les contribuables doivent présenter une demande d'APP devant l'administration fiscale, contenant les informations du contribuable et des parties liées, une description des opérations et du contenu de la proposition, en vertu de ce qui suit : « *Les contribuables qui ont l'intention de faire une proposition pour la valorisation des transferts avec les parties liées doivent soumettre à l'administration fiscale, à l'avance, les documents suivants :*

a. Identification des personnes ou entités qui effectueront les opérations, auxquelles se rapportent la proposition, indiquant le nom, la dénomination sociale, le domicile, le numéro d'identification fiscale et le pays de résidence.

b. Description sommaire des opérations à laquelle fait l'objet la proposition. c. Brève description du contenu que la proposition vise à rendre. Les autorités fiscales ont un délai de trente (30) jours pour examiner les documents mentionnés dans cet article et informer les contribuables des éléments essentiels de la procédure, tenant en considération des circonstances particulières de la proposition visant à faire. Dans le cas où l'administration fiscale n'a pas informé sur la procédure après l'expiration de trente (30) jours ouvrables, les contribuables peuvent soumettre la proposition »[354].

352 Art. 143. Loi de l'Impôt sur le Revenu

353 Art. 144. *Ibid.*

354 Art. 145. Ibid.

L'administration fiscale disposera de trente (30) jours pour examiner la demande et informer le correspondant contribuable sur la procédure, cependant dans le cas où l'administration fiscale n'aurait pas répondu dans le délai légal, le contribuable pourra présenter la proposition.

En ce qui concerne les documents qui devront être soumis par le contribuable à la proposition d'APP, l'article 146 en établit explicitement les exigences[355].

À cet égard, la proposition doit contenir une description détaillée des opérations, une analyse fonctionnelle des parties liées impliquées dans la transaction, la justification de la méthode d'évaluation, la monnaie à utiliser, l'identification de rang comparable de pleine concurrence, des informations sur les accords demandés par les parties liées à d'autres juridictions.

Il est important de souligner que les contribuables ont la possibilité de présenter leurs arguments et de fournir la documentation qu'ils jugent appropriée, à tout moment au cours de la procédure, conformément à l'article 147 de la Loi : « *Les contribuables pourront, à tout moment avant la procédure de décision, déposer les allégations et fournir les documents qu'ils jugent pertinents et de proposer la mise en œuvre des tests* »[356].

Cependant, l´Administration Fiscale peut vérifier et réviser la documentation qu'elle juge nécessaire, conformément à l'article 148 de Loi : *« l'administration fiscale pourra procéder à des*

355 Art. 146. Loi sur Impôt sur le Revenu. : *« Les contribuables de la proposition relative à la valorisation des opérations entre parties liées doivent fournir les documents suivants :a. Description, à partir d'un point de vue technique, juridique, économique et financier, des opérations auxquelles se rapportent la proposition, et une description des risques et des fonctions assumées par chacun. b. Description de la méthode de valorisation qui est proposée, mettant en évidence les circonstances économiques comprises comme base pour son application. Les hypothèses fondamentales de la méthode d'évaluation se basent sur ces circonstances économiques. c. Désignation de la monnaie dans laquelle seront acceptées les opérations indiquées dans la proposition. d. Justification de la méthode de valorisation proposée. e. Détermination de la valeur ou des intervalles de valeurs découlant de l'application de la méthode de valorisation. f. Identification des entreprises opérant dans les mêmes marchés et les prix qu'ils appliquent aux opérations comparables qui font l'objet de la proposition, entre des parties indépendantes, ainsi que des indications sur les ajustements effectués. g. Existence de propositions de valorisation effectuée par le contribuable à une autre unité de l'administration fiscale, ou la valorisation proposée estimée ou sous traitement faite par sa filiale à l'étranger devant des administrations fiscales des autres États parties. h. Identification d'autres transferts entre les entités liées à celles qui modifieraient la proposition de prix. i. Toute autre information qui pourra être exigée par l'administration fiscale »*

356 Art. 147. *Ibid*.

révisions et des tests pratiques jugés nécessaires et devra informer les contribuables sur l'issue de ceux-ci »[357].

Après que l'administration fiscale ait analysé la demande du contribuable, celle-ci pourra approuver la proposition initiale ou présentée dans le cadre de la procédure; cependant, l'administration fiscale pourra rejeter la proposition, le tout conformément à l'article 149 de Loi : *« Après avoir analysé la proposition présentée par les contribuables, pour la valorisation des transferts entre parties liées, l'administration fiscale pourra : a. Approuver la proposition faite par les contribuables. b. Approuver la proposition alternative faite par les contribuables dans le cadre de la procédure. c. Rejeter la proposition faite par les contribuables »*[358].

La proposition d'évaluation n´est autre chose qu'une demande que réalise le contribuable devant l´administration afin de respecter la méthodologie d'évaluation de ses transactions avec les parties liées.

Il est important de relever la possibilité pour le contribuable d'utiliser une méthodologie différente de celle prévue par la loi, cependant cette méthodologie devra être internationalement reconnue, conformément à l'article 150 de la Loi : *« En cas d'approbation de la proposition faite aux paragraphes a et b de l'article précédent, sera établi entre les autorités fiscales et les contribuables un accord préalable sur les prix de transfert pour la valorisation des transferts entre parties liées. Cet accord pourrait convenir l'utilisation d'une autre méthodologie, différente de celle qui a été prévue dans la présente loi, à condition que la méthodologie utilise des méthodes internationalement reconnues »*[359].

Par ailleurs, en supposant que la proposition du contribuable soit approuvée par l'Administration Fiscale, le contenu du document devra tout de même contenir les informations suivantes en vertu de l'article 151 de la Loi : *« Le document approuvant la valorisation des opérations avec les parties liées approuvé, devra contenir au moins : a. Lieu et date de son*

357 Art. 148. Ibid.

358 Art. 149. Loi sur Impôt sur le Revenu.

359 Art. 150. Ibid.

exécution. b. Identification des contribuables et des parties liées à la proposition. c. Description des opérations auxquelles la proposition fera référence. d. Les éléments essentiels de la méthode d'évaluation qui en dérivent et les circonstances économiques sous-jacents, qui visent à leur mise en œuvre, en soulignant les principales hypothèses. e. Le délai pour la proposition »[360].

De même, dans le cas où l'administration fiscale refuse la proposition d'évaluation soumise par le contribuable, le contenu du document rejetant cette proposition devra contenir les informations suivantes conformément à l'article 152 de la Loi : *« Le rejet de la proposition sera également énoncé dans un document contenant au moins les informations suivantes : a. Lieu et date de sa formulation. b. Identification des contribuables à la proposition. c. Raison ou raisons pour lesquelles l'administration fiscale estime que la proposition devrait être rejetée »*[361].

Une fois la proposition soumise, l'administration fiscale aura un maximum de douze (12) mois à partir de la date de présentation de la demande d'accord pour examiner, discuter et valider cette proposition comme prévu par l'article 153 de la loi : *« l'administration fiscale aura une période de douze (12) mois à partir de la date où la demande a été enregistrée, pour se prononcer sur la proposition relative à l'évaluation des opérations entre les parties liées. En cas d'absence de réponse de la part de l'administration fiscale après avoir conclu ce délai, dite demande sera considérée comme rejetée »*[362].

Maintenant, si au cours de cette période, l'administration fiscale ne répond pas, le principe du « silence administratif négatif » s'applique et par conséquent il doit être admis que la proposition a été rejetée.

Il est à noter que l'administration fiscale et les contribuables acceptent d'utiliser la méthodologie prévue dans l'accord comme prévu par l'article 154 : *« l 'administration fiscale et les contribuables devront demander à mettre en application ce qui découle de la proposition approuvée »*[363].

360 Art. 151. Ibid.

361 Art. 152. Loi sur Impôt sur le Revenu

362 Art. 153. Ibid.

363 Art. 154. Ibid.

En cas de fraude ou « fausseté » volontaire de l'information au cours de la négociation, l'administration fiscale peut unilatéralement annuler les accords avec le contribuable comme le dispose l'article 155 reproduit ci-dessous : *« l'administration fiscale a la capacité d'annuler les accords de manière unilatérale, à partir de la date de la signature, en cas de fraude ou de la fausseté des informations fournies lors de sa négociation. En cas de violation des termes et des conditions prévues dans l'accord, l'administration fiscale a la capacité d'annuler les accords de manière unilatérale à partir du moment où tel manquement aurait été vérifiée »*[364].

D'autre part, la loi permet aux APP de résulter de négociations avec les autorités compétentes d'un pays avec lequel la République Bolivarienne du Venezuela a signé une convention fiscale, conformément à l'article 156 : *« Les accords préalables sur les prix de transfert pourront résulter d'un accord avec les autorités compétentes d'un pays avec lequel la République Bolivarienne du Venezuela aurait signé un traité pour éviter la double imposition »*[365].

Il est important de remarquer qu´une fois l'APP signé, le contribuable doit fournir un rapport annuel qui démontre le respect de l'accord, rapport qui doit généralement inclure l'examen des prix de transfert selon la méthodologie convenue des transactions au cours de la période couverte par l'APP, ainsi qu'une analyse, et le cas échéant, les variations importantes des résultats concernant l'accord. Cela est prévu à l'article 157 de la loi : *« Les contribuables devront soumettre, avec la déclaration finale de l'impôt, un rapport sur la mise en œuvre de la proposition approuvée, ayant le contenu suivant : a. Les transferts effectués durant la période fiscale qui se rapporte dans la déclaration dont sa mise en œuvre a été approuvée. b. La déclaration indiquant la façon dont ils ont mené l'étude. c. La description, le cas échéant, de toute modification importante de la situation économique. Ces modifications doivent être comprises comme essentielles pour la mise en œuvre de la méthode de valorisation à laquelle la proposition approuvée se réfère »*[366].

364 Art. 155. Loi sur Impôt sur le Revenu

365 Art. 156. Loi sur Impôt sur le Revenu

366 Art. 157. Loi sur Impôt sur le Revenu

Quand un changement important dans la situation économique se produit, le contribuable peut déposer une demande de modification de l'APP original, et annexer tous les documents requis, ainsi que l'énonce l'article 158 [367].

Un autre aspect important de la loi est que l'une des parties peut retirer la proposition d'APP, ce qui entraînera par conséquent la fin de la procédure, conformément à l'article 159 : *« la renonciation de l'une des personnes ou des entités concernées par la proposition amènera à l'achèvement de la procédure de modification »*[368].

En ce qui concerne la demande de modification, l'administration fiscale organisera une audition avec les contribuables dans les 15 jours suivant la notification et décidera, après avoir examiné la documentation présentée si, dans ce cas, une autre modification, dûment justifiée, peut être formulée. Ici, l'administration fiscale répond à tout ce qui précède sur le rejet par les contribuables et les autorités fiscales et prévue dans l'article 160[369].

La date limite pour se prononcer sur la modification de la proposition et ses effets sont prévus par l'article 161 de la Loi : *« l'administration fiscale disposera d'un délai de douze (12) mois après l'audience du contribuable à laquelle fait référence l'article précédent, pour décider de modifier la proposition de valorisation des transferts entre parties liées, et dans le cas où ledit délai a expiré sans réponse, ceci signifiera son rejet. En cas d'approbation des modifications proposées énoncées aux paragraphes a et b de l'article précédent, l'administration et les contribuables de l'impôt doivent appliquer tout ce qui résulte de la proposition approuvée. À cet égard, les autorités fiscales évalueront les opérations qui font l'objet de la proposition par les valeurs qui auraient été faites entre des parties liées, lorsque ces valeurs sont le résultat de la bonne application de l'amendement proposé et approuvé »*[370].

367 Art. 158. *Ibid. « La valorisation proposée pourra être modifiée afin de s'adapter à l'évolution des circonstances économiques, en cas de variation significative de celles-ci. Dans ce cas, les contribuables devront déposer une demande de modification dans laquelle de nouveaux termes seront proposés, y attachant toute documentation qui soutiendrait la proposition. La demande de modification doit être signée par toutes les personnes ou toutes les entités concernées par la proposition »*

368 Art. 159. *Ibid.*

369 Art. 160. *Ibid. « L'administration fiscale, après avoir examiné la demande de modification et la documentation soumise, préalablement assemblé et entendu les contribuables, aura un délai de quinze (15) jours, pour décider. L'administration pourra : a. Approuver la modification présentée par les contribuables. b. Approuver la modification alternative présentée par les contribuables, dans la procédure. c. Rejeter la modification présentée par les contribuables, en confirmant ou révoquant l'approbation de la valorisation proposée. d. Développer une possible modification alternative avec justification »*

370 Art. 161. *Ibid.*

Dans le cas de la révocation de la décision approuvant l'APP, cela se traduira par l'abrogation de celle-ci et les opérations, en vertu de l'accord, pourront être évaluée conformément aux dispositions énoncées à l'article 162 : *« la révocation de la décision d'approuver l'évaluation proposée, constituera l'abrogation de l'accord. Dans ce cas, les transferts entre les parties liées peuvent être évalués conformément aux dispositions des articles 111, 112 et 113 de la présente loi »*[371].

Il est important de préciser que le rejet de la modification apportée par les contribuables « APP » devra fixer le point en cause préalablement établi et définir la modification, conformément à l'article 163 de la Loi : *« Le rejet de la modification présentée par les contribuables constituera l'abrogation de l'accord préalablement établi. En cas d'accord avec l'administration d'un autre État, la modification de la proposition requiert modification de l'accord de valorisation antérieur ou un nouvel accord entre les parties »*[372].

Les « APP » auront en principe une durée de 4 ans à partir de la date de souscription et pour les trois exercices fiscaux subséquents. De manière générale, la durée peut être supérieure en cas d'APP bilatérale ou multilatérale, conformément aux traités internationaux en vigueur, et l'article 164 : *« les accords anticipés sur les prix de transfert seront mis en œuvre durant l'année fiscale en cours à la date de signature et durant les trois (3) années fiscales subséquentes. La vigueur de dits accords pourra s'allonger lorsqu'une procédure amicale aura eu lieu, dans des termes d'un traité international auquel la République est partie »*[373].

En ce qui concerne les dépenses de l'accord, la loi prévoit que ceux-ci sont payables par les contribuables engagés dans l'analyse des propositions dans ce domaine. Par conséquent, le contribuable qui demandera une évaluation des transactions proposées avec les parties liées à l'administration fiscale, sera obligé de couvrir les dépenses occasionnées par l'APP. Il est important de noter qu'à ce jour, l'administration fiscale n'a pas établi de règlement régissant les dépenses générées par l'accord et exprimé à l'article 165 de la Loi comme suit : « les dépenses causées par

371 Art. 162. *Ibid.*

372 Art. 163. *Ibid.*

373 Art. 164. *Ibid.*

des raisons d'analyse des propositions présentées ou par la signature d'accords préalables en matière de prix de transfert seront supportés par le contribuable assujetti en vertu des lois spéciales »[374].

Un autre aspect important du régime APP est que l'administration fiscale ne peut pas s´opposer à l'évaluation des opérations contenues dans l'accord, tant que l'évaluation de ces opérations a été faite en vertu des termes de l'accord. Ceci est l'un des effets les plus importants de l'APP, du point de vue des contribuables, et cela est prévu à l'article 166 : *« la signature des accords présentés dans cette section ne limite en aucune façon l'autorité de surveillance de l'administration fiscale. Cependant, l'administration ne peut pas contester l'évaluation des opérations contenues dans les accords, à condition que les opérations aient eu lieu sous les termes et conditions de celui-ci, sans préjudice des dispositions de l'article 154 de la présente loi »*[375].

En ce qui concerne l'interdiction du dépôt des recours prévus par le Code concernant les APP, la Loi dans son article 167 ne laisse aucune place au doute en déclarant : *« les accords anticipés de prix de transfert et les décisions prises par l'administration fiscale qui sont approuvées ou rejetées, expressément ou tacitement, les propositions de valorisation des opérations effectuées entre les parties liées, leur modification ou les décisions annulant les accord préalables sur les prix de transfert ne seront pas contestés par les moyens prévus dans le code des impôts ou d'autres lois, sans préjudice des voies de recours ouvertes contre les actes de détermination pouvant être émises à la suite de ces décisions ou avancer la mise en œuvre des accords sur les prix de transfert»*[376] .

374 Art. 165. *Ibid.*

375 Art. 166. *Ibid.*

376 Art. 167. *Ibid.*

CHAPITRE II : Le régime particulier des prix de transfert applicable à l'industrie pétrolière

Le régime général des prix de transfert dans l'activité pétrolière dépend de l'existence de parties liées ou contrôlées (**Section 1**) et est soumis à des méthodes spécifiques (**Section 2**).

Section 1 - Définition des parties liées ou contrôlées

Dans la deuxième partie du chapitre III de la loi sur les prix de transfert, la notion de parties liées est très large, d'une part, le législateur utilise la définition d'une partie liée établie dans le Guide OCDE sur les prix de transfert[377] ainsi que l'article 9 qui pose la notion « d'entreprises associées » dans le modèle de convention fiscale en matière d'impôt sur le revenu et le patrimoine de l'OCDE[378]. L'article 116 de la Loi utilise le terme "entreprise", de la manière suivante : « *Pour les fins du présent chapitre, on comprendra par partie liée la société qui participe de manière directe ou indirecte à la direction, au contrôle ou au capital d'une autre société, ou si les mêmes personnes participent directement ou indirectement à la direction, au contrôle ou au capital des deux sociétés* »[379]. Équivalent conventionnel de l'article 57 du Code général des impôts (CGI)[380] en droit fiscal français, il est précisé que « *puisque l'article 57 du CGI ne donne pas définition de la notion de dépendance, la définition a été précisée par l'Administration et la jurisprudence »*[381].

De plus, la loi s'applique y compris lorsqu'il existe une entité indépendante, mais intermédiaire entre les parties liées (l'article 117)[382]. La loi établit également une présomption *« juris tantum »* lorsque des transactions sont réalisées avec des parties domiciliées dans une juridiction à faible imposition, à cette fin, l'article 119 de la loi dispose que, et sauf preuve contraire : *« sont présumées être entre des parties liées, les transferts entre personnes physiques ou morales résidant*

377 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE. Paris, 2010, p.31.

378 Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune, OCD, Paris, 2010, p.196

379 Art. 116. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

380 L'article du CGI est issu d'une loi du 31 du mai 1933.

381 SILBERZTEIN (C) ET GRANEL (B), *La dépendance de fait en matière de prix de transfer*t, Revue de Droit Fiscal, N°51-52, 2016, p. 5

382 Art. 117. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

ou domiciliées dans la République Bolivarienne du Venezuela et les personnes physiques, sociétés ou résidant ou se trouvant dans le cadre de juridictions de basse imposition fiscale »[383].

Dans le cadre de liaison des transactions avec des parties liées à une juridiction de faible imposition, il est nécessaire de réviser le Chapitre II du Régime de transparence fiscale de la loi. On peut noter que ce régime implique l'imposition d'un revenu passif du contribuable qui contrôle des investissements étrangers du contribuable situées dans des États ou territoires considérés comme ayant une faible imposition, indépendamment du fait que le revenu soit distribué à l'actionnaire vénézuélien.

L'article 100 dispose que : *« les éléments suivants sont soumis au régime prescrit dans ce chapitre : les contribuables qui ont des investissements effectués directement, indirectement ou par un intermédiaire, dans les branches, les personnes morales, des biens meubles ou immeubles, des actions, des comptes bancaires ou d'investissement, et toute forme participation dans des entités avec ou sans personnalité juridique, les fiducies, les coentreprises, les fonds d'investissement et de toute autre figure juridique similaire, créée ou organisée en vertu du droit étranger, situé dans des juridictions à faible imposition. Les dispositions de la position du présent article sont applicables lorsque le contribuable peut décider lors du partage ou de la distribution des revenus, les bénéfices ou les dividendes provenant de juridictions à faible imposition. Premier paragraphe : Aux fins du présent chapitre, à moins que le contraire soit présumé, le contribuable a de l'influence sur l'administration et le contrôle des investissements dans des juridictions à faible imposition »*[384].

En ce sens, le facteur de rattachement basé sur l'article précédent est établi lorsque le contribuable a des sociétés d'investissement ou des personnes domiciliées dans une juridiction de faible imposition.

Cependant, il est important de mentionner que l'article 101 de la Loi prévoit une exception au critère de l'influence dans les termes suivants : « *... ne sont pas soumis au régime établi dans le*

383 Art. 119. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

384 Art. 100. *Ibid.*

présent chapitre, le revenu imposable de la conduite des affaires dans les juridictions à faible imposition, lorsque plus de cinquante pour cent (50%) de l'actif total de ces placements se composent des actifs fixe se rapportant à la conduite de ces activités et situés dans de telles juridictions. Toutefois, lorsque le transfert des revenus de l'utilisation ou de la jouissance des biens, des dividendes, des intérêts, des bénéfices de la vente de biens ou de redevances mobiliers et immobiliers, représentant plus de vingt pour cent (20%) de tout le revenu gagné par les investissements des contribuables dans ces juridictions, les dispositions du paragraphe précédent ne sont pas applicables »[385].

A cet effet, l'article 101 prévoit une exception lorsque plus de cinquante pour cent (50%) de l'actif total de ces placements se composent d'actifs immobilisés et une seconde exception indiquant un plafond d'un revenu passif (20%) du total des revenus provenant des investissements des contribuables dans ces juridictions. À cet égard, la doctrine du Venezuela sur les prix de transfert y voit ici une deuxième exception de l'article 101 fondée sur la simple existence de ces revenus passifs, c'est-à-dire *« des revenus provenant des investissements des contribuables dans ces juridictions »*[386].

L'examen des revenus provenant d'activités commerciales telles que le revenu passif semble inadéquat, parce que ces activités impliquent, du point de vue de la réalité économique, l'utilisation de ressources financières, de capital humain et de fonds de roulement, et donc la présence d'une installation fixe commerciale.

Toutefois, l'article 102 de la Loi établit les motifs de l'application du régime de transparence fiscale de la suivante manière : *« aux fins de l'article 102 de la Loi, sont établis les motifs de l'application du régime de transparence fiscale à propos des investissements suivants : 1. Lorsque les comptes ou les investissements de toute nature sont dans des institutions situées dans cette juridiction. 2. Lorsque le contribuable a une adresse postale dans cette juridiction. 3. Lorsque la personne a son siège de direction effective ou de l'administration ou du principal ou à un établissement stable dans cette juridiction. 4. Lorsque le contribuable est constitué dans cette*

385 Art. 101. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

386 ROCHE (E), *Comentarios a la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1999*, Biblioteca de Ciencias Políticas y Sociales, 2000, AVDT, Caracas, Venezuela, p.69
.

juridiction. 5. Lorsque le contribuable a une présence physique dans cette juridiction. 6. Lorsque le contribuable conclut, régule ou perfectionne toute entreprise juridique en vertu des lois de cette juridiction »[387].

Par conséquent, lors de l´application de l'un des paragraphes précédents, l'hypothèse reliant les parties liées et donc l'application du principe de pleine concurrence s'applique. Cependant, la doctrine du Venezuela déclare : *« l'amélioration de l'activité juridique fondé sur la loi de la juridiction de faible imposition suppose un rattachement, qui n´admet pas de preuves contraire »*[388].

À cet égard, comme on le voit, le critère de la Loi est assez large, admettant un lien pour les contribuables qui effectuent des opérations avec une juridiction à faible imposition. Après avoir analysé les principes généraux de la Loi, il est nécessaire de réexaminer l´Ordonnance Administrative par laquelle sont qualifiées les juridictions à faible imposition en matière fiscale[389].

L'Ordonnance Administrative a consacré un système de qualification de juridictions de faible imposition mixte, sur la base de trois critères : a) les régimes fiscaux préférentiels, b) liste noire, c) l'existence ou non d'un traité pour éviter la double imposition, contenant la clause échange de renseignements fiscaux. Elle correspondait aux critères retenus par l'OCDE pour la « définition d'un paradis fiscal »[390]. Ensuite, une juridiction sera considérée comme juridiction à faible imposition si elle répond à ces critères et, par conséquent, sera soumis au régime de prix de transfert si elle répond à l'un des critères énoncés dans la Loi[391].

387 Art. 102. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

388 ROCHE (E), *Comentarios a la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1999*, Biblioteca de Ciencias Políticas y Sociales, 2000, AVDT, Caracas, Venezuela, p.69

389 L´ordonnance Administrative par laquelle sont nommées les juridictions à faible imposition en matière fiscale. Providencia Nº SNAT/2004/232, , publicada en al G.O Nº 37.924 del 26 de abril de 2004.

390 MARCHESSOU (P) ET TRESCHER (B). *Droit Fiscal International et Européen*. Bruylant. Paris, 2018, p. 82 « L'OCDE avait publié en 2000 des listes classant les Etats selon leur degré de coopération internationale. Le contenu des listes a ainsi évolué au fil des années mais leur rôle est pour l'OCDE essentiellement pédagogique la publicité donnée incitant les Etats concernés à donner gages de coopération et à participer au Forum mondial sur la transparence et l'échange de renseignements à des fins fiscales »

391 Art. 1. L´ordonnance Administrative par laquelle sont nommées les juridictions à faible imposition en matière fiscale. Providencia Nº SNAT/2004/232, publicada en al G.O Nº 37.924 del 26 de abril de 2004.

En ce qui concerne les régimes fiscaux préférentiels, l'article 1 de l'ordonnance administrative établit une méthode de comparaison des taux afin d'être qualifié ou non de juridiction à faible taux d'imposition. Il dispose ainsi que sont : *« qualifié de juridictions à faible imposition, celles où l'imposition sur tous les revenus, l'actif total, ou une partie de celui-ci, est nulle ou jusqu'à une aliquote égale ou inférieure à 20% »*[392].

De ce qui précède, il résulte que si le taux de l'impôt sur le revenu est inférieur à vingt pourcent (20%), la juridiction correspondante sera qualifiée de juridiction à faible imposition, cependant, le deuxième alinéa est source de confusion. L'article 2 dresse une liste des juridictions à faible imposition[393].

Hormis l'exception prévue à l'article 3 de l'Ordonnance nº232, qui dispose que dans le cas de la signature d'un traité visant à éviter la double imposition, contenant la clause d'échange d'information financière, ledit pays ou territoire devrait être exclu de cette liste, il convient de noter qu'une juridiction classée comme ayant une faible compétence fiscale sera aussi qualifiée de juridiction à faible imposition.

392 *Ibid.*

393 *« Anguilla, Antigua-et-Barbuda, l'archipel du Svalbard, Aruba, Ascension, Belize, Bermudes, Brunei, Campion d'Italia, Commonwealth de la Dominique, Commonwealth des Bahamas, Émirats arabes unis, État de Bahreïn, Etat du Koweït, Etat du Qatar, État indépendant Western Samoa, Commonwealth de Porto Rico, Gibraltar, grand-Duché de Luxembourg, Grenade, Groenland, Guam, Hong Kong, Îles Caïmans, Île Christmas, Île Norfolk, Saint-Pierre et Miquelon, Isle of Man, Isle Qeshm , Îles Cook, Îles Cocos ou Kelling, Channel Islands (îles de Guernesey, Jersey, Aldemey, Grand Sart, Herm, Little Sark, Brechou, Jethou et Lihou,) îles Falkland, Îles du Pacifique, Îles Salomon, Îles Turques et Caïques , Îles Vierges britanniques, Îles Vierges des États-Unis d'Amérique, Kiribati, Labuan, Macao, Malte, Montserrat, Niue, Palau, Pitcairn, Polynésie française, Andorre, Liechtenstein, Monaco, Royaume du Swaziland, Royaume hachémite Jordanie, République dominicaine, République gabonaise, République libanaise, République d'Albanie, République d'Angola, République du Cap-Vert, République de Chypre, la République de Djibouti, République de Guyane, la République du Honduras, République des Îles Marshall, République du Libéria République de Maurice, la République de Nauru, République du Panama, République des Seychelles, République de Tunisie, République de Vanuatu, République du Yémen, République orientale de l'Uruguay, République socialiste démocratique de Sri Lanka, Samoa, American Saint-Vincent-et-les-Grenadines Santa Elena, République Sérénissime de Saint-Marin, Sultanat d'Oman, Tokelau, Tristan de Cunha, Tuvalu, Îles Canaries Zone spéciale, Free Zone d'Ostrava »*

Section 2 -Les méthodes de prix de transfert

Les prix de transfert ne relèvent pas de la fiscalité classique. Il ne s'agit plus de traiter fiscalement des écritures comptables mais de « déterminer le résultat économique d'un groupe multinational ramené à l'échelle d'un État »[394]. La Loi Vénézuélienne prévoit, dans l'analyse des opérations des contribuables avec des parties liées à l'étranger, l'application de méthodes des prix de transfert de l'OCDE[395]. Les méthodes décrites par la législation sont : la méthode du prix comparable non contrôlé, la méthode du prix de revente, la méthode du coût ajouté, la méthode de répartition des bénéfices et la méthode de marge nette des transactions. La loi les décrit ainsi dans son Article 136[396]: *« l'estimation du prix que les parties indépendantes auraient pu accepter dans des transferts comparables pourra être effectuée par l'une des méthodes suivantes internationalement reconnues : la méthode du prix comparable non contrôlé, la méthode du prix de revente, méthode du coût majoré, la méthode du partage des bénéfices et la méthode de la marge nette transnationale ».*

Selon les principes directeurs des prix de transferts de l'OCDE[397], ces procédés sont classés en deux groupes : les méthodes traditionnelles et les méthodes basées sur les résultats des opérations. Les méthodes traditionnelles sont le moyen le plus direct pour déterminer si les conditions des relations commerciales et financières entre les parties liées sont conformes au principe de l'opérateur indépendant. On applique les méthodes basées sur les résultats des opérations, lorsqu'il est impossible d'appliquer les méthodes traditionnelles individuellement ou quand leur application est impossible.

Les méthodes traditionnelles comprennent la méthode du prix comparable non contrôlé, la méthode du prix de revente et la méthode du coût ajouté. En ce qui concerne les méthodes basées sur les résultats des opérations, ceux-ci envisagent la méthode de partage des bénéfices et la méthode de marge nette des transactions.

394 MOSSART (P) ET MONSELLATO (G), *Les prix de transfert*, Maxima. Paris, 1998, p. 57

395 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE. (Paris, 2010). p. 109

396 Art. 136. Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*

397 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE. (Paris, 2010).p. 109

A/ La méthode du prix comparable non contrôlé

La méthode qui est généralement préférée dans les principes de l'OCDE quand il s'agit de déterminer les bénéfices selon le principe de pleine concurrence est la méthode dite du prix comparable sur le marché libre[398]. Cette méthode compare le prix ou la contrepartie convenue dans les transactions entre parties liées avec les prix connexes convenus dans les transactions distinctes dans des circonstances comparables. L'Article 137 de la Loi prévoit : *« la méthode du prix comparable non contrôlé (CUP en anglais), consiste à comparer le prix touché par transfert de biens ou de services dans un transfert lié, avec le prix de transfert touché pour des biens ou services dans un transfert non lié comparable dans des circonstances comparables »*[399].

L'utilisation de la méthode du prix comparable non contrôlé dépend du fait que les caractéristiques des produits ou services transférés dans les activités contrôlées soient identiques ou similaires aux caractéristiques des produits ou des services transférés dans les opérations distinctes. En ce sens, quand il n'y a pas de différence dans les caractéristiques, ou lorsque ces différences sont quantifiables pour faire des ajustements raisonnables, cette méthode peut être appliquée de manière fiable pour valider le principe pleine concurrence.

La loi prévoit que, pour le contribuable, cette méthode devrait être la première option à considérer pour l'évaluation de ses transactions avec les parties liées. Ceci est indiqué dans l'Article 142 de la manière suivante : *« le contribuable doit tenir compte de la méthode du prix comparable non contrôlé comme premier choix dans le but d'estimer le prix ou le montant de la contrepartie qui serait utilisé avec ou entre des parties indépendantes dans des opérations comparables concernant transferts de biens, de services ou des transferts de droits effectués entre les parties liées. L'administration fiscale va évaluer si la méthode appliquée par le contribuable serait la plus appropriée en fonction des caractéristiques de l'opération et de l'activité économique entreprise… »*[400].

398 VANWELKENHUYZEN (T), *Les Prix de Transfert*, Larcier, Brussels, 2012, p. 27

399 Art. 137. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

400 Art. 142. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

Cette méthode est couramment appliquée dans la pratique pour l'évaluation des produits appelés *« matière première »*, parce qu'il existe un prix de référence pour la commercialisation sur les marchés nationaux et internationaux. Dans le cas vénézuélien, il convient de souligner l'application de cette méthode dans l'analyse des transactions portant sur le pétrole et ses dérivés. Il y a des références dans les marchés internationaux tels que l'Agence Internationale de l'Énergie et de l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), utilisés pour évaluer les prix convenus dans les transactions liées à l'achat et la vente de pétrole et de ses dérivés.

B/ La Méthode du Prix de Revente

Cette méthode est utilisée dans la pratique pour évaluer l'achat de biens à des parties liées qui sont ensuite revendus à des indépendants où le revendeur n'ajoute pas de valeur au produit avant la revente. La Loi définit cette méthode dans l'Article 138 de la manière suivante : *« la méthode du prix de revente (resale price method en anglais) est basée sur le prix auquel un produit qui a été acheté auprès d'une partie liée est revendu à un tiers indépendant. Le prix de revente est diminué avec la marge bénéficiaire calculée sur le prix de revente, qui représente le montant à partir duquel le revendeur cherche à couvrir ses coûts d'exploitation et d'obtenir un bénéfice adéquat tenant compte des fonctions exercées, actifs utilisés et les risques assumés»*[401].

La méthode du prix de revente évalue si la marge de commercialisation ou de la marge brute d'une transaction entre parties liées correspond à la marge réalisée par un revendeur indépendant dans des circonstances comparables. L´OCDE souligne que cette méthode permet certaines différences entre les produits, en donnant une plus grande importance au degré de comparabilité des fonctions, des actifs et des risques[402].

401 Art. 138. Ibid

402 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE. (Paris, 2010). p.114

C/ La Méthode du Coût Ajouté

Cette méthode est utilisée pour examiner les transactions sur le revenu de la partie examinée quand il s'agit de transformation de produits semi-finis ou de services qui sont rendus à des parties liées. La loi décrit cette méthode à l'article 139 de la manière suivante : *« La méthode du coût ajouté est basée sur les coûts supportés par le fournisseur des biens, services ou droits au cours d'un transfert entre partie liées , ajoutant une marge bénéficiaire calculée sur le coût déterminé selon les fonctions exercées et les conditions du marché »*[403].

Cette méthode, comme la méthode du prix de revente, admettant la différenciation entre les produits, donne une plus grande importance au degré de comparabilité des fonctions, des actifs et des risques.

D/ La Méthode de Partage des Bénéfices

Cette méthode consiste à identifier le bénéfice d'exploitation de toutes les entreprises impliquées dans une opération contrôlée, pour ensuite distribuer le revenu proportionnellement, de la même manière que l'auraient fait des parties indépendantes, en tenant compte des éléments tels que les actifs, les fonctions, les risques, les coûts et les dépenses.

La méthode de partage des bénéfices est décrite dans l'Article 140 de la Loi, comme suit : *« la méthode du partage des bénéfices (profit split method en anglais) consiste à affecter du résultat opérationnel obtenu parmi les parties liées à la proportion qui auraient été attribuées à des parties indépendantes : a. Le bénéfice du résultat opérationnel sera estimé par la somme du résultat d'exploitation obtenu par chacune des personnes impliquées dans l'opération liée. b. Le bénéfice du résultat global est affecté à chacune des personnes impliquées considérant certains éléments comme les actifs, les coûts et les dépenses de chacune des parties liées à l'égard des transferts entre ces parties liées. S'il y a un avantage résiduel, obtenu à partir de la baisse du résultat opérationnel affecté aux parties liées qui sont impliquées dans le bénéfice du résultat global et qui ne peuvent être affectés à aucune de ces parties ; ce bénéfice résiduel sera alloué à la même partie*

403 Art. 139. Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

liée, tenant compte, entre autres, des actifs incorporels importants utilisés par chacun d'eux, dans la mesure où ils ont été distribués parmi ou entre les parties indépendantes lors des opération comparables » [404].

Les principes des prix de transfert de l'OCDE[405] recommandent cette méthode pour examiner les transactions qui impliquent le transfert ou l'exploitation des actifs ou des transactions incorporelles étroitement liées à un niveau élevé d'intégration des entreprises, ce qui rend difficile leur examen individuel avec des résultats fiables.

E/ La méthode de Marge Nette Transactionnelle

Cette méthode consiste à comparer le bénéfice net sur un facteur de rentabilité (ventes, coûts, dépenses ou actifs) obtenu par le contribuable dans les transactions avec ses parties liées et celui qu'auraient obtenu des parties indépendantes dans des transactions comparables. La loi décrit cette méthode de la façon suivante : *« La méthode de marge nette transactionnelle permet d'estimer les transferts entre parties liées de l'entité et le résultat opérationnel qu'auraient obtenu les parties indépendantes dans des transferts comparables, sur la base de facteurs de performance qui tiennent compte des variables telles que les actifs, ventes, coûts, dépenses ou les flux de trésorerie »*[406].

Pour appliquer la Méthode de Marge Nette Transactionnelle, de même que pour les méthodes de Prix de Revente et du Coût Ajouté, il faut mener à bien une analyse fonctionnelle pour déterminer l'existence d'une comparabilité entre les opérations des contribuables avec leurs parties liées et les opérations indépendantes.

Dans l'analyse des hydrocarbures et des activités connexes, les résultats financiers des contribuables seraient comparés aux résultats financiers présentés par des sociétés indépendantes exerçant des activités similaires dans des circonstances comparables. Cependant, en raison des

404 Art. 147. Loi sur Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto Sobre la Renta.

405 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 147

406 Art. 141. Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*. op. cit, p. 40

limitations de l'information financière publique disponible sur le marché du pétrole en Amérique latine, il faut pratiquement chercher des entreprises opérant aux États-Unis et au Canada.

Enfin, il faut relever qu'outre les règles générales, le régime des prix de transfert applicable à l'industrie pétrolière tient compte de certaines règles particulières à cette industrie.

Section 3 Analyse de comparabilité

Le principe de pleine concurrence exige de définir si les transactions entre sociétés apparentées répondent aux conditions résultant des pratiques normales de marché entre des parties indépendantes, c'est-à-dire soit qu'il ne doit pas y avoir de différences notables entre les situations comparées pouvant influer « *sur l'élément examiné du point de vue méthodologique* »[407]. À cet égard, la loi précise le champ et la notion d'opération connexe aux articles 120[408] et 121[409], ces articles énoncent: « *Article 120. Il sera compris comme transfert lié celui qui sera effectué entre les parties liées, selon les dispositions de la section II du présent chapitre. Article 121. Il est entendu par transfert non lié celui qui sera effectué entre des parties indépendantes »*[410].Les articles mentionnés ci-dessus de la loi précisent la définition d'une opération entre parties liées par opposition à une opération indépendante, afin de permettre l'analyse de la méthodologie des prix de transfert.

D'autre part, l'article 122 rappelle que les transactions avec ou entre parties liées doivent être comparées à celles effectuées avec des parties non apparentées. Toutes les différences économiquement significatives entre ces transactions pourraient être éliminées grâce à des ajustements raisonnablement précis dans les termes suivants : *« Un transfert non lié sera considéré comme comparable en une opération liée si l'une des conditions suivantes est remplie : 1. Aucune différence, le cas échéant, entre les transferts comparés ou entre des sociétés qui réalisent ces*

407 DELIGNIÈRES (B), *Détermination des bénéfices taxables en France. – Prévention de l'évasion fiscale. – Travaux de l'OCDE sur les prix de transfert. – Transferts indirects de bénéfices entre entreprises dépendantes,* Jurisclasseur Fiscal international, *document consulté sur https://www.lexis360.fr*

408 Art. 120. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

409 Art. 121. *Ibid.*

410*Ibid.*

opérations pouvant avoir une incidence importante sur le prix ou à l'extérieur sur le marché libre ou, 2. des ajustements raisonnablement précis peuvent s'effectuer pour éliminer les effets matériels de ces différences »[411].

Compte tenu des paragraphes a et b de l'article 122[412], pour l'analyse des transactions complexes ci-dessus, il faut déterminer et quantifier ces différences et plus tard les éliminer avec des ajustements précis. À cet égard, la doctrine précise[413] que : *« l'article 1 est un cas indéterminé par la norme, et sa nature subjective laisse une grande une discrétion à celui qui fait l'examen ».* Ainsi, ce concept vague *« d'accommodement raisonnable »*[414] est tiré des principes de prix de transfert de l'OCDE[415], ce qui pourrait entraîner une incertitude sur l'évaluation des opérations entre les parties connexes dans de nombreux cas.

Par ailleurs, il est à noter que la réglementation devrait préciser la notion de caractère raisonnable des paramètres. A ce propos, l'article 123[416] de la loi mentionne les cinq (5) éléments de comparabilité nécessaires pour évaluer les transactions avec les parties liées. De manière significative, en fonction de la méthode utilisée, chacun de ces éléments à une pondération plus lourde lors du choix de la méthode ou des méthodes applicables. La loi prend comme facteurs de comparabilité de référence les principes des prix de transfert de l'OCDE[417], à ce propos l'article énonce : « *pour déterminer les différences visées à l'article précédent, seront pris en compte les éléments pertinents requis selon la méthode utilisée, entre autres. Voici les éléments à considérer :1. Les caractéristiques des opérations. 2. Les fonctions ou les activités, y compris les actifs utilisés et des risques pris dans les opérations de chacune des parties impliquées dans l'opération. 3. Les modalités contractuelles. 4. Les circonstances économiques et 5. Les stratégies d'entreprise, y compris celles liées à l'insertion, la préservation et l'expansion du marché »*[418].

411 Art. 122.

412 Ibid.

413 DARRIGO (C). *Régimen Venezolano de Precios de Transferencia*, Legis, Caracas, 2015, p. 44

414 Ibid.

415 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010, p. 46

416 Art. 123. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

417 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010. p. 46

418 Art. 123. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

Il faut souligner que l'ordre de ces facteurs de comparabilité a été quelque peu modifié par les travaux dans le cadre du projet BEPS : « *les dispositions contractuelles deviennent le point de départ de l'identification des relations commerciales et financières dans le cadre de l'analyse de comparabilité* »[419], à la place des caractéristiques des biens ou services dans les principes des prix de transfert de l'OCDE du 2010.

En bref, les éléments de comparabilité sont essentiels pour évaluer le principe de pleine concurrence et, dans la majorité des cas, les circonstances de l'opération permettront de comprendre si le prix ou la marge est équivalente à celles qui seraient appliquée entre des parties indépendantes. Chaque élément de la comparabilité dépendra des circonstances de fait du cas considéré (A), le critère de la réalité économique, ses fonctions, est alors prioritaire dans l'application du régime des prix de transfert (B).

A/ Les caractéristiques des opérations

Dans l'analyse des facteurs de comparabilité, les caractéristiques des transactions devraient être analysées dans un premier temps, afin d'identifier si les produits ou services sont similaires ou, si possible, d'identifier les différences entre la transaction en cours d'analyse avec des transactions entre entités indépendantes, le tout afin de déterminer avec précision si ces opérations sont réellement comparables. À cet égard, l'article 124 de la loi prévoit ce qui suit : *« la comparaison entre les caractéristiques des biens ou des services devra être exécutée, dans le but de déterminer le degré de similitude des transferts liés et non-liés. Dans le cas de transferts de biens matériels, il doit être tenu compte des caractéristiques physiques des biens, la qualité, la disponibilité et le volume de l'offre, entre autres. Dans le cas de prestation de services, la comparaison devra être effectuée sur la base des caractéristiques concernant la nature et la durée du service. Dans le cas des biens immatériels doivent être pris en considération les caractéristiques relatives à la forme de transfert (vente ou licence), le type de droits de propriété (intellectuelle ou industrielle), la durée, le degré de protection et les bénéfices escomptés de l'utilisation des droits de propriété »*[420].

419 SILBERZTEIN (C) ET GRANEL (B), *Prix de transfert : précisions sur la notion de « comparables »*, Revue de Droit Fiscal, N°, 2016, p. 6

420 Art. 124. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

L'article mentionné ci-dessus mentionne les conditions qui doivent être prises en compte pour la comparaison des actifs incorporels, la fourniture de services et de biens incorporels, en fonction de leurs caractéristiques.

Dans le cas de transfert de biens matériels dérivés d'hydrocarbures et les activités connexes, les caractéristiques physiques de la propriété en question, la qualité et la fiabilité, la disponibilité sur le marché et les volumes d'approvisionnement devraient être pris en compte. En ce qui concerne les services en relation avec ces activités, la nature et l'étendue du service sont observées. Enfin, dans le cas d'actifs incorporels dans la forme de l'opération, la durée, le degré de protection et les avantages attendus à obtenir par l'utilisation de la propriété sera discuté.

Cependant, la similitude des caractéristiques des propriétés d'hydrocarbures ou de ses dérivés est particulièrement pertinente en essayant d'appliquer la méthode du prix comparable non contrôlé, qui compare les prix applicables entre parties liées aux prix applicables entre parties indépendantes.

D'autre part, il est nécessaire d'analyser les actifs incorporels à transférer à travers les biens matériels ou des services provenant des activités d'hydrocarbures, en particulier les cas d'extraction et de mise à niveau du pétrole extra-lourd, le contribuable devrait se demander s'il y a un transfert des actifs incorporels dans ces opérations.

B/ L'analyse des fonctions, des actifs et des risques.

L'analyse des fonctions, des actifs et des risques encourus par le contribuable est connue comme "analyse fonctionnelle". Il est à noter que cette analyse est l'épine dorsale de la méthode de prix de transfert. Les articles 125[421], 126[422] et 127[423] de la Loi se réfèrent à cette analyse.

1 - Analyse fonctionnelle

Afin d'examiner les fonctions ou activités des transactions analysées, l'article 125[424] de la loi mentionne les considérations à prendre en compte pour préparer les fonctions d'analyse dans les termes suivants : *« Il faudra comparer les fonctions exercées par les parties et la comparaison sera basée sur une analyse fonctionnelle visant à identifier et évaluer les activités et les responsabilités économiquement significatives entreprises par des parties indépendantes et des parties liées, en accordant une attention particulière à la structure et l'organisation des parties. Les fonctions telles que la conception, la fabrication, l'assemblage, la recherche et le développement, les services, l'approvisionnement, la distribution, le marketing, la publicité, le transport, l'exploitation et la gestion devront être considérées. De même, l'importance économique de ces fonctions sera précisée en fonction de leur fréquence, nature et valeur pour les parties respectives au transfert. Les principales fonctions exercées par la partie soumise à l'analyse doivent être identifiées, afin d'opérer des ajustements pour éliminer toute différence importante par rapport aux fonctions remplies par une partie indépendante considérées comme comparables »*[425].

De ce qui précède, nous pouvons retenir que l'analyse fonctionnelle peut déterminer les activités principales et secondaires des parties de la transaction, qui sont mises en place pour déterminer si le prix ou la marge sont pleinement concurrentiel. Il est intéressant de noter que les activités doivent être compatibles avec les principales activités du contribuable ou du groupe en question.

421 Art. 125. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta.*

422 Art. 126. *Ibid*.

423 Art. 127. *Ibid.*

424Art. 125. *Ibid.*

425 *Ibid.*

Cependant, dans l'analyse des activités d'hydrocarbures et d'activités connexes, une attention particulière devrait être accordée à la capacité financière et juridique avec lequel le contribuable remplit ses fonctions, ainsi que la structure et l'organisation du contribuable et de son groupe multinational, dans le but de veiller à ce que la rémunération soit basée sur les fonctions exercées par chacune des parties.

2 - Analyse d'actifs

Cette analyse vise à identifier et analyser les actifs des parties liées à la transaction ; l'article 126 le décrit dans les termes suivants : *« pour identifier et comparer les fonctions exercées, les actifs employés devraient être analysés, compte tenu du type d'entité »*[426].

Ainsi, il doit être déterminé si les parties liées détenaient des actifs utilisés dans le développement de fonctions. L'article mentionne que doit être considéré le type d'actifs utilisés et sa nature. Il convient également de considérer si la partie liée à un grand investissement dans les actifs, tels que les activités pétrolières, et si elle génère un rendement qui permet une rémunération de pleine concurrence.

3- Analyse des risques

L'article 127 de la loi prévoit les considérations au niveau des risques assumés par les parties à prendre en compte pour l'analyse de comparabilité : *« seront pris en compte les risques entrepris par les parties dans le but de comparer leurs fonctions exercées. Les types de risques à prendre en compte comprennent les fluctuations du marché tels que le prix de ces produits finaux et les risques de perte liés à l'investissement et à l'utilisation des droits de propriété, les bâtiments et les équipements ; des risques dans le succès ou l'échec de la recherche ou du développement ; des risques financiers comme ceux de la variabilité des taux de change ; des risques de crédit et autres »*[427].

426 Art. 126. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

427 Art. 127. *Ibid.*

Cette analyse est importante pour évaluer la cohérence entre les risques encourus et les fonctions et les actifs utilisés dans l'opération en cause. Dans le cas des activités d'hydrocarbures, si le contribuable assume un risque supplémentaire dans la transaction entre parties liées, il devrait recevoir une plus grande rémunération pour les risques assumés, dans le cas contraire l'érosion de l'assiette fiscale pourrait surgir.

Il est important de noter que sur le marché du pétrole, la prise importante de risque se traduit généralement par une rémunération plus élevée. Pour cette analyse, il est nécessaire de connaître et de comparer les risques pris par la partie impliquée avec ceux pris pour la réalisation de transactions similaires entre parties indépendantes. Ainsi, il sera possible d'évaluer si les risques assumés par une partie ont une incidence sur les prix ou les marges de la transaction en cause.

C/ Clauses contractuelles

La loi prévoit les conditions contractuelles à prendre en considération dans l'évaluation des transactions entre parties liées. Cette analyse vise à identifier les conditions contractuelles qui ont été convenues dans les opérations en cours d'analyse, ainsi que de connaître son impact sur la détermination des prix ou des marges de pleine concurrence. À cet égard, l'article 128 de la loi prévoit : *« La répartition des responsabilités, des risques et des bénéfices entre les parties doivent être effectués en considérant également les dispositions contractuelles définies explicitement et implicitement, la conduite des parties au transfert et les principes économiques qui régissent généralement les relations entre parties indépendantes »*[428].

En évaluant les conditions contractuelles, les conditions dans lesquelles les activités s'organisent doivent être vérifiées, telles que : les responsabilités, les risques, les bénéfices et d´autres circonstances prévues dans les contrats. Les transactions indépendantes reflètent généralement, d´une manière expresse ou implicite, la façon dont les parties se répartissent les responsabilités, les risques et les bénéfices. Cependant, dans le cas des transactions entre parties

428 Art. 128. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

liées, il convient de prendre en considération le fait que souvent, elles ne sont pas entièrement régies par les modalités et les considérations contenues dans les contrats écrits. Par conséquent, il est nécessaire de déterminer quelles sont les conditions qui régissent effectivement les relations entre ces parties.

Dans l'analyse des conditions contractuelles, on peut observer quelles sont les fonctions et les risques que doivent effectuer chaque partie impliquée dans l'opération, ainsi qu´identifier les spécifications et les conditions qui ont été convenues. Il peut y avoir des situations dans lesquelles les opérations effectuées par les contribuables, exerçant des activités d'hydrocarbures, se réalisent dans d'autres circonstances que celles prévues dans les contrats. Afin de déterminer si les faits et les circonstances des parties impliquées dans la transaction sont conformes aux dispositions de ces termes, dans ce sens, le critère de la substance économique dominera celui de la base contractuelle.

D/ Circonstances particulières

1 - Circonstances économiques

La loi établit les circonstances économiques qui devraient être prises en compte dans l'analyse de comparabilité, en tenant compte des différences qui peuvent exister dans les marchés où les groupes multinationaux opèrent. L'article 129 de la Loi prévoit ce qui suit: *« Les circonstances économiques seront considérées afin de déterminer le degré de comparaison des marchés dans lesquels opèrent les parties indépendantes et des parties liées, y compris la situation géographique, la taille des marchés, le niveau de concurrence sur les marchés, les positions concurrentielles sur les acheteurs et les vendeurs, la position des entreprises dans le cycle de production ou de distribution, la disponibilité des biens et des services de substitution, les niveaux d'intrants et de la demande du marché, le pouvoir d'achat des consommateurs, la nature et l'étendue de la réglementation gouvernementale du marché, les coûts de production, les coûts de transport, le niveau de marché (détail ou en gros), la date et l'heure des transferts et autres »*[429].

429 Art. 129. *Ibid.*

Ceci doit être pris en considération dans l'analyse des transactions entre parties liées, car les prix peuvent varier en fonction du marché géographique où les opérations sont effectuées. Il est donc nécessaire d'étudier les circonstances économiques des parties liées et non liées, et de voir s'il y a des différences qui peuvent avoir des effets sur la détermination des prix ou des marges, ainsi les différences peuvent être éliminées grâce à des ajustements économiques raisonnables.

Dans le cas vénézuélien, il est nécessaire d'analyser les circonstances économiques, telles que le risque souverain et les différences des marchés géographiques. Les changements dans le cadre juridique et fiscal au cours des dernières années ont affecté le soi-disant « *risque souverain* », il implique la possibilité que le gouvernement du Venezuela ne se conforme pas à ses obligations internationales de paiement (paiement de la dette). Il est à noter que ces facteurs peuvent influencer les conclusions de l'évaluation des transactions entre parties liées.

Un autre aspect à considérer est l'effet du contrôle des changes affectant le rapatriement des bénéfices à l'étranger. Dans le Journal officiel n ° 37614 du 21/01/2003 a été publié le décret présidentiel n ° 2278[430], par lequel le Ministre des Finances est habilité à prendre des mesures temporaires visant à établir des limites ou des restrictions à la convertibilité de la monnaie nationale et le transfert de fonds du pays à l'étranger, ce qui devrait en principe relever des compétences de la Banque Centrale du Venezuela (BCV). C´est ainsi que le régime de contrôle des changes a été créé au Venezuela, en instaurant une limite pour l'achat et la vente de devises dans le système national.

Ce marché des changes restreint a été initialement développé dans la convention d'échange n ° 1 en date du 5 Février 2003[431], qui a établi, entre autres, que la BCV serait l'organisme chargé de centraliser l'achat et la vente de devises, qui doit être en conformité avec les termes de la même convention, les exigences, les procédures et les restrictions établies par le Centre National de Commerce Extérieur (CENCOEX, anciennement la Commission de l'administration des changes, CADIVI)[432].

430 Decreto Presidencial 2278. Gaceta Oficial del 21 de enero de 2003.

431 Convenio Cambiario N° 1, publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.625 de 5 de febrero de 2003.

432 En ligne. www.cencoex.gob.ve consulté le 21 novembre 2017].

La BCV et l'Exécutif National, à travers le Ministère du Pouvoir Populaire de l'Économie et des Finances, ont signé plusieurs accords d'échange, dans lesquels ont été établis les taux et les modalités d'obtention de devises de change officiels.

Ce qui suit est un résumé des accords d'échange en vigueur depuis la création du régime de contrôle des changes : conformément au règlement général de système d'administration des changes complémentaires « SICAD »[433], seules les personnes physiques et morales résidentes ou domiciliées sur le territoire national peuvent faire des offres pour l'achat de devises ou de titres libellés en devises par la « SICAD »[434]. Cependant, dans le cas d'opérations ou de titres de vente de change libellés en devises par la « SICAD »[435], par le secteur privé, celles-ci peuvent être exécutées par toute personne physique ou morale, même si elles ne sont pas résidentes ou domiciliées sur le territoire national.

Les opérations auprès de la « SICAD »[436] peuvent être faites uniquement par les institutions autorisées : banques universelles, banques d´épargne et de prêts commerciaux en cours de restructuration. L'institution autorisée peut être différente de celle utilisée en tant qu'opérateur d'échange afin d'effectuer des opérations à travers CENCOEX[437].

Dans le cas des personnes morales domiciliées dans le pays, elles pourraient acheter des devises étrangères ou des titres en monnaie étrangère par la SICAD[438], jusqu'à concurrence du montant maximal déterminé par CENCOEX[439], dans les circonstances indiquées ci-après : a) Les importations de biens et services à des secteurs stratégiques, avec la chaîne de production élevée ; ou b) Les importations de biens pour les régions économiques qui permettent le développement,

433 Resolución N°13-07-01, publicada en la Gaceta Oficial N°40.200 el 3 de julio de 2013, mediante la cual se dictan las Normas Generales del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD)

434 *Ibid.*

435 *Ibid*.

436 *Ibid.*

437 En ligne. www.cencoex.gob.ve consulté le 21 novembre 2017]. Op. cit, p 104

438 Resolución N°13-07-01, publicada en la Gaceta Oficial N°40.200 el 3 de julio de 2013, mediante la cual se dictan las Normas Generales del Sistema Complementario de Administración de Divisas (SICAD). Op. cit, p 105

439 *Ibid*.

qui ne disposent pas d'Autorisation de Liquidation de Devises « ALD » délivrée par le « CENCOEX » (avant CADIVI) restant à liquider, ou qui n'a pas reçu les paiements en devises « ALD », dans les 60 jours précédant la date de l'acte de vente spéciale organisée par l'Institut.

2 - Stratégie d'affaires

La Loi prend en compte les aspects relatifs aux stratégies d'affaires dans les opérations liées pour établir la politique de prix de transfert. Sur la base de ce facteur de comparabilité, une baisse des bénéfices provenant des opérations conclues par le contribuable avec ses parties liées peut être obtenue . Ce mécanisme est décrit à l'article 130 de la manière suivante : *« sont considérés comme des aspects relatifs aux caractéristiques des stratégies d'affaires : la diversification, l'aversion au risque, l'évaluation de l'impact des changements politiques et de la législation du travail, des stratégies ou expansion de la pénétration du marché existants et prévus ; ainsi que tous les aspects qui sont pris en charge dans le fonctionnement quotidien de l'entreprise »*[440].

À la suite de ces stratégies d'affaires, les coûts doivent être supportés par la partie liée qui en reçoit les avantages, en donnant la possibilité raisonnable que cette stratégie entraîne un bénéfice raisonnable à l'avenir, dans un délai raisonnable. En outre, on peut imaginer des situations dans lesquelles le prix de transfert n´est pas similaire à celui qu´auraient convenu les parties indépendantes dans des opérations similaires.

Il est important de remarquer que « *les délais de prescription* »[441] dans ces cas peuvent constituer un obstacle à la révision des années précédentes par l'administration fiscale si les bénéfices attendus ne se produisent pas à l'avenir, et de vérifier si ces stratégies sont raisonnables.

440 Art. 130. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

441 RODRÍGUEZ (R). "*Tratamiento fiscal de los precios de transferencia en el Impuesto sobre la Renta Venezolano*". Precios de Transferencia una Venezuela: Una Visión Global. Centro de Estudios Fiscales SENIAT, Caracas, Venezuela, p.76.

3 - Autres lois et règlements de change en vigueur

La loi contre les opérations de change illégales vise à réglementer les modalités et les conditions dans lesquelles les organes compétents pour le régime de gestion des devises, exercent les pouvoirs conférés en vertu des dispositions en vigueur, ainsi que les paramètres de base pour la participation des entités publiques et privées dans l'acquisition de devises et les questions de fait.

Les contrôles des changes, ajouté aux dévaluations, doivent être pris en considération pour les analyses des transactions avec les parties liées à l'étranger. D'une manière générale, lors de l'analyse de la situation économique il convient d'être attentif aux faits ayant eu lieu dans le pays tels que les expropriations, les restrictions sur le rapatriement des bénéfices, les modifications à la législation fiscale et l'annulation des contrats pétroliers.

4 - Analyse des opérations séparées et combinées

La loi prévoit le principe de pleine concurrence qui suppose la comparaison des résultats en prenant en compte opération par opération. À cet égard, il faut appliquer la méthodologie de transaction d'analyse des prix de transfert, de sorte que le résultat soit aussi précis que la valeur du marché conformément à l'article 131 qui dispose : *«la détermination de la valeur de ce qui avait été accepté par des parties indépendantes à des transferts commerciaux de biens ou de services qui ont été faites entre des parties liées, sera effectuée transfert par transfert, sauf dans les cas où les transferts distincts sont étroitement liés ou sont suivis l'un de l'autre, un transfert par transfert ne pouvant pas être évalué de façon appropriée. Par conséquent ils devront être évalués ensemble en utilisant la même méthode. Dans les cas où plusieurs transferts ont été acceptées ensemble, ils doivent être évalués séparément et obtenir ainsi le prix de transfert pour chaque article, afin d'examiner si le prix du transfert dans son ensemble serait celui qui aurait été convenu par des parties indépendantes »*[442].

442 Art. 131. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

Toutefois, comme la loi indique, il y a des circonstances dans lesquelles les opérations distinctes sont liées, comme cela peut être le cas de l'industrie pétrolière, qui ne peut être évaluée de manière indépendante. C'est le cas, par exemple des contrats à long terme pour la fourniture de biens ou de services à « PDVSA » et l'utilisation des actifs intangibles qui découlent de l'activité de l'industrie.

Par dérogation à la règle, lorsque les opérations sont étroitement liées, et pour des raisons de grands volumes de transactions, il pourrait être difficile de déterminer un prix pour chaque opération, il est permis d'analyser l'ensemble des transactions. En effet, dans cette situation, il est plus raisonnable de déterminer le prix de pleine concurrence en combinaison pour les transactions en général plutôt que pour chacune d'entre elles.

Dans la pratique, ces opérations doivent être évaluées ensemble en utilisant les méthodes de dispositions relatives à la concurrence à part entière de la loi. Il est important de noter qu'il existe des transactions relatives aux parties liées contractées séparément qui doivent être évaluées ensemble pour déterminer si elles sont conformes au principe des opérateurs indépendants. Cependant, il existe d'autres opérations contractées globalement entre ces mêmes groupes économiques qui doivent être évaluées séparément. Toutefois, l'administration fiscale doit examiner si, dans son ensemble, le prix de transfert pour différentes transactions correspond au principe de pleine concurrence.

Section 4 - Les autres critères

A/ Le rang ou l´intervalle de pleine concurrence

La loi permet l'utilisation des rangs ou des intervalles s'il est impossible d'obtenir un prix ou la marge exacte pour déterminer si une transaction entre parties liées correspond au prix, ou de la marge, qui aurait été utilisée dans les transactions sans lien de dépendance dans des opérations comparables, ainsi le décrit l'Art. 132 : *« Dans le but de déterminer le prix qui sera utilisé entre des parties indépendantes dans des transferts comparables,* des *prix ou des marges uniques seront utilisés . Cependant, des rangs ou des intervalles résultant de l'application de la méthode ou des méthodes peuvent être utilisés lorsque le prix qui aurait été utilisé par des parties non*

indépendantes ne constituerait pas un prix ou une marge exacte et génère seulement un rapprochement de ces transferts et des circonstances comparables »[443].

Sur la base de ce qui précède, le libellé semble donner lieu à l'application d'un intervalle interquartile ou, le cas échéant, toute autre méthode statistique, lorsque deux ou plusieurs opérations sont comparables. Il faut mentionner que pour la réussite de l'application de l'intervalle de pleine concurrence, on doit obtenir des opérations indépendantes. L'administration fiscale, par décret administratif n°90[444], établit le rang interquartile comme mesure statistique et son application fixe les prix ou les marges de pleine concurrence.

B/ Utilisation de plusieurs périodes de rapports financiers

La Loi autorise l'utilisation des données des années précédentes pour déterminer le prix de transfert. Cela nous permet de comprendre les faits et les circonstances de la transaction analysée, ainsi prévue par l'article 134 de la Loi, qui prévoit que : *«Des données des années précédentes peuvent être utilisées dans les prix de transfert, afin de déterminer, entre autres circonstances, l'origine des pertes déclarées (si elles font partie d'autres opérations similaires générées des pertes ou sont le résultat des conditions économiques spécifiques des années précédentes) ; le cycle de vie du produit ; les cycles de vie de l'entreprise pertinents de produits comparables ; les conditions économiques comparables ; les clauses contractuelles et les conditions réelles de fonctionnement entre les parties »*[445] .

Sur la base de ce qui précède, la Loi permet d'analyser la période auditée et les années précédentes, pour obtenir des informations qui peuvent expliquer les circonstances économiques qui ont eu un impact sur les résultats de l´exercice considéré. Ces données servent, à leur tour, à établir le cycle de vie d'un bien ou d'un service, tant de la partie analysée que des potentiels comparables. En outre, ces données peuvent améliorer la sélection des transactions comparables, parce que les résultats de plusieurs années peuvent indiquer des différences dans les

443 Art. 132. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

444 Providencia Administrativa N 390 del SENIAT.

445 Art. 134. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

caractéristiques de comparabilité et conduire à un rejet des comparables. L'article 134 dispose également qu'un des aspects qui doit être pris en considération est celui des pertes que pourrait subir un contribuable vénézuélien qui effectue des opérations à l'étranger[446].

L'analyse des pertes de plusieurs exercices peut être effectuée par l'administration fiscale à travers la politique de prix de transfert du groupe économique. La réalisation d'un ajustement des prix de transfert résultant du rejet de l'utilisation des pertes récurrentes par l'administration pourrait donner lieu à un ajustement correspondant basé sur la loi. Toutefois, un contribuable pourrait faire valoir que l'activité qui génère des pertes sur le territoire vénézuélien peut être utile pour obtenir les avantages du groupe économique et que ces pertes peuvent être dues à des stratégies d'affaires du contribuable.

Il faut noter que le rendement financier d'un projet pétrolier peut être projeté à moyen et à long terme. En ce sens, le résultat opérationnel dans la phase initiale du projet ne sera pas égal à ceux que l'on souhaite dans les prochaines phases. À cet égard, une évaluation des prix de transfert appliqué sur un exercice fiscal dans le laps d'un projet pétrolier pourrait être inexacte.

Dans les industries lourdes, comme dans le cas de l'industrie des hydrocarbures et des activités analogues, le rendement des projets d'investissement est généralement à long terme. Dans de telles circonstances, l´utilisation de l'information financière de diverses périodes serait rationnelle, afin d'atténuer les fluctuations du marché international du pétrole. Elle permettrait de même, tant à l'administration qu'au contribuable, d'analyser le cycle économique de l'industrie pétrolière sur le marchés national et international.

C/ Prise en compte des effets des politiques gouvernementales

La loi prévoit l'analyse des différences existantes entre les conditions relatives à l'intervention de l'État qui affecte les prix ou les marges des transactions entre des sociétés liées et celles qui ont

446 *Ibid.*

été réalisées entre des entreprises indépendantes. L´Article 135 en dispose ainsi de la manière suivante : « *Le contrôle des prix, le contrôle des taux d'intérêt, le contrôle d'échange, les contrôles quant au paiement de services et la gestion des frais généraux et d'administration, les contrôles sur les paiements de redevances, subventions à des secteurs particuliers, les politiques antidumping ou les obligations de taux d'échange »*[447].

Partant de ce qui précède, la Loi permet au contribuable de ne pas respecter le principe de pleine concurrence, en raison de certaines circonstances qui pourraient toucher la détermination des prix de transfert, tels que les politiques interventionnistes de l'État, visés à la section des circonstances économiques. Les contrôles des prix, les contrôles des taux d'intérêt et les contrôles des changes ont en effet un impact significatif sur les résultats financiers des contribuables. Dans ces cas, l'administration fiscale doit tenir compte de ces politiques et leur impact sur les opérations du contribuable avec ses parties liées à l'étranger. L'interventionnisme étatique affecte également la disponibilité des revenus ou des charges déductibles dans le calcul de l'impôt sur le revenu, si un paiement ne peut être effectué à cause des restrictions du gouvernement, il se produirait un sursis de revenus ou de charges.

D/ Documentation de prix de transfert

Les contribuables qui effectuent des transactions avec des parties liées à l'étranger doivent présenter une déclaration supplémentaire à la déclaration d'impôt sur le revenu. L'article 168 de la Loi prévoit ce qui suit : *« les opérations entre les parties liées effectuées dans une année fiscale doivent être signalées aux autorités fiscales par une déclaration de procuration qui sera rendue au mois de juin suivant la fin de l'exercice fiscal, selon les termes établis par l'Administration Fiscale »*[448].

Cette déclaration contient les informations détaillées du contribuable, ses transactions avec les parties liées et la méthode appliquée dans l'analyse faite par le contribuable pour évaluer les prix convenus dans ces opérations. L'administration fiscale a réglementé, par décision

447 Art. 135 Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

448 Art. 134. Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

administrative[449], la forme, les exigences et les instructions pour la présentation de la déclaration informative.

La Loi contient également une longue liste détaillant les documents que le contribuable devra conserver, afin de les fournir à l'administration fiscale en cas de contrôle. Cette liste comprend les fonctions, les actifs, les risques, la structure organisationnelle de l'entreprise, les opérations connexes, les parties liées impliquées dans la transaction, le montant des transactions, la monnaie utilisée, les accords conclus entre le contribuable et ses parties liées, entre autres.

Cette documentation est utilisée, dans l'ensemble avec la déclaration informative, pour l'évaluation du risque éventuel encouru par les contribuables dans les opérations avec leurs parties liées et pour les vérifications des prix de transfert. Cette liste est prévue dans l'Article 169[450].

449Providencia Administrativa N° SNAT-2003-2424, Gaceta Oficial N° 37879 del 23 de diciembre de 2003

450 *Art. 169. Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto Sobre la Renta. « La documentation et les informations relatives au calcul des prix de transfert indiqués dans les formulaires de déclaration approuvés par l'administration fiscale, doit être conservé par le contribuable au cours de la période prévue par la loi, dûment traduits dans la langue espagnole, si tel est le cas. À cette fin, la documentation et de l'information à garder sera, entre autres, les suivantes : a. Liste des actifs fixes utilisés dans la collection des revenus regroupés par concept, y compris les méthodes utilisées dans leur dépréciation et la comptabilité de coût historique et l'implication financière de la cession de la même, ainsi que les documents qui appuient l'acquisition de ces actifs fixes et les documents à l'appuyant dite transfert ou opération. b. Les risques inhérents à l'entreprise tels que : les risques commerciaux, risques financiers encourus dans la production, la transformation, la commercialisation, la vente de biens et / ou de services fournis par le contribuable, s'ils sont sensibles à la valorisation et / ou la comptabilité. c. Organigramme de la société et / ou des groupes, des informations fonctionnelles des ministères et / ou des divisions, des partenariats stratégiques et des canaux de distribution. d. Noms et prénoms, nom et / ou nom de l'entreprise, numéro d'enregistrement d'informations fiscales, adresse légale et le pays de résidence du contribuable domicilié dans la République bolivarienne du Venezuela, ainsi que des informations sur les parties liées, directement ou indirectement, de la documentation qui soulève le caractère de la liaison précitée ; type d'entreprise, les principaux clients et actions d'autres sociétés. e. Information sur les transferts avec les parties directes ou indirectes liées, la date, le montant et la devise utilisée. f. Dans le cas des sociétés multinationales ainsi que les principales activités développées par chacune des sociétés du groupe, le lieu de réalisation, les opérations développées y compris le programme ou tout autre élément à partir duquel se pose la participation des entreprises au sein du groupe ; les contrats portant sur le transfert des actions, les augmentations ou les augmentations ou les diminutions du capital, le rachat d'actions, les fusions et d'autres importants changements corporatifs. g. Les états financiers pour l'exercice du contribuable, établis selon les principes comptables généralement reconnus ; le bilan général, le bilan des résultats, les états de mouvement du compte du capital et le tableau du flux d'espèces. h. Des contrats, des accords ou des conventions parvenus entre le contribuable et les parties liées à l'étranger (les accords de distribution, des ventes, des crédits, l'établissement des garanties, les licences "savoir-faire" l'utilisation de marque commerciale, le droit d'auteur et la propriété industrielle, sur la répartition des coûts, la recherche et le développement, la publicité, la création de fiducies, les placements en actions, placements dans des titres, etc.); ainsi que la documentation relative à la nature des actifs incorporels et des actifs incorporels, la valeur de marché, l'emplacement, le degré de protection des droits de propriété disponibles, les droits d'utilisation des incorporels ou de biens incorporels type droit de propriété, industrielle ou intellectuelle, les avantages attendus, la cession de l'utilisation en retour de tout autre bien ou service, forme de transfert, les installations de location et de l'équipement. g. Les informations relatives aux stratégies d'affaires ; le volume des transferts, les politiques de crédit, les méthodes de paiement, l'assurance qualité, certification nationale et internationale de produits ou de services, les contrats d'exclusivité, les garanties, entre autres. l. Des états des coûts de production et le coût des biens et / ou services vendus, le cas échéant. m. Ou les méthodes utilisées pour déterminer les prix de transfert, indiquant les critères et facteurs objectifs considérés pour déterminer que la méthode est la plus appropriée pour l'opération ou d'affaires. n. Information sur les transferts de sociétés comparables, indiquant les postes et les montants comparés, afin d'éliminer la surestimation ou sous-estimation des rubriques et des comptes qui ne peuvent pas être touchés. o. Des informations spécifiques sur les parties liées se trouvant à l'étranger sont ou celles qui ont fait l'objet d'un audit sur les prix de transfert, ou celles qui se trouvent dans des litiges de nature fiscale sur les prix de transfert pour les autorités ou les tribunaux. En outre, les informations d'état du processus de litige. Dans le cas de résolutions émises par les autorités compétentes ou il y ait un jugement définitif par les juridictions compétentes, doit conserver une copie des décisions pertinentes. p. Information mensuelle relative au contrôle des entrées, des sorties et des stocks de produits en notant la méthode utilisée pour le contrôle de l'inventaire et leur valorisation. Des informations relatives à l'analyse fonctionnelle et le calcul des prix de transfert. Toute autre information jugée pertinente ou qui peut être exigé par l'administration fiscale. Paragraphe : Lorsque les données se trouvent dans des bases de données numériques, le contribuable doit prendre toutes les mesures de sécurité pour les tenir à la disposition de l'administration fiscale, sous réserve des instructions dans cette affaire, dans n'importe quelle application ou logiciels technologique disponibles ».*

La documentation décrite dans le paragraphe précédent doit être relative à l'exercice fiscal en vigueur, afin de permettre à l'administration fiscale de disposer des faits si elle doit effectuer un contrôle.

En outre, la Loi établit l'obligation des contribuables qui effectuent des transactions financières de marché ouvert avec leurs parties liées de tenir des registres de ces opérations. Cela est prévu à l'Article 170 de la Loi, qui énonce : *« pour le calcul des prix de transfert, les contribuables, ayant tenu des opérations financières ouvertes, primaires et / ou secondaires qui s'encadrent dans le marché à caractère international, indépendamment du Titre, devront avoir un Livre chronologique supplémentaire de ces opérations, mentionnant les informations suivantes : a. Nom complet et l'adresse du vendeur ou l'acheteur d'un tel instrument négociable. b. Identification du montant du transfert, la valeur unitaire des instruments négociables, les parties négociées, le taux d'intérêt, les devises et taux de change convenu pour l'achat de cette monnaie au moment de l'opération, la date, les contribuables impliqués dans l'opération, lieu de négociation et les témoins »*[451].

E/ Règles de sous-capitalisation

L'inclusion de ce règlement a été proposée pour les ajustements de l'impôt sur le revenu des compagnies pétrolières « ENI DACION[452] » et « SHELL[453] » en raison de leurs structure financière[454]. Selon l'Administration Fiscale, lesdits groupes fonctionnaient sur la base du principe de normalité. À cet égard, la sous-capitalisation a été réglementée dans la section « parties liées » de l'article 118[455] de la Loi[456].

451 *Art. 170.* Loi de l'Impôt sur le Revenu, *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

452 *ENI* est une entreprise pétrolière italienne. En ligne. https://www.eni.com/en_IT/home.page consulté le 21 novembre 2017].

453 *SHELL* est entreprise pétrolière anglo-néerlandaise. En Ligne. https://www.shell.com/ consulté le 21 novembre 2017].

454 D'ARRIGO.(C). *Régimen Venezolano de Precios de Transferencia*. Tercera Edición. Caracas, 2015, p. 256

455 *Art. 118.* Loi sur Impôt sur le Revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*.

456 *Ibid*. *« Les intérêts payés directement ou indirectement à des personnes considérées comme liées au sens de la deuxième section du chapitre III du titre VII de la présente loi ne seront déductibles que dans la mesure où le montant des dettes accordées directement ou indirectement avec les parties liées, ainsi que le montant des dettes dues à des parties indépendantes, ne dépasserait pas les actifs nets du contribuable. Pour déterminer si le montant de la dette dépasse les actifs nets du contribuable, il sera déduit du solde annuel moyen de dettes qu'a le contribuable avec des parties indépendantes, le solde annuel moyen des actifs nets du contribuable. Ce solde annuel moyen des capitaux propres est calculé en divisant la somme de deux net au début de l'année et la fin du même patrimoine (avant l'ajustement pour*

Il est important de noter que cette clause s'applique lorsque l'opération de financement a lieu entre une partie liée au Venezuela et une partie liée à l'étranger. À cet égard, la doctrine précise que : *« Bien que la règle ne le dise pas expressément, cette disposition est applicable aux fins de la déductibilité des intérêts versés aux non-résidents liés, car elle est un complément des dispositions relatives aux règles de prix de transfert sur la sous-capitalisation afin d' éviter l'écart des bénéfices imposables d'un État vers un tiers. Elles ne sont pertinentes que pour les opérations d'intérêt international et non pour les opérations internes ».* [457]

Cette règle suppose que les intérêts payés à des parties liées sont déductibles, selon les actifs nets du contribuable, aux fins du calcul du ratio de la dette, la limite dans ce cas est d'un rapport de 1 : 1. Cela limite l'obtention de ressources pour les entités juridiques qui ont des investissements dans le territoire. À cet égard, la doctrine précise que : *« les règles de sous-capitalisation finissent par devenir un obstacle au libre transfert de fonds entre les groupes multinationaux, qui opèrent dans des conditions économiques complexes et le contrôle des changes qualifiés aussi inflexible par l'opinion publique et la prévention de la libre mobilisation des ressources et en limitant ou en empêchant le paiement des intérêts sur le capital emprunté aux groupes multinationaux est effectuée ».* [458]

Il ressort de ce qui précède que le contrôle des taux de changes complique l'application des règles de sous-capitalisation. La règle de sous-capitalisation est, sans aucun doute, « *particulière* »,

l'inflation de l'année et quel que soit le bénéfice net ou la perte de l'exercice). Le solde annuel moyen de la dette est calculé en divisant la somme des soldes sur le dernier jour de chaque mois de l'année par le nombre de mois de l'année. Ils ne seront pas inclus dans le bilan de la dernière journée de chaque mois les intérêts courus au cours du mois. Le montant des intérêts déductibles auquel le premier paragraphe de cet article fait référence sera déterminé en soustrayant le bilan annuel moyen des dettes du contribuable avec des parties indépendantes du bilan annuel moyen des capitaux propres et le résultat, s'il est positif, sera divisé entre le bilan annuel des dettes contribuable directement ou indirectement à des personnes considérées comme des parties concernées. Si le quotient est égal ou supérieur à un, le contribuable peut déduire le montant total des intérêts payés directement ou indirectement les parties concernées. Lorsque le quotient est inférieur à un, le contribuable peut déduire le montant obtenu en multipliant ce quotient par le montant total des intérêts payés directement ou indirectement à des personnes considérées comme des parties concernées. La partie du montant des dettes dues par le contribuable, concernant directement ou indirectement aux parties liées, qui dépasse le solde annuel moyen des actifs nets du contribuable aurait le même traitement de l'actif net pour toutes les fins de la présente loi. Bien que le montant total des dettes du contribuable ne dépasse pas le montant du patrimoine net du contribuable, une dette contractée par le contribuable avec directement ou indirectement les personnes liées seront traitées comme des capitaux nets, à toutes les fins de la présente loi dans le cas où elle ne serait pas contractée dans des conditions de marché. Pour déterminer si une dette a été contractée dans des conditions de marché, il sera considéré: (I) le niveau d'endettement du contribuable ; (II) la possibilité que le contribuable aurait pu obtenir le prêt à un tiers indépendant, sans l'intervention d'une partie liées ; (III) le montant de la dette que le contribuable aurait obtenu à partir d'une partie indépendante, sans l'intervention de sa partie liée ; (IV) le taux d'intérêt que le contribuable aurait obtenu d'une partie indépendante, sans l'intervention de sa partie liée et (V) les termes et les conditions de la dette que le contribuable aurait obtenu une partie indépendante, sans l'intervention d'une partie liée ».

457 ANDRADE (B), "*La subcapitalización y los precios de transferencia",* Fundación Estudios de Derecho Administrativo, Caracas, *2007* p. 244

458 RANGEL (A). "*Distorsión de las normas de subcapitalización en una economía inflacionaria*. 70 años del Impuesto Sobre la Renta en Venezuela. AVDT. Caracas, 2013, p. 446

,

car elle permet de qualifier des opérations de financement qui ne dépassent pas le ratio de la dette, mais qui ont été effectuées avec des parties liées. Soulignons l'intérêt de l'accord sur une opération de la dette à travers la méthode de sous-capitalisation, les intérêts ne seront en principe pas déductibles, ni ne seront reclassés à titre de dividendes, parce que la dette n’est généralement pas considérée comme une participation au capital déguisée du contribuable, mais comme des capitaux propres.

CONCLUSION PREMIÈRE PARTIE

Les principes de base de la fiscalité vénézuélienne sont définis par la Constitution Nationale. Ils permettent à l'État de contrôler l'activité pétrolière. Ces principes directeurs ont été développés dans la Loi de l'impôt sur le revenu et la Loi des hydrocarbures. Grâce à ces lois, l'Administration fiscale peut contrôler les contribuables du secteur pétrolier.

Les développements précédents ont permis de mettre en exergue la particularité de l'assujettissement des entreprises mixtes au régime des prix de transfert, et spécifiquement les entreprises mixtes qui exportent du pétrole brut amélioré à leurs parties liées.

Il est à cette occasion apparu que les principes de pleine concurrence au Venezuela suivent les principes du prix de transfert de l'OCDE de 1995, incluant des mesures telles que les accords préalables en matière de prix de transfert, les méthodes OCDE, l'analyse de comparabilité et la documentation.

En conclusion, l'administration fiscale vénézuélienne dispose des outils juridiques qui permettent de contrôler les contribuables du secteur pétrolier.

DEUXIEME PARTIE

LE PRIX SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER, L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES

TITRE I : LE PRIX SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER

Le système de fixation des prix sur le marché pétrolier a connu une évolution qu'il convient de relater **(Chapitre I)** afin d'en comprendre le fondement et le fonctionnement dans l'objectif d'apporter des points d'améliorations à ce système à la lumière de la structure du marché international du pétrole actuel **(Chapitre II).**

CHAPITRE I : Le système de fixation des prix sur le marché pétrolier

La présente partie entend analyser l'évolution qu'a pu connaître le système de fixation des prix du pétrole sur le marché pétrolier. L'analyse de l'évolution de ce système permettra de répondre à un certain nombre d'interrogations d'ordre général portant notamment sur les fondements d'un tel système et d'ordre particulier portant sur la logique d'inclusion dans les paramètres de fixation des prix de marchés temporaires ou de dérivés financiers.

À cet effet, les trois marchés de référence, incluant les marchés *spot* ou physiques et les dérivés financiers les plus importants de chacun à savoir les marqueurs bruts internationaux, *Brent*, *West Texas Intermediate (*WTI) et *Dubai*, semblent devoir être détaillés ci-après.

Cette analyse suppose d'étudier dans un premier temps l'évolution historique du système de fixation des prix de pétrole de manière générale **(Section 1)** et la structure du marché international du pétrole actuel **(Section 2)**, ce qui mettra en exergue une déformation des prix des bruts marqueurs **(Section 3)**.

Section 1 - Évolution historique du système de fixation des prix du pétrole

Il n'est pas aisé de comprendre les fondements du système actuel de fixation des prix du pétrole sans tenir compte des systèmes précédents.

En effet, le système actuel est le résultat à la fois des grands changements dans les structures politiques et économiques globales, des changements dans les équilibres du pouvoir et des

transformations économiques et politiques qui modifient fondamentalement la structure du marché du pétrole et la chaine de d'approvisionnement.

Cela a engendré un changement dans la fixation des prix qui, d'abord publiés, sont devenus imposés (**A**), avant d'évoluer en prix de marché fixé par formules (**B**).

A/ De prix publiés (posted prices) à des prix administrés

L'industrie pétrolière, depuis son apparition, a évolué à pas de géant, tant dans la technologie appliquée pour l'extraction, le traitement, et la distribution du brut que dans les fondements économiques qui déterminent sa production et sa commercialisation.

Cette évolution peut être résumée à une lutte pour contrôler la quantité de pétrole extraite à un moment donné, dans une tentative de contrôler le marché, éliminant ses forces pour maintenir des prix suffisamment hauts comme pour continuer le processus de production à longue échéance.

Dès lors une telle évolution a nécessairement entrainé un ensemble de problèmes interconnectés de différentes natures : juridique, économique, politique, environnementale et d'ingénierie notamment. Les forts intérêts géopolitiques et particuliers entrelacés dans une interaction de conflits et d'alliances contribuent par ailleurs à les complexifier.

En effet, le système de fixation des prix du pétrole, comme son histoire, n'a pas été exempt de complexité et a évolué en accord avec les changements et exigences du marché. Il en a résulté une multitude de systèmes de fixation des prix, tous différents tout au long de l'histoire et qui ont vu le jour dans le but de faciliter la commercialisation du brut.

Dans ces conditions, le système actuel de fixation de prix du brut apparaît comme le produit d'un processus évolutif qui a commencé avec un marché dominé par des monopoles depuis l'époque des premiers puits pétroliers vers les années 1970 (**1**), pour se convertir plus tard en un

oligopole marqué par la présence de l'Organisation des pays Exportateurs de Pétrole (OPEP), laquelle imposait ses prix, jusqu'à finalement évoluer vers un marché hautement compétitif (**2**).

1- Les sept sœurs et le système de fixation des prix dit *posted price*

L'industrie pétrolière est complexe, avec des étapes de production techniquement différentes (prospection de nouveaux chantiers pétrolifères, production de pétrole, transport, raffinage, distribution de variétés de produits pétrolifères) et avec des différences significatives entre les produits bruts sur différents champs, cela étant du par exemple aux différentes densités ou contenu de souffre[459].

Or, toutes les techniques d'extraction appliquées depuis l'antiquité incluaient la récollection de filtrations superficielles de brut avec des instruments primitifs et des dispositifs artisanaux ; dans la plupart des cas, l'huile se recueillait encore à la main[460].

Toutefois, le 27 août 1859 a marqué un jalon historique quand Edwin Laurentine Drake, connu comme le Colonel, réalisa avec succès la tentative de perforer un puit pétrolier à Titusville, Pennsylvanie, États-Unis, et a extrait 35 barils de pétrole par jour d'une profondeur de 69 pieds, avec une nouvelle méthode d'extraction, employant une machine de perforation utilisée habituellement à cette époque-là pour perforer dans les mines de sel. Jusqu'à ce moment-là, l'obstacle le plus sérieux pour la pénétration du pétrole sur le marché était de le produire en volumes suffisants[461].

Avec le succès de Drake a pris naissance la course pour le développement de nouvelles technologies qui permettaient l'extraction massive du brut, lequel, jusqu'à ce moment-là n'était pas exploité en volumes significatifs. Dans le même temps, naissait en vérité une nouvelle

459 RONCAGLIA (A) , Oil and its markets. PSI, Quatrely Review, Sapienza University of Rome, vol. 68 n. 273, Roma, 2015, p. 151-175

460 MAUGERI (L). *The Age of Oil The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource*, Praeger Publishers, London, 2006, p. 4-5

461 *Ibid.*

industrie. En conséquence, dans les années qui suivirent les prix se sont comportés de manière volatile.

Pendant les années 1860, de nouveaux gisements pétroliers ont été découverts. Toutefois les nouveaux producteurs ne connaissant pas les caractéristiques géologiques de ces dépôts de pétrole et profitant d'un cadre légal qui octroyait aux propriétaires des droits absolus sur les minerais sous la surface de leurs terres, ont surexploité sans aucun type de restriction ces nouveaux champs[462].

En conséquence, un excès d'offre a inondé le marché et a fait baisser les prix du pétrole, amenant à la banqueroute beaucoup de producteurs, jusqu'à ce que plus tard, à mesure que les réserves diminuaient progressivement, les prix ont augmenté et sont redevenus élevés[463].

Le marché de cette époque-là peut être décrit comme étant volatile et imprévisible en raison des fortes fluctuations du prix du pétrole. En effet, en 1860, le prix du pétrole a baissé à dix centimes le gallon, pour atteindre ensuite dix dollars en 1861 ; tandis qu'en 1862, le prix oscillait entre 10 centimes et $ 2.25 par baril[464], avec une moyenne de $ 1.5 par baril. Finalement, le prix moyen d'un baril de pétrole à la sortie du puits a été de $ 3.5 en 1863, $ 8 en 1864, $ 4 en 1866, $ 2.8 en 1867, $ 5.8 en 1869, $ 4.2 en 1871 et moins de $ 2 en 1873. Paradoxalement, le coût du contenant, le baril de bois lui-même - qui pouvait fluctuer entre $ 2.50 et $ 3.50 - excédait parfois largement la valeur de son contenu[465].

En 1870, John Davidson Rockefeller a créé la Standard Oil, et peu de temps après, il a acquis le contrôle de 50% des raffineries américaines et de 90% du raffinage et du transport de pétrole des États-Unis dans une tentative de prendre le contrôle de la production pétrolière. Avec la découverte de nouveaux gisements vers 1886 et la conséquente chute des coûts de production, Rockefeller, qui jusqu'alors avait concentré ses activités dans le transport et le raffinage, fait son entrée dans la production de sorte qu'en 1890, il est en situation de monopole dans l'industrie

462 *Ibid.*

463 YERGUIN (D). *The prize. The epic quest for oil, money and power*. Simon and Schuster. New York, 1991, p. 32-34

464 Equivalent à 159 litres ou 42 gallons américains ou 35 gallons impériaux.

465 MAUGERI (L). *The Age of Oil The Mythology, History and Future of the World's Most Controversial Resource*, Praeger Publishers. London, 2016, p. 6

pétrolière aux États Unis et opère déjà à niveau international. Rockefeller a pu jouir d'un énorme avantage grâce à un marché qui n'était pas de grande taille et le pouvoir de marché de la *Standard Oil* pouvait seulement être contrecarré par l'intervention publique[466].

Face à cette situation, la Cour Suprême a commencé à appliquer de manière extensive la loi anti-monopole « *Sherman Anti-trust Law* », qui prétendait faciliter la liberté du commerce et de la production. Cette loi adoptée le 2 juillet 1890 et prend forme en 1911 quand (immédiatement avant le commencement de l'ère de la motorisation massive avec le début des lignes de montage modèle Ford Model T) la Cour Suprême des États-Unis décrète la fragmentation de la *Standard Oil Trust* en 34 compagnies différentes, parmi lesquelles *Exxon* (aussi connue à ce moment-là comme la *Standard Oil of New Jersey*) et *Mobil* (*Standard Oil of New York*), lesquelles postérieurement fusionneraient sous le nom de *ExxonMobil*[4675].

En 1901, avec la découverte des gigantesques gisements du *Texas*, naissent deux compagnies, réduisant le contrôle du marché par la *Standard*, nommées : la *Gulf Oil Corporation* et la *Texaco Oil Corporation*. Hors des États-Unis, l'entreprise nommée en 1897, *Shell Transport and Trading Company* et créée par Marcus Samuel, a révolutionné le transport du pétrole avec la construction d'une nouvelle classe de bateaux pétroliers avec des équipements sophistiqués d'ingénierie et de sécurité leur permettant de traverser le Canal de Suez. Avec eux, les routes de transport ont été raccourcies et les coûts réduits par rapport à ceux de la *Standard Oil* dont les bateaux plus traditionnels avaient à naviguer autour du Cap de Bonne Espérance, à l'extrême sud de l'Afrique, sur leur chemin vers l'Asie[468]. La *Shell* unit alors ses efforts avec une compagnie pétrolière hollandaise, la Royal *Dutch Petroleum*, donnant ainsi origine à la *Royal Dutch Shell* en 1907.

En 1908, William Knox Darcy, avec l'appui du gouvernement d'Angleterre, arrive à extraire du brut en Iran, pays qui lui fait la concession de l'exclusivité pour explorer et exploiter le brut sur son territoire. En 1913 elle est nommée la *Anglo-Persian Oil Company*, renommée en 1954, la *British Petroleum*[469].

466 *Ibid.*

467 RONCAGLIA (A) , Oil and its markets. PSI, Quatrely Review, Sapienza University of Rome, vol. 68 n. 273, Roma, 2015, p. 153

468 MAUGERI (L). *The Age of Oil The Mythology, History and Future of the World's Most Controversial Resource*, Praeger Publishers. London, 2016, p. 12-15

469 *Ibid.*

Ces nouvelles compagnies ont commencé une guerre totale contre la *Standard Oil*, usant de pratiques commerciales autodestructives et d'investissements excessifs dans des infrastructures pour s'assurer une plus grande participation sur le marché.

Cette guerre des prix qui a commencé sur le marché indien en 1927-28 s'est rapidement étendue aux marchés internationaux, provoquant une chute abrupte des prix avec des conséquences désastreuses pour les compagnies pétrolières[470].

Ces événements ne furent découvert que des années plus tard, par une commission d'investigation du Sénat des États-Unis sur le cartel du pétrole. Ses résultats publiés en 1952, extrêmement bien documentés, ont révélé l'existence de deux accords entre les principales compagnies pétrolières, tous les deux datés de 1928[471].

Le premier est aujourd'hui connu comme l'*Accord de la Ligne Rouge* : une ligne rouge dessinée sur la carte du Moyen Orient par Calouste Gulbenkian, le médiateur qui avait amené les entreprises à négocier et à signer l'accord, indiquant la zone du Moyen Orient dans laquelle se trouveraient éventuellement les principaux champs producteurs de pétrole[472] du Moyen Orient, exceptant ceux de Perse et de Kuwait. De cette manière, les compagnies *Anglo-Persian Oil Compagny*, *Royal Dutch Shell*, *Total* et la *Standard Oil* se sont associées à parts égales dans la *Turkish Petroleum Company*, chacun d'eux avec 23.75 pour cent de participation et ils ont décidé de travailler de manière conjointe et de s'interdire de réaliser des opérations pétrolières dans ce vaste territoire, sans accord avec les autres membres de la Turkish Petroleum Company. S'est établi ainsi le cadre pour le futur développement pétrolier du Moyen Orient. Il s'est converti aussi, en foyer d'amers conflits durant des siècles[473].

470 RONCAGLIA (A) , Oil and its markets. PSI, Quatrely Review, Sapienza University of Rome, vol. 68 n. 273, Roma, 2015, p. 153

471 *Ibid.*

472 *Ibid.*

473 YERGUIN (D). *The prize. The epic quest for oil, money and power*. Simon and Schuster. New York, 1991, p. 204.

Le second accord est appelé *Accord As-Is* ou, aussi *Achnacarry*, prenant le nom du château d'Écosse, où la *Anglo-Persian Oil Company*, sous la direction de Sir John Cadman a réuni la *Standard Oil* et la *Royal Dutch Shell* pour obtenir un accord international entre les compagnies participantes. Avec cet accord, a été constitué le premier cartel pétrolier de portée globale, établissant des principes pour limiter la surproduction, réduire la compétence et figer les participations du marché. Les participants de l'accord Achnacarry ont contrôlé abusivement les prix internationaux du pétrole durant de nombreuses années en appliquant un système de fixation de prix du pétrole appelé le « système Gulf-Plus », lequel fixait le prix du pétrole produit hors des États-Unis, prenant comme référence le prix du pétrole sur la côte du Golfe du Mexico (le principal point d'exportation des États-Unis) augmenté du cout du fret standard pour l'envoi du pétrole depuis le Golfe du Mexique à son marché, même si le pétrole venait d'un lieu plus proche. Cette disposition était centrale, puisqu'elle établissait un prix de vente uniforme, et les participants à l'Accord n'avaient pas à se préoccuper pour la compétitivité par les prix ni de la guerre des prix avec les autres compagnies participantes[474].

Ainsi, il apparaît que c'est avec l'accord Achnacarry qu'est véritablement né le système de fixation des prix référentiels du pétrole.

Les compagnies pétrolières *Standard Oil of New Jersey* (Exxon Corporation), *Standard Oil Company of New York* (Mobil Oil Corporation), *Texaco*, *Standard Oil Company of California* (Chevron), *Gulf Oil Corporation*, *Anglo-Persian Company* (British Petroleum) et *Royal Dutch Shell Petroleum Company*, ont formé le groupe baptisé par Enrico Mattei[475] « *les Sept Sœurs* », groupe auquel s'est uni postérieurement la française *Elf* et l'italienne *ENI* (Ente Nazionale Idrocarburi).

Grâce à la collaboration entre ces entreprises, dans l'exploitation des gisements du Moyen Orient, durant un quart de siècle après la fin de la Deuxième Guerre Mondiale, les prix du brut et des produits du pétrole se sont maintenus relativement stables, tandis que la production et la demande grandissaient[476].

474 YERGUIN (D). *The prize. The epic quest for oil, money and power*. Simon and Schuster. New York, 1991, p .263-264.

475 Président et fondateur de l'ENI

476 RONCAGLIA (A) , Oil and its markets. PSI, Quatrely Review, Sapienza University of Rome, vol. 68 n. 273, Roma, 2015, p. 154.

Chacune des Sept Sœurs s'est intégrée verticalement et avait le contrôle tant des activités *upstream* (prospection, développement et production de pétrole) que des activités *downstream* (transport, raffinage et commercialisation), certes pour ces dernières à un moindre degré mais demeurant significatif. En même temps, elles contrôlaient le taux de ravitaillement du pétrole brut qui entrait sur le marché à travers la propriété conjointe des compagnies qui opéraient dans plusieurs pays[477].

Les liens verticaux et horizontaux permettaient ainsi aux compagnies pétrolières multinationales de contrôler la plus grande partie des exportations pétrolières des principaux pays producteurs de pétrole et éviter que de grandes quantités de brut s'accumulent entre les mains de vendeurs, minimisant ainsi le risque que les vendeurs n'animent une concurrence et ainsi poussent les prix vers le bas[478].

En dehors des marchés des États-Unis, du Canada, de l'URSS[479] et de la Chine, *les Sept Sœurs* ont dominé l'industrie pétrolière jusqu'à la fin de la décennie 1950. Les gouvernements amphitryons n'ont participé ni à la production ni à la fixation des prix du brut et ont agi seulement comme vendeurs rivaux de licences ou de concessions pétrolières. En contrepartie, ces derniers ont reçu des *royalties* et des impôts sur les bénéfices pour avoir permis d'opérer sur leurs territoires[480].

Ces *royalties* et l'impôt sur les bénéfices étaient calculés sur la base du *posted price* ou prix publié. Profitant des pratiques habituelles de ces entreprises de fixer le prix de leur pétrole, les gouvernements ont sollicité et ont reçu des *posted price* stables comme référence pour la participation dans les bénéfices. Ces prix se sont convertis en un instrument artificiel pour

477 *Ibid.*

478 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 14

479 Union des républiques socialistes soviétiques.

480 *Ibid.*

consolider les intérêts des entreprises et des pays, ce qui constituait un pacte qui ne tenait pas compte des conditions réelles du marché[481].

Le *posted price* équivaut au prix qu'un vendeur ou un acheteur est prêt à accepter ou à offrir pour une certaine quantité (baril), prix qu'il rend public et diffuse par affichage.

Dans l'ancien système de concession qui était en vigueur dans les pays membres de l'OPEP jusqu'à la décennie de 1970, les prix publiés étaient utilisés initialement pour indiquer le prix de vente du pétrole offert par une entreprise. L'application d'un régime fiscal qui impliquait une *royaltie ad valorem* et un impôt par baril produit a donné aux *posted prices* une autre fonction car ils ont été utilisés pour le calcul de ces impôts[482].

Un concept différent du *posted price*, tel que les prix *Spot* ou au comptant, les prix de transferts et les prix de contrats à long terme, auraient été inadéquat compte tenu du fait que la structure industrielle verticale et horizontale intégrée du marché pétrolier a fait que le commerce du pétrole s'est caractérisé par le développement de la problématique des prix de transfert. En effet, les prix étant affiché (*posted price*), les entreprises fortement intégrées ont eu recours à un jeu sur les coûts interne afin d'accroitre les bénéfices. Cela a résulté en un marché *spot* sous-développé où les transactions étaient peu nombreuses et dont le prix était fort éloigné du niveau des prix du marché posted price. De plus, ces transactions n'étaient pas transparente et il aurait été impossible d'obtenir des informations sur les prix du marché *spot* durant les années 1950 et 1960, notamment par l'administration fiscale, à ce moment-là, les prix de transfert utilisés dans les transactions entre les filiales d'une compagnie pétrolière ne reflétaient pas les conditions du marché, mais étaient simplement utilisés par les compagnies pétrolières multinationales pour minimiser leurs obligations fiscales au niveau mondial à travers le transfert de bénéfices depuis des États à hauts impôts vers des États à bas impôts[483].

481 MAUGERI (L). *The Age of Oil The Mythology, History and Future of the World's Most Controversial Resource*, Praeger Publishers. London, 2016, . p. 8

482 MABRO (R), *On Oil Price Concepts*, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 3, Oxford, 1984, p. 6

483 *Ibid.*

Par ailleurs, la plupart des transactions se faisaient entre les compagnies pétrolières multinationales sur la base de contrats à long terme. Cependant, les prix établis n'étaient jamais révélés, car ces contrats contenaient des clauses de confidentialité conférant à cette information le caractère de secret commercial, pour éviter de la sorte que des concurrents potentiels utilisent cette information pour déterminer des stratégies adverses de fixation des prix. Or, les pays exportateurs de pétrole n'avaient aucun intérêt à utiliser les prix des contrats dans les formules fiscales car ils savaient que souvent ils étaient plus bas que les prix publiés. Il n'y avait donc pas d'alternative à l'utilisation des *posted price*[484].

2- L'OPEP et le système de fixation de prix administrés

Jusqu'à la moitié de la décennie de 1960, l'impôt correspondait à une portion de bénéfice (c'est-à-dire, la différence entre le « prix du pétrole » et une estimation du coût moyen de production). Les *royalties* payées par les entreprises sous le régime de concession ont vu le jour en réaction à cet impôt. L'obligation fiscale pour la production pétrolière n'était autre qu'un impôt sur les bénéfices.

Les formules de calcul de la quantité totale de revenus qu'un gouvernement amphitryon recevait par baril de pétrole est indiqué ci-dessous[485] :

$$\mathbf{T_1 = (P\text{-}C) * s + Pr - Pr}$$

$$\mathbf{Ou\ T_1 = (P - C)\ s}$$

Où **P** est le *posted price*, **C** est le coût estimé de production, **s** le taux d'impôt sur les bénéfices et **r** le taux de royalties.

484 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 14

485 MABRO (R), *On Oil Price Concepts*, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 3, Oxford, 1984, p. 7

En 1964, après un processus prolongé et complexe de négociations, l'OPEP a obtenu un accord avec les compagnies pétrolières suivant lequel les *royalties* seraient traitées comme un coût dans le calcul de l'impôt sur le bénéfice et payées additionnellement à cet impôt.

Cet accord connu comme le coût des *royalties* a été le premier acquis de la négociation de l'OPEP avec les compagnies pétrolières. Les formules de cet accord s'expriment ainsi[486] :

$$\mathbf{T_2 = (P - C - Pr)\, s + Pr}$$

Où l'on peut apprécier clairement que $\mathbf{T_2 > T_1}$

Si l'on considère que **s** (le taux d'impôt sur bénéfices) et **r** (taux des royalties) sont fixés conventionnellement et que **C** peut être traité virtuellement comme une constante, alors $\mathbf{T_2}$ se convertit en une fonction linéaire de prix. On déduit que tout changement en **P** conduit virtuellement à un changement proportionnel dans l'impôt par baril. Sous ce système, on pourrait dire que P pour tous les objectifs pratiques était un analogue de **T**.

En conséquence, de cette manière la relation entre les gouvernements et les compagnies pétrolières qui opéraient sur leurs territoires a configuré le cadre pour un système de prix administrés où le calcul des *royalties* et d'impôts sur les bénéfices par baril de pétrole dirigés aux pays producteurs devaient être basés sur les *posted prices*.

Étant un paramètre fiscal, les *posted price* ne répondaient pas aux forces habituelles du marché, c'est-à-dire, l'offre et la demande. Les compagnies pétrolières multinationales se préféraient le système de *posted price* parce qu'elles maintenaient leur position oligopolistique et jusqu'à la fin de la décennie de 1960, les pays de l'OPEP étaient trop faibles pour opérer un changement du système de prix existant.

486 *Ibid.*. p. 8.

Cependant, paradoxalement, ce sont les « Sept Sœurs » qui ont créées les conditions de création de l'OPEP en essayant d'étendre les ventes de leur excédent de production à des tiers en réduisant des *posted price*, ce qui s'est ajouté au fait de l'apparition de compagnies pétrolières indépendantes qui ont pu investir en opérations *upstream* et obtenir l'accès au pétrole brut hors du contrôle des Sept Sœurs. La décision des États-Unis qui, pour protéger ses producteurs, a imposé des quotas d'importation obligatoires ce qui a augmenté la compétition pour les ventes hors des États-Unis, et qui, aussi exerçait une pression vers la baisse des prix du pétrole[487] a constitué un autre facteur de l'apparition de l'OPEP.

Vers le milieu de la décennie de 1950, le Venezuela a octroyé quelques concessions pétrolières à des entreprises indépendantes et vers 1965, elles étaient responsables de 15% de la production vénézuélienne totale. La découverte de pétrole en Libye a augmenté l'importance des compagnies indépendantes dans la production de pétrole, car le gouvernement libyen décida comme politique d'attirer un ensemble divers de compagnies pétrolières et non plus seulement les Sept Sœurs. Cette politique a été développée aussi en 1950 par l'Iran pour l'exploration et le développement du Golfe Persique. De même en 1951, l'Arabie Saoudite a signé un accord avec la *Japan Petroleum Trading Company* pour explorer et développer les champs d'Arabie Saoudite dans la région nommée *Zone Neutre Offshore*. Enfin l'ancienne Union Soviétique a également commencé à s'ouvrir un chemin dans le marché mondial en tant que producteur de brut indépendant[488]

Le volume total de pétrole produit par les compagnies indépendantes qui opéraient dans les pays précités s'est maintenu à un faible niveau et la croissance des exportations russes a été paralysée après 1967, les niveaux de production chutant en 1969 et 1970. Ces facteurs ont limité la portée et la taille du marché du brut, et ceci jusque vers la fin de la décennie de 1960. Cependant, les pressions compétitives d'autres producteurs pétroliers ont été responsables en partie de la décision des Sept Sœurs de réduire le prix publié en 1959 et 1960. C'est la raison pour laquelle, en 1960, Iran, Irak, Kuwait, Arabie Saoudite et le Venezuela se sont réunis à Bagdad, où ils ont établi « l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) », dans le but d'éviter la chute des *posted price* et ainsi éviter la baisse des revenus de ses pays membres[489]. La conséquence

487 MABRO (R), *On Oil Price Concepts*, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 3, Oxford, 1984, p. 9-10

488 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 14-15

489 *Ibid.*

principale de cet épisode pour l'histoire du système de fixation des prix du pétrole aura été finalement d'affaiblir le lien entre les *posted price* et les prix pratiqués avec des tiers ; de plus cela aura joué un rôle dans la forte chute des prix des contrats d'approvisionnement de longue durée. Durant toute la décennie des 60, les *posted prices* se sont maintenus rigidement fixes tandis que les autres prix évoluaient[490].

Au début de la décennie de 1970, l'industrie pétrolière a été témoin d'une grande transformation, quand quelques gouvernements membre de l'OPEP n'ont plus octroyés de nouvelles concessions et ont commencé à réclamer une participation dans le capital des concessions existantes, et lorsque quelques-uns d'entre eux ont opté pour la nationalisation totale de l'industrie pétrolière sur leurs territoires. La participation dans le capital a donné à l'OPEP une partie du pétrole produit qu'ils vendaient à des acheteurs indépendants et ainsi ont-ils gagné peu à peu plus de pouvoir sur le marché pétrolier, permettant d'accroître leur influence sur l'établissement du prix du pétrole. Cela a conduit à l'apparition de nouveaux concepts de fixation des prix pour faire face à la réalité de ce marché[491].

En tant que « propriétaires du pétrole », les pays de l'OPEP devaient fixer un prix pour les ventes aux acheteurs indépendants. Ainsi est apparu, en ce moment-là le concept de prix de vente officiel (*OSP*, pour *Official Selling Price*), lequel continue à être utilisé par certains exportateurs de pétrole.

Cependant, pour des raisons de convenance, de manque d'expérience en opérations *upstream* et d'incapacité à s'intégrer en aval du processus dans le raffinage et la commercialisation sur les marchés des pays importateurs de pétrole, la majeure partie du pétrole appartenant aux gouvernements a été vendue aux compagnies pétrolières titulaires des contrats de concession et qui produisaient le brut. Ces ventes ont été rendues obligatoires par les accords de participation au capital, l'Etat ayant le pouvoir, grâce à ces accords, de fixer le prix de rachat payé par les entreprises.

490 *Ibid.*

491 *Ibid.* p. 17-18

De cette façon, le système de fixation de prix du pétrole du début de la décennie de 1970 était centré sur trois concepts de prix : le *posted price*, le prix de vente officiel (OSP) et le prix de rachat.

Une telle situation était inefficiente vu que ces trois prix ne coïncidaient pas nécessairement, ce qui signifiait qu'un acheteur pouvait obtenir un baril de pétrole de même qualité à différents prix. Le manque d'information et de transparence signifiait aussi qu'il n'existait pas de mécanisme d'ajustement pour garantir que ces prix convergent. En conséquence, cette structuration globale des prix a été éphémère et, en 1975, a cessé d'exister[492].

Le régime de fixation de prix du pétrole administré qui surgit entre les années 1974 et 1975, après le bref épisode du système de prix de rachat, a été radical sur plusieurs aspects, et surtout parce que ledit régime se matérialisait et exprimait un changement dans la relation de pouvoir entre les *Sept Sœurs* et les pays exportateurs de Pétrole, les membres de l'OPEP. Ces derniers ont conquis le rôle de protagoniste vedette dans la fixation du prix, l'*Arabian Light* de l'Arabie Saoudite étant le brut choisi comme élément de référence.

Dans ce système de fixation de prix administrés, les membres individuels de l'OPEP ont maintenu les prix de vente officiels pour leurs bruts. Le différentiel par rapport au prix de l'*Arabian Light* devait rendre compte de la qualité et de la localisation de la production particulière d'un pays membre et s'ajustait périodiquement en fonction des différents facteurs tels que l'offre et la demande en relation avec chaque variété de brut et le prix relatif des produits du pétrole, entre autres choses.

La participation en capital et les nationalisations ont eu un impact énorme sur la structure de l'industrie pétrolière. Les *Sept Sœurs* ont perdu le contrôle sur les grandes réserves de pétrole et leur influence était chaque fois moindre tandis qu'elles devenaient plus dépendantes des approvisionnements de l'OPEP. La fluctuation du brut était, en ce temps-là, gérée par les gouvernements, ce qui a provoqué un changement des acteurs de l'industrie pétrolière, ouvrant la voie à de nouveaux entrants. Le degré d'intégration verticale entre les activités *upstream* et

492 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 16

downstream s'est modifié considérablement, ce qui a fait que les compagnies n'ont pas pu continuer avec les activités de *downstream*, se concentrant sur celles de l'*upstream* et les *Sept Sœurs* se sont converties en simples acheteurs, en compétition avec de nouveaux acheteurs apparaissant sur le marché [493]

Ces événements ont contribué au développement d'un marché pétrolier en dehors des transactions inter-compagnies des *Sept Sœurs*. Cependant, durant les années 1975-78 les pays de l'OPEP dépendaient encore de ces compagnies pétrolières pour produire et vendre le pétrole et initialement ils ont vendu seulement de faibles volumes à travers les nouvelles compagnies pétrolières nationales et à des entreprises distinctes des anciens concessionnaires (les nouveaux entrant dans le marché pétrolier). En conséquence, au cours des premières étapes du système de fixation des prix administrés par l'OPEP, les *Sept Sœurs* ont continué à avoir un accès préférentiel au pétrole brut, ce qui a limité la portée d'un marché pétrolier compétitif.

Ce scénario a changé à la fin de la décennie de 1970 avec l'apparition de nouveaux acteurs sur le marché pétrolier international. Les compagnies pétrolières nationales membres de l'OPEP ont commencé à augmenter la quantité de pétrole livré à leurs clients non concessionnaires. L'apparition de nouvelles compagnies pétrolières indépendantes, de raffineries indépendantes, de compagnies d'états, de maisons commerciales et de commerçants de pétrole a permis ce développement. Le rythme s'est accéléré durant et après la crise iranienne de 1979. Le nouveau régime en Iran a annulé tout accord préalable avec les grandes compagnies pétrolières dans la commercialisation du pétrole iranien, et ainsi, comme il a été indiqué plus haut, ils étaient devenus de simples acheteurs comme toute autre compagnie pétrolière.

La transparence et le nombre de transactions ont augmentés, raison pour laquelle les prix *spot* ont gagné de l'importance devenant un prix référence. Durant la crise de 1979, les *prix spot* du brut sont montés plus rapidement que les prix de vente officiels. Les grandes compagnies avaient des contrats à long terme qui étaient établis avec le prix officiel de l'OPEP. Ces contrats permettaient ainsi aux les compagnies de profiter du différentiel entre les *prix spot* et les prix officiels : elles achetaient au prix officiel auprès des gouvernements et revendaient sur le marché

493 *Ibid.* p. 17

spot ou à travers des contrats à terme avec d'autres compagnies indépendantes qui n'avaient pas un accès direct aux producteurs. Les pays producteurs de l'OPEP ne pouvaient tolérer ni permettre cela et c'est ainsi que les gouvernements ont commencé à vendre leur pétrole brut directement aux acheteurs indépendants. Face à une grande quantité d'acheteurs (oligopole), les petits producteurs de l'OPEP, comme le Kuwait, ont commencé à ajouter une marge officielle sur le prix de référence.

En abandonnant leurs contrats à long terme, les producteurs avaient la liberté de vendre aux acheteurs qui offraient la plus grande marge sur le prix de référence. Le résultat fut que les grandes compagnies ont également perdu l'accès aux grands volumes de pétrole brut qui étaient disponibles pour eux sur la base des contrats à long terme.

Devant cette interruption virtuelle des voies d'approvisionnement traditionnel, les *Sept Sœurs* se sont vues obligées à entrer sur le marché concurrentiel. Cela a eu un profond impact sur le marché pétrolier international car la fragmentation et l'affaiblissement des anciens acteurs et l'apparition de nouveaux acteurs ont élargi le marché externe où acheteurs et vendeurs se trouvaient sur un pied d'égalité au moment de réaliser leurs transactions.

Le marché du brut est de la sorte devenu plus compétitif et la plus grande partie du pétrole qui se commercialisait se faisait au travers de contrats à court terme ou sur le marché *spot*.

Au début des années 1980, le marché pétrolier international a connu une nouvelle transformation économique quand les pays non membres de l'OPEP ont commencé à extraire du pétrole et à générer une surproduction à niveau mondial. De nouvelles et importantes exploitations se sont développées au Mexique, dans les pays de la Mer du Nord et dans l'Union Soviétique, et ces exploitations ont changé l'équilibre mondial de production pétrolière de manière définitive. La diminution de la demande de pétrole à partir du milieu de la décennie de 1980, conséquence d'une récession économique mondiale, de la croissance de la production de pétrole hors OPEP répondant à des prix plus élevés du pétrole, et à l'utilisation de nouvelles technologies, ont représenté d'importants défis pour le système de prix de l'OPEP, lesquels finalement, comme on le verra, ont été responsables de la disparition de ce groupement.

Les découvertes de nouveaux gisements dans des pays non membres de l'OPEP a conduit à ce que de grandes quantités de pétrole commencent à arriver sur le marché pétrolier international, d'origines différentes de ceux de la production de l'OPEP. Cette augmentation de l'offre a aussi entrainé une augmentation dans la quantité et la diversité de producteurs de brut qui étaient en train d'ajuster leurs prix aux conditions du marché, démontrant qu'ils étaient beaucoup plus compétitifs. Les nouveaux producteurs, qui ont fini par avoir plus de pétrole que requis par les acheteurs, ont assuré la vente de toute leur production, vendant au-dessous des prix de l'OPEP sur le marché *spot*. Les acheteurs devenus plus variés ont donc été attirés par ces offres de prix compétitives.

Étant donné que ces nouvelles régions productrices n'appartenaient pas aux pays membres de l'OPEP, les prix étaient fixés indépendamment de l'OPEP, ce qui a causé une hausse de la concurrence sur le marché international du pétrole. Durant cette période, l'entrée des nouveaux producteurs et leur apport significatif de brut sur le marché, a généré un important accroissement de l'offre par rapport a la demande, ce qui a déclenché une tendance généralisée à la baisse du prix du pétrole. Avec la diminution de la demande de son pétrole, l'OPEP a vu sa part de marché dans la production mondiale de pétrole chuter de 51% à 28% en 1985[494].

À cause de ces pressions, de forts conflits commencent à se développer au sein de l'OPEP. L'Arabie Saoudite perdait des parts de marché à chaque augmentation du prix de l'*Arabian Light* et, en conséquence, s'opposait à ces augmentations, tandis que les autres membres de l'OPEP impulsaient de fortes augmentations de prix pour compenser la baisse de volume écoulé. À la moitié de la décennie de 1980, il a été clair qu'il était improbable que le système de fixation de prix du pétrole administré par l'OPEP dure encore longtemps et que l'Arabie Saoudite continue à essayer à défendre le prix marqueur *Arabian Light* car cela entrainerait comme résultat la perte de sa part dominante sur le marché puisque les autres producteurs pouvaient offrir leur pétrole avec une décote sur le prix administré de l'*Arabian Light*. Les prix avec décote de *l'Arabian Light* ont commencé à prévaloir et l'Arabie Saoudite a vu sa part de marché se réduire de manière croissante ; en effet, en 1985 la demande de pétrole saoudien est passée de 10.2 millions de B/j en 1980 à 3.6 millions de b/j[495].

494 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 18

495 *Ibid.* p.18

C’est ainsi qu’en 1986, compte tenu des pertes de gains récurrentes, de la chute de ses parts de marché et de la pression interne de groupes politiques influant qui n’étaient plus d’accord avec la politique de l’OPEP, l’Arabie Saoudite a abandonné le système de fixation de prix administrés de l’OPEP dans l’objectif d’augmenter le volume d’exportations et récupérer une part du marché en Europe et aux États-Unis. Elle a dès lors adopté, pour une brève période de temps, un système de fixation de prix nommé *netback*.

Ce système permettait de garantir aux raffineries une marge de bénéfice même si les prix du pétrole s’effondraient, établissant un prix du pétrole sur la base des produits dérivés du pétrole. En autres termes, si une augmentation de rendement dans les raffineries conduisait à réduire les prix des produits dérivés du pétrole à la baisse, l’Arabie Saoudite compensait cette perte en réduisant le prix du brut, ce qui permettait aux raffineries de maintenir une marge de bénéfice.

Cela signifiait un risque de marché minime et un rendement raisonnable pour les raffineries durant les fluctuations extrêmes du marché, et rendaient possibles les contrats à long terme entre les producteurs de brut et les raffineries[496].

Cependant, pour garantir une marge de bénéfice aux raffineries qui utilisaient le brut saoudien, le système devait ouvrir la porte à la concurrence réelle dans les marchés tant du pétrole brut que des produits dérivés du pétrole. Or, c’est ce système de fixation de prix de l’Arabie Saoudite qui explique la chute postérieure des prix étant donné que les raffineries ont été incitées à opérer à grande capacité engendrant un excès d’offre de produits dérivés du pétrole et favorisant la chute drastique des prix du brut. Les prix les plus bas des produits dérivés du pétrole ont entrainé la chute des prix du brut et avec cela ont provoqué son effondrement : le prix du brut passait ainsi de 26.69 USD le 1er juillet 1985 à 9.15 USD le 21 juillet 1986.

496 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 18

Finalement, c'est à cause de cette crise du prix du pétrole de 1986, que l'OPEP s'est vue obligée d'abandonner le système de fixation des prix administrés et qu'est apparu le système actuel de fixation des prix du pétrole basé sur le marché[497].

B/ Un système de fixation des prix basé sur le marché et les « prix formules »

En septembre 1985, de hauts dirigeants de la compagnie nationale du Mexique, « *Petróleos Mexicano* (PEMEX) », étaient présents à Oxford quand le Ministre du Pétrole Saoudien Ahmed Zaki Yamani a confirmé que l'Arabie Saoudienne était en train d'introduire les prix *netback* pour récupérer sa part de marché. Ils ont alors décidé qu'ils devaient penser une nouvelle stratégie pour contrecarrer ce qui était évident, une future guerre des prix. Cependant, ils se trouvaient face à une situation compliquée et ils devaient prendre une décision comportant trois branches : continuer à essayer d'administrer les prix du marché, assumant le risque que ces prix ne soient pas compétitifs, et en cela causer de grandes pertes par volume de vente de brut, ou bien adopter les prix *netback* ou, enfin, adopter un mécanisme différent[498].

PEMEX manquait du personnel suffisant pour déchiffrer les prix compétitifs du marché, en changement constant à cause des quantités disponibles de pétrole brut. Négocier les prix et les marges avec les raffineries était compliqué et risqué, car les raffineries non seulement possédaient de meilleures informations sur les coûts et leur structure, mais pouvaient aussi menacer d'acheter à tout autre concurrent de PEMEX dès que les termes leur paraissaient plus avantageux, rendant difficile l'administration des prix sur le marché. De plus, les fonctionnaires de PEMEX n'aimaient pas les prix *netback* et n'ont jamais voulu les utiliser parce que les négociations avec les acheteurs sur les différents composants de calcul manquaient de transparence et impliquait des opportunités de corruption. Par ailleurs, si les fonctionnaires de PEMEX ne pouvaient pas participer directement dans la fixation des prix du pétrole alors que PEMEX perdait des quantités significatives, ils risquaient d'être accusés pénalement, à cause de la Loi Fédérale de Responsabilités pour les Serviteurs Publics.[499]

497 *Ibid*. p. 19

498 FLORES-MACIAS (F), *Explaining the behavior of state-owned enterprises: Mexico's Pemex in comparative perspective*, PhD diss., Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, 2010, p. 163-164

499 *Ibid, p. 165*

Finalement, PEMEX prit la décision d'adopter le système de fixation des prix de référence ou marqueurs. Le prix de référence consistait en un panier de prix, déterminé sur les marchés *spot* nationaux des États-Unis. PEMEX établissait un facteur d'ajustement, ou différentiel, pour le prix du panier déterminé par le marché au comptant[500]. La méthode adoptée par PEMEX a introduit un changement fondamental. Le système de prix administrés avait échoué en partie à cause du commerce sur les marchés spot et l'incapacité du prix administrés à s'adapter rapidement aux prix changeant du marché *spot*. PEMEX a maintenu la méthode familière de fixation des prix référentiel, mais a ajouté le différentiel par rapport aux prix déterminés sur le marché *spot*.

PEMEX a adopté un mécanisme de fixation des prix que le restant de l'industrie pétrolière a rapidement copié, et l'Arabie Saoudite elle-même a adopté une méthode similaire en 1987. C'est ainsi que la fixation de « prix de formule », à travers les prix de référentiels ou marqueurs a remplacé les prix administrés de l'OPEP.

La formule utilisée pour fixer le prix du pétrole par cette méthode est relativement simple. Spécifiquement, pour le pétrole brut de variété **x,** la fixation de prix de la formule peut être exprimée comme :

$$\mathbf{P_x = P_r \pm D}$$

Où P_x est le prix du brut de la variété x, P_R est le prix du brut de référence ou marqueur et D la valeur différentielle de prix.

Comme il peut être observé, le système de fixation du prix du pétrole qui a dominé durant plus de trois décennies et jusqu'à nos jours se base sur une formule qui donne un prix à chaque variété de brut, lequel est dérivé du prix d'un brut marqueur assorti d'une décote ou d'une prime.

Ce différentiel est établi par chaque producteur et varie en permanence, car il dépend de divers facteurs, dont les principaux sont indiqués ci-après.

500 MABRO (R), *The international oil price regime origins, rationale and assessment*, The Journal of Energy Literature 11 no.1, Oxford, 2005, p. 3-20

1 - Qualité du brut

La qualité se mesure par la densité du brut et la quantité de soufre contenu. Une densité plus basse et une quantité de matériel sulfureux réduite s'associe à une qualité supérieure. Le brut est qualifié de « léger » dès lors que sa densité est basse. A l'inverse, un brut plus dense est considéré comme lourd, et il est moins facile à raffiner et donc offrant moins de valeur ajoutée.

Au niveau international, la méthode la plus largement répandue pour mesurer la densité est celle créée par l'American Petroleum Institute, basée sur les degrés API, qui combinent la densité du pétrole avec celle de l'eau, en ajustant les conditions pour qu'elles soient similaires.

Un résultat de 10 indique que le brut est plus léger que l'eau, et au contraire, un brut avec un degré *API* inférieur à 10, sera plus dense que l'eau et formera un dépôt dans un milieu aqueux. Ainsi tandis que la quantité de degrés octroyés à un type de brut est plus élevé, moindre est la densité et en conséquence sa qualité augmente. De plus, parlant de la qualité du brut, il est fait référence au pourcentage de souffre qu'il contient. Si celui-ci dépasse 0.5%, il est nommé *sour* ou acide ; dans le cas contraire, si le matériel sulfureux est de moins de 0.5%, il obtient le nom de *sweet* ou doux[501]. Il existe plus de 300 types de pétrole brut commercialisé internationalement avec différentes qualités et caractéristiques[502].

Compte tenu du fait que le pétrole n'est donc pas un produit homogène, mais plutôt un mélange d'une grande quantité d'hydrocarbures complexes et de petites quantités d'autres matières chimiques, la composition exacte du mélange déterminera le type de produits que l'on pourra obtenir du pétrole brut à travers le processus de raffinage et la facilité de raffinage du brut. Les produits déterminés pourront être plus ou moins importants à certains moments, dépendant de leur offre et de leur demande. Les raffineries essaieront de produire les produits les plus précieux si elles peuvent le faire, mais l'approvisionnement global des raffineries de différentes complexités limitera la capacité générale pour fournir certains produits. En conséquence, les bruts qui produisent une grande proportion de produits les plus précieux et qui peuvent être traités par une

501 DOMÈNECH (J). *Brent Bland, WTI… Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global? Observatorio de Divulgación Financiera*, Nota Técnica Número 13, www.iefweb.org/odf, 2012, p. 2

502 PLATTS, *The Structure of Global Oil Market*, Backgrounder, 2010, p. 3.

grande quantité de raffineries dans le monde, obtiendront une prime par rapports aux bruts qui produisent des produits de moindre valeur ou qui ne peuvent être exploités que par une quantité limitée de raffineries. En conséquence, différents bruts obtiennent des prix différents. Vu la grande variété de pétrole, le prix d'un pétrole en particulier, est généralement établi avec un décote ou prime sur le prix de référence ou marqueurs selon sa qualité et les conditions du marché en relation avec l'offre et la demande du moment. Dans ce sens, la formule présente l'avantage d'ajuster les différentiels périodiquement pour refléter les différences en qualité des bruts, ainsi que les demandes et approvisionnement des divers types de brut ; ainsi, les producteurs de brut déterminent l'orientation et l'étendue des différences entre la valeur du brut de référence et son propre brut, sans établir le prix d'aucun en particulier.

2 – Localisation

La situation géographique apparaît également comme un facteur important dans le prix du brut car le coût du transport peut être un facteur déterminant du coût du pétrole de certains types de brut. Les bruts produits près des principaux marchés demanderont moins de transport pour le raffinage et en conséquence, seront plus attractifs et bénéficieront ainsi d'une prime sur le pétrole produit loin du marché, qui doit faire face à des coûts plus élevés de transport.

Le prix du brut prend aussi en compte le moyen de livraison à partir d'un point déterminé, c'est ce qui est désigné comme prix *FOB* (*Free on Board*) ou *CIF* (*Cost, Insurance and Freight*), dépendant du point de livraison du chargement à l'acheteur. Ainsi, une cotisation *FOB* est un prix du brut dans le port de charge, tandis que *CIF* est à destination. Les acheteurs doivent payer les coûts additionnels de transport s'ils achètent le brut ou des produits à un prix *FOB*, alors que les prix *CIF* incluent les coûts de transport. De plus, le moment de détermination des prix est différent. Les prix *FOB* correspondent à la date de l'embarquement de la charge et les prix *CIF* à la date de déchargement. Comme le transport en camion-citerne dure généralement entre quelques jours et quelques semaines, le risque de différence est souvent important. Le plus usuel est que le brut se négocie à un prix *FOB* et pour les produits pétroliers à un prix *CIF*. Cela signifie que les acheteurs de brut habituellement contractent des navires citernes pour recueillir le brut aux terminaux des

pays exportateurs de pétrole et les vendeurs de produits, généralement délivrent les produits aux acheteurs[503].

Un autre facteur important du « prix formule » sont les dénommés bruts marqueurs ou de référence.

3 - Bruts marqueurs

Il s'agit là de bruts spécifiques qui servent de point de référence pour d'autres bruts de la même région et présentant des qualités similaires. Ces bruts constituent un marché propre avec leurs valeurs intrinsèque, et en même temps permettent aux autres bruts de qualité similaire, mais constituant des marchés distincts, de se rattacher à cette valeur (du brut dit « marqueur »). Bien qu'il existe d'abondants types de brut et que chaque contrat d'achat est affecté par des conditions particulières, le prix de la plus grande quantité des bruts est lié aux prix des bruts marqueurs, permettant ainsi de fixer à chaque brut une valeur avec une prime ou une décote, sur la base de certains facteurs, à partir du prix d'un brut marqueur. Bien que le profil chimique du brut comporte de nombreuses propriétés chimiques, les deux propriétés les plus importantes, et déterminante, du prix du brut est son *API* et son contenu de souffre (S). Actuellement, le Brent (de qualité 38,3º *API*-37% S), brut produit dans la Mer du Nord, qui sert de référence en Europe et dans d'autres parties du monde, le *WTI* (de qualit´40º API-0,24% S), brut marqueur du Golfe du Mexique, à partir duquel est formé le prix de tous les bruts américains et le Dubaï (de qualité 32º *API*-2% S), brut de référence pour la zone du Moyen Orient (Golfe Persique), sont les principaux bruts dits marqueurs, c'est-à-dire dont les prix sont utilisés comme référentiels du pétrole brut pour le système actuel de fixation des prix du pétrole[504].

4 - Temps et compétence

Dans l'intervalle de temps entre la date du prix du pétrole et la date à laquelle le pétrole est livré, il existe un risque de variation du prix du brut. Afin d'en tenir compte, les parties qui réalisent

503 ENERGY CHARTER SECRETARIAT. *Putting a Price on Energy, Oil Pricing Updated*, Energy Charter Secretariat, Brussels, 2011, p. 8

504 ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS, *Nota Técnica Nº 87. Los crudos Marcadores (Tracers) y el Perfil Químico (Crude Oil Assay) de los Crudos de Venta. GPA Estudios y Servicios Petroleros* S.R.L, Nota Técnica Nº 87, http://oilproduction.net/files/GPA%20-%20Nota%20Tecnica%2087.pdf, p. 1

la transaction partagent généralement ce risque en adoptant une formule de fixation de prix qui offre comme avantage que le prix des livraisons physiques peut-être associé au moment de la livraison. Le différentiel peut ainsi être établi avec différentes intervalles de temps. Généralement, les pays utilisent le prix du mois antérieur au mois de chargement, et il est ensuite ajusté mensuellement ou trimestriellement. Parfois sont réalisés des accords sur la date de fixation des prix autour de la date de livraison. Par exemple, dans le cas des exportations de l'Arabie Saoudite aux États-Unis, la date de fixation de prix peut varier entre 40 et 50 jours après la date d'embarquement. Le prix utilisé est la moyenne de 10 jours des prix de référence aux alentours de la date de livraison.

Par ailleurs, en choisissant un prix de référence, on considère également quel différentiel doit être pris en compte pour déterminer un prix. À travers cette comparaison, un pays peut déterminer quel prix référentiel et à quel différentiel il s'ajuste mieux. Selon Fattouh (2011) les pays exportateurs qui établissent en premier leurs différentiels pourraient être désavantagés, raison pour laquelle ils tendent à retarder la publication de leurs prix ou octroient des compensations quand il s'agit de contrats à long terme.

La concurrence qui existe sur le marché actuel du brut implique donc qu'il existe des bruts avec des caractéristiques similaires qui établissent des différentiels équivalents.

CHAPITRE II : La structure actuelle du marché international du pétrole

Pour qui aurait quelque intérêt à connaitre comment est déterminé le prix du pétrole, il peut apparaître un peu confondant que compte tenu de la grande variété de bruts, il y ait à peine quelques bruts marqueurs qui servent de référence pour la fixation des prix pour le restant des bruts existants dans le monde.

Pour comprendre cet apparent paradoxe, il est nécessaire de connaitre comment fonctionne le marché *spot* ou physique du pétrole et comment sont réalisées les transactions physiques de pétrole (**Section 1**). En plus du marché *spot* il existe aussi les marchés dénommés *marchés temporaires* sur lesquels sont négociés des dérivés financiers, c'est-à-dire, des instruments financiers dont la valeur se dérive de l'évolution des prix d'un autre actif, le sous-jacent, qui dans ce cas est le pétrole (**Section 2**).

Section 1 - Le marché *spot* ou marché physique du pétrole

L'important développement du marché *spot* depuis le début des années quatre-vingt a révolutionné la forme suivant laquelle étaient fixés les prix du brut, constituant, comme il a déjà été indiqué, la base sur laquelle sont déterminés les prix du pétrole actuellement. De nos jours le marché *spot* du brut représente de 5 à 10% du marché mondial[505] et les prix *spot* influent environ 80% des volumes de bruts échangés[506].

Le marché *spot* est un marché informel ou *over-the-counter* (plus connu par ses sigles en anglais, *OTC*) de livraison physique immédiate, dans une zone géographique déterminée et où l'ensemble des transactions réalisées utilisent principalement les prix des bruts marqueurs correspondant à ces zones géographiques ou prix officiels pour quelques régions. Sur ce marché participent les dénommés « participants commerciaux », c'est-à-dire, ceux qui sont intéressés aux transactions sur le pétrole et ses produits, tels que les compagnies commerciales privées et

505 PLATTS, *The Structure of Global Oil Market*, Backgrounder, 2010, p. 2

506 PULITANO (G) et BORGUCCI (E)**,** *Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes* (1998-2008), Economía, XXXV, Universidad de los Andes, Mérida, 2010, p,179 https://www.redalyc.org/pdf/1956/195617995008.pdf. p. 179

publiques et les gouvernements, les propriétaires de gisements pétroliers, les producteurs de produits pétroliers, les exploitant de sites de raffinage, les vendeurs au détail et les consommateurs.

Les estimations peuvent varier mais selon les sources de l'industrie entre 90 et 95% du brut physique se commercialise au moyen de contrats à terme[507], lesquels sont négociés directement entre acheteurs et vendeurs qui accordent une série de livraisons de pétrole pour une période de temps déterminée, généralement d'un à deux ans, ainsi les marchés *spots* sont utilisés pour équilibrer l'offre et la demande.

En outre, les prix sur les marchés *spots* envoient un signal clair sur l'équilibre de l'offre et de la demande de pétrole. L'augmentation des prix indique qu'il est nécessaire d'augmenter l'approvisionnement, et la chute des prix indique qu'il y a trop d'offre pour le niveau de demande existant.

Sur le marché *spot* de pétrole les prix formules sont devenues une norme, avec des transactions qui se concluent sur la base du prix d'un brut marqueur auquel est ajouté ou soustrait un différentiel (prime ou décote) ; cependant, sur ce marché les prix de transaction sont normalement connus uniquement des deux parties au contrat, et chaque transaction commerciale est unique et différente des autres ; en conséquence le marché *spot*, par lui-même, ne fournit pas une série continue de prix ; cela peut devenir un obstacle important pour maintenir un marché *spot* actif et liquide ; pour cette raison, il existe des agences d'information des prix PRAs (*Price Reporting Agencies*), dont les plus importantes sont *Pratts* et *Argus Media*. Les PRAs réalisent des évaluations indépendantes et rapportent des séries de prix qui peuvent être utilisés comme référence.

Pour réaliser ces évaluations, chaque agence contacte les producteurs de brut, les raffineries, *traders*, *brokers* et toute autre source qui puisse fournir une information significative ; avec cette information et appliquant une méthodologie particulière, elles déterminent le prix du jour qu'elle publie. Les principaux marchés *spot* pour le pétrole sont Rotterdam pour l'Europe, Singapour pour l'Asie et New York pour les États-Unis. Ces marchés ont leur propre brut marqueur : *Brent*, *WTI* et *Dubaï*, ainsi que leurs propres bases logistiques pourvues de sources d'approvisionnement permanentes, options de transport, installations d'emmagasinage et disposent d'un réseau étendu d'acheteurs et de vendeurs.

507 PLATTS, *The Structure of Global Oil Market*, Backgrounder, 2010, p. 2

Le marché *spot* pour chargements transportés par mer utilise principalement le *Dated Brent* ou Brent à date fixe lequel est considéré comme le prix *spot* pour le Brent et c'est le marqueur de référence le plus communément utilisé pour la vente physique et l'achat de pétrole en Europe et le plus important du monde pétrolier puisque entre 50% et 70% de tout le pétrole commercialisé internationalement utilise sous quelque forme que ce soit du *Dated Brent* comme référence en formule de fixation de prix[508].

Le *Dated Brent* est en réalité un mélange composé des bruts *Brent Niniam Blend*, *Forties Blend*, *Oseberg* et *Ekofisk* lesquels procèdent des champs d'extraction de la Mer du Nord et s'emmagasinent et se chargent sur les navires citernes dans le terminal de Sullom Voe des Iles Shetland, Écosse, et dans son ensemble représente un approvisionnement de près de 1 million de barils de pétrole par jour de production. Ce brut reçoit le nom de *Dated Brent* car il représente les chargements de pétrole brut, de 600,000 barils ou charges partielles de 100,000 barils du mélange Brent de la Mer du Nord auxquels a été assignée une date, entre 10 jours et un mois d'anticipation, pour être embarqué sur un navire citerne[509]. C'est un pétrole de haute qualité, d'ample couverture géographique et dont la production, paradoxalement, va en déclin. Le marché *spot* du *Dated Brent* est un marché informel, qui se base sur des transactions téléphoniques et informatiques, et étant un marché informel, il n'est pas dans ses fonctions de divulguer des prix, et ce sont les agences d'information spécialisées qui se chargent d'estimer et de publier ses prix.

Sur le marché *spot* des États-Unis le *WTI* s'est établi comme brut marqueur en 1983 ; c'est un brut léger qui est extrait dans les champs occidentaux de l'état du Texas ; par contrat, on peut aussi remettre plusieurs types différents de brut, inclus les bruts doux de l'Oklahoma, du Nouveau Mexique et du Texas, ainsi que différents bruts étrangers. Le brut *WTI* est envoyé par oléoducs pour sa livraison physique à Cushing, Oklahoma et il n'est pas commercialisé sur les marchés internationaux, mais seulement sur le marché des Etats-Unis, il est en concurrence face aux importations, représentant seulement le prix de référence pour le marché des États-Unis.

Ce système a représenté de sérieuses difficultés pour faire face aux volumes croissants de pétrole brut qui circule à travers Cushing. Cette problématique a pesé sur le prix du *WTI* durant les

508 FATTOUH (B), *An anatomy of the crude oil pricing system*, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 24

509 PLATTS, *Technology and specifications guide crude oil*, Backgrounder, 2017; p. 13-15

dernières années au point qu'il est maintenant très fortement influencé par les conditions locales d'offre et de demande. Cela a fragilisé le rôle du WTI comme point de référence mondial[510].

Il est à noter qu'une partie de la doctrine estime que le WTI n'est pas un bon indicateur des prix globaux, prenant en considération que la logistique que suppose la détermination de prix du brut transporté par oléoduc est complètement différente de celle en relation avec les chargements qui doivent être transportés dans des tankers par mer, ces derniers dominant pratiquement la totalité du commerce pétrolier[511].

Dès lors cette doctrine considère que le *WTI* n'est pas un marqueur utilisé amplement et qu'il perd du poids par rapport au brut *Dated Brent* et les marqueurs du Golfe qui peuvent être transportés par mer et qui, à la différence du *WTI* peuvent être facilement envoyés tout autour du monde. Raison pour laquelle, à partir de 2008 le différentiel entre le *WTI* et les autres bruts a augmenté, et les autres bruts marqueurs ont formé des références alternatives.

En particulier, *l'Argus Sour Price Index* (ASCI) est devenu un marqueur référentiel gagnant constamment plus d'importance. C'est un indice qui reflète les prix du brut moyen acide de la Côte du Golfe des États-Unis qui résulte d'une moyenne pondérée par volume du prix des accords de bruts *Mars, Poseidon* et *Southern Green Canyon* produits par les États-Unis et il se présente comme prix et comme différentiel de substitution face au *WTI*[512], et est étroitement relié au marché international.

L'Arabie Saoudite a éliminé le *WTI* comme marqueur différentiel, de même que le Kuwait en 2009, et l'on remplacé par l'ASCI, suivis par l'Iran l'année suivante. À ceux-ci se sont ajouté quelques pays Latino-Américains tels que l'Equateur et des compagnies Asiatiques en relation commerciale avec l'Amérique Latine.

Le prix spot du brut marqueur Dubaï a été la principale référence depuis 1980 pour les prix du brut produit dans le Golfe Persique et vendu aux raffineries d'Asie. La production du brut de Dubaï s'épuise de manière significative, mais forme avec celui d'Oman la référence historique pour les

510 FATTOUH (B), *An anatomy of the crude oil pricing system*, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 58-59

511 HORSNELL (P) ET SOSA (L). *El uso de crudos marcadores en la determinación del precio del petróleo,* Foro Internacional Vol. 35, El Colegio de Mexico, 1995, p. 38-51

512 ARGUS Media, Argus Sour Crud IndexTM (ASCITM), 2018, p. 5-6

bruts produits dans le Golfe Persique, selon l'agence Platts[513] ; initialement, il faisait référence au prix du brut physique de Dubaï, cependant, après le déclin de la production, en 2002 le périmètre de cette référence a été étendu : s'est incorporé le brut d'Oman, et le Upper Zakum de Abu Dhabi en 2006.

À partir de mars 2016, il reflète aussi le prix du brut Al-Shaheen du Quatar et le Murban de Abu Dhabi. La moyenne mensuelle du Dubaï/Oman est une composante basique dans la formule de fixation des prix pour les ventes des grands producteurs du Moyen Orient de l'OPEP, tels que l'Arabie Saoudite, l'Iran et le Kuwait.

.

Au cours des dernières années, ce brut a gagné de l'importance parallèlement aux importations de brut des économies émergentes asiatiques, au sein desquelles se détache la Chine. La production totale des bruts Dubaï, Oman et Upper Zakum est autour des 1,6 millions de barils annuels, ce qui contraste avec le million de baril par jour de référence du Brent de la mer du Nord (BFOE Market en anglais).

Section 2 - Les Marchés Temporaires ou de Dérivés Financiers

Les contrats *forward*, futur, options ou *swaps*, négociés sur ces marchés ont connu une expansion importante tant des volumes négociés que de la quantité et de la diversité des types de participants. Le dénominateur commun de tous est la négociation et la fixation des conditions de paiement ou de prix à une date présente pour réaliser des transactions à une date future.

Le marché *spot* et les marchés temporaires sont étroitement liés, même si chacun d'eux possède des caractéristiques et des fonctions différentes. La principale différence des marchés temporaires par rapport aux marchés *spot* est que dans sur ces derniers sont réalisées des transactions physiques, tandis que sur les marchés à terme sont négociés des compromis d'achat et de vente lesquels, arrivés à leur échéance, sont liquidés généralement en argent et non par la livraison de l'objet de référence sous-jacent (en l'occurrence, du pétrole). Les transactions *spot* augmentent la concurrence pour toutes les parties participantes. De plus, il existe des brèches de temps significatives entre la réalisation de l'accord, la date de chargement et la date de livraison. C'est

513 PLATTS, Methodology and specifications guide crude oil, Backgrounder, 2017, p. 1-2

afin de couvrir ces risques propres au marché pétrolier qu'ont été établis les marchés à terme du pétrole brut, qui permettent le développement et l'application de stratégies de couverture par lesquelles on essaie de réduire le risque de prix, c'est-à-dire, la possible perte provoquée par des mouvements défavorables d'évolution futur des prix du brut. Fixant un certain niveau de prix, il est possible d'assurer des *cash-flows* plus stables[514].

A/ Le marché *Forward*

Un *forward* est un contrat qui est négocié, sur un marché OTC, entre un acheteur et un vendeur qui arrivent à un accord sur le prix, la quantité et la date à futur à laquelle sera effectuée la transaction du brut. À la date de livraison ou au moment de la liquidation du contrat, il est habituel de spécifier deux possibilités de dénouement non exclusives : (a) une liquidation par échange de l'objet principal, c'est-à-dire que le contrat s'exécute en livrant ou en recevant la quantité de barils de brut conventionnellement prévue, ou (b) une liquidation par différentiel : les barils de brut ne sont pas reçus, mais on procède au paiement de la différence entre le prix de livraison et le prix *spot* du brut à la date d'échéance.[49]

S'il est accordé un *forward cash settled* (liquidation par différentiel), le contrat est liquidé en argent au prix *spot* et si le prix du brut au moment de la livraison ou de la liquidation est plus élevé que le prix de livraison accordé, alors l'acheteur obtient un bénéfice monétaire tandis que le vendeur subi une perte. Au contraire, si le prix *spot* du brut est plus bas que le prix de livraison au moment de l'échéance du contrat, le vendeur obtient un bénéfice monétaire alors que l'acheteur supporte une perte. Dans les contrats f*orward* liquidés en argent, les deux parties s'accordent simplement pour payer le bénéfice ou la perte du contrat au lieu de réaliser la livraison physique (en nature) du brut[515].

Un exemple simple aidera à comprendre la mécanique des contrats f*orward* liquidés en nature : le premier janvier, la compagnie A consent le droit d'acheter à la compagnie B un baril de brut pour une livraison en avril à un prix de 40 USD par baril. Si en avril le prix *spot* du brut est

514 BENIGNI (J), *The Complex World of Oil Market and Trading*, Economist's Corner, 2007, p. 2, https://www.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=803 7

515 MORALES (J), *Contabilidad de Derivados sobre Commodities bajo Normas Internacionales de Información Financiera*, Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, España, 2010. p. 6 https://www.aeca.es/old/faif/articulos/comunicacion4.pdf

supérieur à $40, disons à $50 par baril, alors l'acheteur obtient un gain de $10. Au lieu d'avoir à payer $50 le baril, la compagnie A aura seulement à débourser $40. Cependant, le gain de l'acheteur est la perte du vendeur. Maintenant, la compagnie B doit vendre un baril de brut à seulement $40 quand il aurait pu le vendre sur le marché *spot* à $50. Étant donné qu'il s'agit d'un contrat *forward cash settled*, au lieu que l'acheteur ne paie au vendeur $40 pour le baril de brut, comme cela s'exécuterait s'il y avait une livraison physique, le vendeur paie simplement à l'acheteur $10. Ces $10 constituent la différence entre le prix accordé dans le contrat et le prix *spot* actuel pu ($40 - $50) x1.

Pour mener à bien une stratégie de couverture, on prend donc une position sur le marché f*orward* dans une direction opposée à la position sur le marché *spot*. Dans un contrat f*orward*, une des parties assume une position *longue* (l'acheteur) suivant laquelle il accorde d'acheter du brut à un moment déterminé futur et à un prix spécifique ; cette stratégie de couverture est appropriée quand l'acheteur sait qu'il devra acquérir le brut dans le futur et qu'il veut s'assurer de maîtriser le prix à payer. L'autre partie assume une position courte, dite *short* (vendeur) et consent à vendre le brut le même jour et au même prix ; cette autre stratégie de couverture sera appropriée si le vendeur possède le brut (ou espère l'avoir dans le futur) et qu'il sait qu'il devra le vendre à un moment futur. Le prix dans un contrat *forward* est connu comme *delivery price* ou prix de livraison. Au moment de la signature du contrat, le prix de livraison est déterminé de manière telle que la valeur du contrat *forward* pour les deux parties est égale à zéro. Cela signifie qu'au début, le coût est de zéro, quelle que soit la position assumée (*long* ou *short*)[516].

Sur le marché *spot*, il y a ainsi des participants qui cherchent une couverture pour minimiser leurs risques, il y a aussi d'autres participants qui cherchent seulement à spéculer prenant une position pour obtenir une rentabilité du mouvement des prix. La période de temps qui va s'écouler depuis la date de réalisation d'un contrat *forward* jusqu'à la date de livraison rend possible que le chargement de brut négocié soit revendu jusqu'à la date de livraison à d'autres intéressés et ainsi se forment les *daisy Chains* ou chaines d'achat-vente.[517]

Les contrats f*orward*, comme il a été mentionné précédemment, sont négociés sur les marchés OTC, qui par définition ne sont pas des marchés organisés et en conséquence, il n'existe pas de

516 ENERGY CHARTER SECRETARIAT. *Putting a Price on Energy, Oil Pricing Update*d, Energy Charter Secretariat, 2011, Bruxelle, p. 18

517 *Ibid.*

système de chambre de compensation et cela représente le risque de la contrepartie et tous les registres de transactions doivent être localisés individuellement. Comme il ne s'agit pas de contrats standardisés, beaucoup d'éléments sont entre les mains des deux parties pour le contrat. La transparence de prix est relative, en dépit du fait que les *PRAs* se chargent d'informer sur les prix.

Les marchés *forward* se sont développés originairement autour du brut dit Brent dans la décennie des années 1980. Aujourd'hui, le contrat *forward* du Brent (BFOE Market) est représenté par ce que l'on nomme le « Brent de 25 jours », qui est un contrat pour acheter et vendre 600,000 barils ou 100,000 barils en charge partielles qui spécifie un mois de livraison mais sans date précise de chargement. La livraison se réalise au terminal de Sulom Voe dans la Mer du Nord. Dans les opérations de Brent à 25 jours, seul le mois de la livraison est précisé, l'acheteur spécifie le mois et le volume et le vendeur indique la date de livraison au moins 25 jours avant. Le nom est dérivé de cette pratique. Quand est indiquée la date d'un chargement de Brent à 25 jours, cela se converti en une transaction *Dated Brent*.

Après la fenêtre de chargement de trois jours, si le titulaire du contrat long, c'est-à-dire celui qui a acheté le *forward*, n'est pas désireux de prendre possession des 600,000 ou 100,000 barils de brut et qu'il a un contrat court, ou de vente de *forward*, il notifie l'acheteur de son contrat de vente. C'est une pratique commune sur ce marché qu'un seul chargement de pétrole brut bouge à travers plusieurs titulaires de contrats, après que le vendeur originel indique sa fenêtre de chargement de trois jours et avant que prenne fin la transaction[518].

Les *daisy Chains* s'arrêtent quand un acheteur accepte la livraison, soit par préférence, soit parce qu'il n'a pas de contrat de vente pour le mois en question ou qu'il n'a pas le temps de notifier le prochain acheteur potentiel. Ces contrats *forward* sont liquidés abstraitement (sans livraison physique du sous-jacent) la plupart du temps, mais ils peuvent également se dénouer en une transaction portant sur la livraison physique de 600,000 ou 100,000 barils de brut.

B / Le Marché de Futur

Les marchés *forward* présentent quelques limites, étant donné qu'il reste souvent difficile pour certains participants de négocier le contrat *forward* de manière *ad hoc*, c'est-à-dire d'une manière

518 PLATTS, *Methodology and specifications guide crude oil*, Backgrounder, 2017, p. 13-17

telle qu'ils s'ajustent à leurs besoins spécifiques, en raison des difficultés à anticiper les évolutions futures du marché du pétrole Les marchés de futur apparaissent pour résoudre une bonne partie de ces problèmes. Les contrats de futur réunissent un ensemble de caractéristiques qui leur permettent de surmonter les limitations des marchés *forward*.

Fondamentalement, un contrat de futur est identique à un contrat f*orward* mais avec la différence qu'ils ne sont pas négociés sur un marché *OTC*, mais sur un marché organisé, c'est-à-dire, au sein d'une bourse (marché d'instrument financier)[519] organisée. Sur ces marchés organisés, tous les éléments d'un contrat de futur tels que son prix, sa date d'échéance, son mode de liquidation, ses quantités et les caractéristiques de l'actif sous-jacent se trouvent standardisés.

De même, ces contrats sont toujours disponibles étant donné l'amplitude de l'échéance qui est offerte sur ces marchés organisés. Ils offrent en outre une sécurité plus grande, car il n'existe aucun risque de contrepartie, étant donné que tant l'acheteur que le vendeur négocient à travers la chambre de compensation (*Clearing House*) de la bourse, qui se charge de retenir les garanties exigées et d'ajuster tous les jours les différences de prix liquidant les contrats quotidiennement et non à la fin de leur vie à la date d'échéance. En outre, les contrats de futur portent sur une petite quantité, usuellement 1000 barils d'un type déterminé de pétrole brut, ce qui facilite davantage l'accès à un grand nombre de participants. Bien que le pétrole physique peut être acheté au travers d'une bourse organisée en concluant un contrat à futur, dans la pratique, le pétrole n'est presque jamais délivré physiquement car seulement quelque 5% de ces contrats sont liquidés en termes de brut physique[520].

Les marchés de futur organisés de brut les plus importants sont : le New York Mercantile Exchange (NYMX), l'Intercontinental Exchange (ICE), Singapour Exchange (SGX), Dubaï Mercantile Exchange (DME), Tokyo Commodities Exchange (TOCOM), les deux premiers étant les plus importants par volume de contrats négociés de pétrole. Durant la décennie des années 1980, ont été réalisés les premiers contrats de futur et d'options de pétrole sur les marchés spécialisés de New York (NIMEX) et Londres (ICE). Il est à noter qu'avant 2005, la bourse de valeurs de Londres était responsable des négociations des contrats en relation avec le pétrole était

519 En droit positif, on parlera de plate-forme de négociation, terminologie et définition issu du droit européen, art. L420-1 du code monétaire et financier.

520 ENERGY CHARTER SECRETARIAT. Putting a Price on Enerfy, Oil Pricing Updated, Energy Charter Secretariat, 2011, Bruxelle, Belgique. p. 19

l'IPE (International Petroleum Exchange). Elle a été achetée en 2001 par l'ICE et a changé définitivement son nom en 2005. De même, il faut noter que les deux contrats plus importants de futur de pétrole sont le brut léger WTI qui se négocie à la NYMEX et les contrats Brent négocié à l'ICE.

Il est à noter également que le marché de futur avec son principe de cotations a amélioré la disponibilité des informations sur les prix pour tous les aspects du marché pétrolier. Les marchés à futur fournissent ainsi des informations importantes, à partir du mouvement des cotations, sur les expectatives d'évolution des prix. Ainsi des cotations de futur plus élevées que les marchés *spot* prédisent que les prix seront en hausse, c'est-à-dire, que les contrats de livraisons plus lointaines dans le futur sont plus chers que les contrats avec une date de livraison plus proche. Dit d'une autre manière, plus proche est le dénouement du contrat, plus cher sera le produit ; cette situation est connue comme le marché en *contango*. En revanche, les prix futur plus bas que le *spot* prédit des baisses des marchés, c'est-à-dire, que les contrats de livraison plus lointaines dans le futur sont moins chers que les contrats à une date de livraison plus proche, c'est-à-dire qu'en n'importe quel point du temps, plus on avance la date d'exécution du contrat, meilleur marché sera le pétrole ; cette situation est nommée marché *backwardation*. Pour cela il n'est pas rare que nombre de publications fassent davantage référence à ces cotations qui reflètent ce que le marché anticipe du futur, au lieu des prix réels du marché spot[521].

La structure de la cotation des futurs est importante autant pour les spéculateurs que pour les opérateurs de couverture. Les deux types d'investisseurs prennent leur décisions en tenant compte de la situation de *contango* ou de *backwardation*. Les marchés en *contango* en général promouvant des stratégies de marché d'achats *spot* et d'emmagasinage du pétrole dans l'attente d'une vente futur à un prix plus élevé ; au contraire, dans une situation de *backwardation*, il y a une incitation pour les producteurs à vendre *spot* à courte échéance, introduisant sur le marché plus de quantité de brut. Le premier scénario pousse à une augmentation d'inventaires et la deuxième à une réduction d'emmagasinage. Pour les spéculateurs, en présence de *backwardation* il est souhaitable de vendre à futur, en achetant des contrats avec une échéance plus lointaine dans le temps, et ainsi

521 PULITANO (G) ET BORGUCCI (E). *Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes (1998-2008)*, Economía, XXXV, Mexico, 2010; p. 184.

gagner sur la différence. Ceci, sur le marché du pétrole génère incontestablement une augmentation de liquidité, mais surtout de volatilité[522].

Sur le NYMEX, le contrat futur standard de brut négocié spécifie 1,000 barils de brut *WTI* qui seront livré à *Cushing, Oklahoma* à une date spécifique dans un mois futur. Ce contrat, en réalité prévoit la livraison de plusieurs types de pétrole brut nationaux et étrangers, avec une décote ou une prime par baril basée sur le brut spécifique que livre le vendeur. Le contrat standard de bruts doux légers du NYMEX énumère les spécifications des livrables de pétrole brut avec les décotes et les primes attenantes. Ce contrat peut être négocié dans une période de 30 mois avant la date de livraison spécifiée dans le contrat conclu. NYMEX offre aussi des contrats standards de bruit légers et doux pour la livraison de pétrole brut WTI à 3, 4, 5, 6 et 7 ans.

Traditionnellement, le *WTI* a dominé le marché de futur, représentant autour des deux tiers de l'activité de négociation de contrats futur. En Europe, la négociation de futurs de brut a commencé tardivement, seulement en 1988 ; cependant, la commercialisation des futurs en *Brent* a augmenté significativement durant ces dernières années, étant maintenant proche de celle du *WTI*, renforçant le rôle du Brent en tant que brut marqueur international clé[523].

Bien que le NYMEX offre des opérations de futur de *Brent*, la majorité des contrats futur de Brent se négocient à l'ICE de Londres. À différence du contrat NYMEX WTI, qui prévoit une livraison de la marchandise physique à l'échéance, tant le contrat NYMEX que les contrats futur de l'ICE pour le Brent sont liquidés en argent. À l'échéance, les titulaires des contrats qui demandent la livraison doivent payer au marché la valeur du pétrole *Brent* qui leur sera livré, et les titulaires des contrats qui demandent l'acceptation de la livraison reçoivent la valeur du pétrole brut à être livré.

Les particularités du marché du Brent ont ainsi créé une demande pour d'autres types d'instruments financiers de dérivés liés au prix du brut Brent.

522 MABRO (R), *Oil Markets and Prices*, Institute for Energy, Oxford, 2000, p. 1 https://www.oxfordenergy.org/publications/oil-markets-and-prices/?v=11aedd0e4327

523 DUNN (S) ET HOLLOWAY (J), Reserve Bank of Australia, BULLETIN, Australia, 2012, p. 68 https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf

En plus des marchés du *Brent* déjà décrits, se sont développés plusieurs marchés auxiliaires *OTC*, qui se connectent au marché primaire et aident, comme il sera vu plus tard, au processus de détermination des prix, à travers des contrats *swaps* qui servent d'outils pour les opérateurs et les spéculateurs qui peuvent gérer le risque des changements de prix dans ces marchés primaires[524]. Les *swaps* sont un type clé d'instrument dérivés *OTC*, utilisé sur le marché pétrolier pour la gestion de risques financiers et avec lequel deux paries inter changent des expositions de risques de marché différentes pour avoir la sécurité d'un prix fixe ou prédictible, généralement pour une période prolongée d'années. Il peut aussi impliquer des instruments à court terme dans lesquels le risque est administré par le fournisseur de *swaps* au lieu d'être absorbé par une contrepartie. Par exemple, dans un *swap* de brut qui sera délivré dans un futur, le vendeur accepte de payer à l'acheteur pour n'importe quelle augmentation de prix du brut par-dessus de la valeur accordée entre le moment qu'a été réalisé le contrat et le moment quand le pétrole est livré, tandis que l'acheteur accordera de payer au vendeur pour toute diminution par dessous de la valeur accordée.

Un des principaux avantages du marché des *swaps* est que les *swaps* peuvent être utilisés pour se protéger contre les changements dans les prix des bruts pour lesquels il n'existe pas un marché dans les bourses organisées. Le prix de ce swap serait le prix du Brent à l'ICE plus le différentiel fixe entre les bruts Brent et les bruts vénézuélien. À travers ce type de swap, les risques basiques qui demeurent après l'achat ou la vente de contrats futur peuvent être minimisés.

Dans cet ordre d'idées, il faut spécifier que deux des contrats swaps qui se négocient le plus sur les marchés auxiliaires *OTC* et se révèlent des plus importants pour la fixation des prix du marché *Bren*t sont des contrats par différence *Contracts for Differences* (*CFD*) et les contrats de livraison physique *Exchange of Futures for Physical* (*EFP*).

Un *CFD* est un accord *swap* par lequel est négocié la différence arithmétique entre deux transactions similaires mais opposées en lieu et place des quantités totales impliquées. Le terme *CFD* est utilisé spécialement sur les marchés pétroliers pour faire référence à un type de swap de prix sur le marché du brut Brent à court terme, qui permettent de couvrir la différence de prix entre

524 PLATTS, *The Structure of Global Oil Market*, Backgrounder, 2010, p. 2-3

les prix *Dated Brent* et *Brent forward*. Au lieu d'utiliser un *CFD*, un acheteur ou un vendeur peut effectivement fixer le prix du *Dated Brent* en relation avec le *Brent forward*, réduisant l'exposition aux changements dans le prix du chargement du *Dated Brent* depuis le moment où expire le *forward Brent* et le moment auquel le chargement est embarqué sur le navire citerne. Les *CFD* proportionnent une couverture contre ces changements dans le prix ; pour cela les *CFD* sont convertis en un instrument clé de gestion de risques dans le commerce du pétrole brut. De même, comme le *Dated Brent* est le prix d'un brut marqueur, un *CFD* est un outil utile pour les acheteurs et les vendeurs de ces autres bruts liés au Brent pour se protéger contre les risques de changements dans le prix du *Dated* Brent[525].

Étant donné que le contrat de Brent *forward* emprunte beaucoup des caractéristiques d'un contrat de futur et que le *Brent forward* accompli plusieurs des mêmes fonctions qu'un marché de futur, le marché de futur *Brent* est structuré pour converger vers le marché de *forward* au moment de l'échéance. La valeur du brut Brent sur le marché de futur à la date d'échéance est, en conséquence, liée au prix du prochain envoi de pétrole *Brent* en *forward* à cette date. Offrant un mécanisme de découverte des prix pour les commerçants dans le marché *forward*, le marché de futur *Bren*t fait que le marché plus limité *forward* est moins susceptible de manipulations.

Les contrats de futur de Brent sont des instruments purement financiers caractéristiques des marchés à terme utilisés par les participants commerciaux et non commerciaux. L'unique forme pour qu'un titulaire d'un contrat de futur de Brent puisse acquérir du pétrole physique est de réaliser une opération *swap* sur le marché auxiliaire des contrats de livraison physique *EFP*. Avec ce système, les titulaires de contrats de Brent peuvent payer un contrat de futur avec un contrat *spot* ou physique. En faisant cela, les titulaires peuvent obtenir le même résultat que la livraison physique de la marchandise. Le marché d'EFP se base sur un concept similaire à celui du marché *CFD*, bien qu'il lie le prix *forward* avec le prix à futur de *Brent*. Les participants du marché pétrolier utilisent le marché d'EFP pour couvrir la différence de prix entre le prix futur de Brent et ceux du marché *forward*. La valeur d'EFP montre la différence de prix entre le marché de futur de Brent et le marché *Brent forward*. S'il n'y a pas de liquidité dans le marché *forward*, le prix en *EFP* et le prix du contrat de futur de Brent montrent le prix perçu sur le marché *forward*[526].

525 PLATTS, *The Structure of Global Oil Market*, Backgrounder, 2010, p 4-5
526 *Ibid.*

À différence du brut *Brent*, il y a peu de marchés à terme liés directement au brut de Dubaï. Les tentatives de lancer un contrat de futur de Dubaï à Londres et à Singapour qui ont été initiés au début des années 1990 n'ont pas eu de succès. Cependant, il s'est développé un marché informel autour du brut de Dubaï à travers la production habituellement placée sur le marché *forward* du Brent avec quelques différences institutionnelles, telles que le processus de nomination, l'annonce du calendrier d'embarquement et la durée du processus de réserve[527].

Actuellement les deux marchés les plus importants liés au brut Dubaï sont la négociation de Futurs pour Swaps (EFS) de Brent / Dubaï et les marchés de swaps mensuels de Dubaï. L'EFS de Brent / Dubaï est similaire a l'EFP évoqué antérieurement, mais dans lequel un opérateur convertit une position future de Brent en un mois anticipé en Dubaï Swaps auquel s'ajoute un différentiel de qualité premium.

Ce marché permet aux opérateurs de convertir leur exposition aux prix de Dubaï en une exposition à prix Brent qui est plus facile à gérer (arbitrage) vue la liquidité élevée du marché de futurs Brent. Comme dans le cas d'un *EFP*, l'EFS est conclu avec un différentiel au prix d'ICE Brent. Le swap inter mensuel de Dubaï reflète donc la différence de prix entre deux *swaps* et en conséquence, est différent des *spreads* monétaire.

Cela permet aux opérateurs de couvrir leur position d'un mois à l'autre. Les swaps mensuels de Dubaï sont négociés activement à Londres et à Singapour et sont fondamentaux pour la détermination du prix des contrats de futur de Dubaï [528].

C/ La déformation des prix des bruts marqueurs

Le système de prix formules du pétrole se base sur des formules qui utilisent comme référence les prix des bruts marqueurs. Dans la pratique, le système opère de la façon suivante : la formule pour établir le prix d'un brut déterminé est annoncé dans les premiers jours du mois avant

527 *Ibid.*

528 ARGUS MEDIA, *Methodology and specifications guide*, Argus Crude, 2018, p. 16-17

l'embarquement de la charge sur un tanker ; elle est dite formule établit avec un différentiel de prix entre le brut vendu et un brut marqueur de référence ; ce dernier est sélectionné en fonction de la région à laquelle va être destiné le tanker. Le but poursuivi est d'assigner au brut vendu un prix qui soit compétitif avec les différentes alternatives que l'acheteur a dans la région de destination à laquelle est accordée la négociation. Pour arriver à la formule, on sélectionne la série de rapports journaliers de prix de référence qui reflète le prix des bruts marqueurs qui rivalisent dans ladite région. Ces prix de référence utilisés dans le système de prix formule est basé généralement sur (i) le prix *spot* déterminés par les *PRAs* (par exemple, un prix *spot* publié par *Platts* appelé *Dated Brent*), ou (ii) les prix déterminés sur les marchés à terme (par exemple, le prix *WT*I évalué publié par les PRAs).

Comme on peut observer, la pierre angulaire du système des prix formules est dans l'identification du prix des bruts marqueurs clé, comme sont les *Dated Brent*, le *WTI* et le *Dubaï*, vu que les prix des différents bruts commercialisés sur le marché pétrolier international se déterminent, en grande partie, en fonction des prix des bruts marqueurs ; comprendre les particularités qui conditionnent le comportement de ces bruts marqueurs est nécessaire pour comprendre le procédé de formation des prix du restant des bruts sur le marché international.

1 - La fixation du prix du Brent

Le mécanisme pour déterminer le prix du brut Brent est assez complexe et implique plusieurs types de marchés différents et leurs modalités correspondantes de détermination des prix *Dated Brent*, *Brent ICE* ainsi que le recours aux prix du contrat *Brent forward*. Comme il a été indiqué précédemment, le *Dated Brent* est considéré comme le prix *spot* pour le brut *Brent*, et en apparence c'est le prix de référence le plus communément utilisé pour la vente et l'achat physique de pétrole. Cependant, très peu d'opérations physiques du *Dated Brent* ont un prix réel et en tous les cas, ils ne sont pas directement observables (marchés OTC, de gré à gré sans publication des transactions). Dans ces circonstances, le prix du *Dated Brent* est évalué par les *PRA*s utilisant l'information des marchés physiques et à terme.

Les contrats de futur du Brent ne sont pas livrables physiquement et à l'échéance le prix *Date Brent* doit converger vers le prix sur le marché de futurs. Cela s'obtient grâce à l'existence du marché *forward* du *Brent* ; comme il a été expliqué antérieurement, le *forward Brent* est un contrat

forward OTC de livraison physique qui spécifie un mois de livraison (mais non une date précise), mois durant lequel le brut sera chargé pour son transport et les acheteurs sont notifiés de la date d'embarquement 25 jours avant la livraison. Les *PRAs* évaluent normalement trois prix de *Bren*t *forward* qui couvrent une période de jusqu'à trois mois.

Les *PRAs* ensuite évaluent les prix des *CFD*. De la sorte, les *CFD* servent de pont entre le marché de futur et le marché *spot* du *Brent* pour établir un lien entre le prix futur du Brent et le prix *Dated Brent*, même à un certain moment dans le futur. En prenant les évaluations des valeurs hebdomadaires de CFD au cours des prochaines huit semaines et en les combinant avec le prix du Brent *forward* du deuxième mois, les PRAs peuvent construire une fourchette de prix futurs du *Dated Brent* avec jusqu'à huit semaines d'anticipation, c'est-à-dire, une cotation anticipée du *Dated Brent*. Utilisant cette cotation, on peut calculer les prix implicites du *Dated Brent* pour la période des 10 à 25 jours suivants, dont la moyenne est connue comme la *Frange Dated* de la Mer du Nord. Combinant cela avec les différentiels de chacun des quatre bruts du mélange Brent, on obtient un prix absolu pour chacun de ces bruts. Celui qui offre le moins cher des quatre bruts de référence se convertit en la cotation journalière publiée pour le *Dated Brent*[529].

Il peut arriver, cependant, que l'on ne dispose pas d'informations suffisantes sur les prix du Brent *forward* dû à la faiblesse de liquidité du marché *forward* du Brent, ce qui empêche de l'utiliser comme point de départ. Dans ce cas, les PRAs commencent l'établissement de leur évaluation à partir du marché de futur. On obtient un prix *Brent forward* synthétique faisant un pont entre le marché à futur et le marché *forward* du *Brent* à travers le lien des prix à futur du Brent de l' ICE et les valeurs de l'EFP[530].

Une fois dérivé le prix des *Brent forward*, le prix du *Dated Brent* peut être déterminé de la manière expliquée précédemment.

529 DUNN (S) ET HOLLOWAY (J), Reserve Bank of Australia, BULLETIN, Australia, 2012, p. 65-68 https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf

530 *Ibid.*

2 - La fixation du prix du West Texas Intermediate

Les contrats de futur du *WTI* à la Bourse américaine *NYMEX*, permet d'utiliser le marché de futur dans le système de fixation de prix pour valoriser tous les envois de brut que reçoivent les États-Unis. Cela est dû à l'existence d'un marché de futurs important caractérisé par une grande liquidité et qui, depuis son début en 1983, a remplacé presque entièrement son marché *forward.* Il faut noter que seulement une proportion très petite des contrats de futur *WTI* est liquidée physiquement, principalement à travers d'EFP. La contrepartie de l'absence d'un marché *forward* significatif est que le prix physique *spot* évalué par les *PRAs* pour le *WTI* se détermine de façon différente que le prix *Dated Brent*. Le prix *spot* pour *WTI* publié par les *PRAs* est habituellement le prix des futurs *NEMEX WTI* le plus récent et représentatif (contrat à l'échéance la plus proche) dans la période immédiatement antérieure au moment de l'évaluation du prix (qui varier selon les PRAs)[531].

3 - La fixation du prix Dubaï

Vu le nombre limité de transactions physiques et en conséquence la quantité limitée de transactions que peuvent observer les agences d'information des marchés du pétrole, la valeur du Dubaï, le brut marqueur de référence utilisé pour fixer les exportations de pétrole brut vers l'Asie Orientale, est souvent évaluée en utilisant la valeur de différentiels sur le marché très liquide OTC Dubaï /Brent swaps. En conséquence, on pourrait faire valoir que sans ces instruments financiers il ne serait pas possible de « découvrir » ou « identifier » les prix du pétrole dans l'actuel système de fixation du prix du pétrole. En effet, les prix du pétrole brut se déterminent conjointement ou de manière conjointe dans les deux marchés, dépendant des différences sur le moment, la localisation et la qualité du pétrole brut.

Platts établit les cotations du brut Dubaï à partir du prix des transactions les plus fréquentes durant le mois de chargement qui se commercialise en lots partiels de 25.000 barils, avec une

531 DUNN (S) ET HOLLOWAY (J), Reserve Bank of Australia, BULLETIN, Australia, 2012, p. 68 https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf

convergence physique de 500.000 barils ou de 20 chargements partiels, à 16h30 heure de Singapour. Le contrat Platts Dubaï reflète ainsi la valeur *spot* du brut amer du Proche Orient, où l'acheteur du Dubaï a l'obligation d'accepter la livraison de ce brut, ou de tout autre alternative que sont les bruts *Upper Zakum* ou *Oman*, à élection du vendeur. Les chargements doivent être libres de toute restriction ou limitation imposée à l'acheteur comme, par exemple, des clauses de revente ou de destination. Le Brut Platts Oman reflète la cotation du pétrole d'Oman. La cotation des deux bruts, Dubaï et Oman, s'élabore selon le procédé d'évaluation des prix *Market on Close* (MOC) de Platts[532].

Selon *Argus media* (2018), la production du brut Dubaï et en conséquence sa liquidité de marché, décline depuis plusieurs années. Actuellement, peu d'embarquements pleins de brut de Dubaï sont commercialisés sur le marché *spot*, ce qui signifie que la détermination des prix du brut doit refléter d'autres indices liquides et transparents. *Argus media* détermine les prix du brut Dubaï sur la base d'une méthodologie de swaps et de différentiels de prix. Argus côte le prix de Dubaï de la même manière que le marché côte la valeur du Dubaï : les compagnies qui négocient sur le marché de Dubaï convertissent leur risque de prix Dubaï à un risque lié au prix Brent car le risque du prix Brent est plus facile de manier. Les volumes sous-jacents commercialisés de swaps Dubaï et le contrat associé ICE Brent offrent un fondement plus fiable et transparent pour évaluer le prix Dubaï que tout autre approche méthodologique. Argus initie le calcul des prix Dubaï en suivant le marché actif de swaps de Dubaï basés à Singapour. Les swaps Dubaï se commercialisent comme un échange de futurs par swaps (connus sous le sigle anglais *EFS*). Argus identifie er rapporte les prix EFS en vigueur, exprimé comme un différentiel du prix *Ice Brent*. La valeur EFS se soustraie du prix en vigueur.

D/ Caractéristiques d'un brut marqueur idéal.

Harpur (2002)[533] a établi les conditions que doit présenter un brut pour être un « bon brut » capable de constituer un marqueur de référence qui peut établir un prix raisonnable et qui représente à chaque moment une image claire de l'état du marché, à savoir :

532 PLATTS, Methodology and specifications guide crude oil, The Dubai crude oil price, 2016, p.1-2 https://www.spglobal.com/platts/en/our-methodology/price-assessments/oil/dubai-crude-oil-price-assessments

533 HARPUR (T). *The Pricing of the Middle East Crude Oil for the Eastern Market.* Hidrocarbon Asia, 2002 p. 40-43

(a) Sa qualité doit être similaire à celle des bruts qui l'utilisent comme référence régionale (éviter dans les formules primes ou décotes importantes qui peuvent fausser le prix final) ;

(b) Il doit être connu et accepté, étant traité dans la plus grande partie des raffineries de la région (les prix du brut marqueur peuvent être influencés par des situations de marché qui auraient une répercussion uniquement dans sa zone de production) ;

(c) Il doit exister un marché *spot* physique qui permet un arbitrage géographique et temporel ;

(d) Il doit représenter une part du marché suffisante pour garantir qu'il ne peut pas être sujet à des manipulations et peut ainsi objectivement refléter la situation du marché.

(e) Il doit exister un marché transparent, liquide et accessible pour lui-même, réalisant une quantité significative des transactions entre une grande quantité de participants et qui soit raisonnablement liquide, c'est-à-dire, qu'acheteurs et vendeurs puissent réaliser rapidement la transaction voulue.

De même, Harpur signale aussi l'importance qu'a l'existence d'un marché à terme ou de dérivés financiers pour les bruts marqueurs avec un double objectif : augmenter la transparence du marché et partager le risque de la transaction entre les participants. Dans un marché avec ces caractéristiques, les prix signalent de façon fiable l'apparition de déséquilibres entre offre et demande. Cela permet au marché de s'auto-réglementer, ajustant ces déséquilibres[534].

Section 3 - Les limites des bruts marqueurs actuels

Les bruts *WTI*, *Brent* et *Dubaï* ont été sélectionnés comme bruts marqueurs, compte tenu du fait que de par leurs caractéristiques ils étaient idéals pour leur utilisation comme bruts marqueurs régionaux, étant donné que dans leurs régions respectives ils accomplissaient de façon satisfaisante la plus grande partie des caractéristiques antérieurement citées.

534 *IBID.*

Cependant, désormais, il existe une série de limitations et de perturbations sur les marchés où ils sont négociés. Cette situation a apporté comme conséquence que leurs prix dans certaines occasions ne reflètent plus la balance de l'offre et de la demande physique de pétrole à un moment donné, et présentent une haute volatilité, affectant l'ensemble du marché du pétrole. C'est pour cette raison que, au cours de ces dernières années, s'est ouvert un important débat relativement à leur utilisation pour la détermination des prix des autres bruts.

Selon Fattouh (2011), il est important de noter trois caractéristiques des bruts marqueurs actuels qui sont utiles pour leur analyse. En premier lieu, les prix des bruts marqueurs ne s'obtiennent pas directement des marchés *spot* ou physiques, mais que les prix sont évalués ou identifiés par les *PRAs* tels que *Platts et Argus Media* ; avec cela est reconnue la non transparence et l'insuffisante liquidité des marchés des bruts marqueurs, étant observé que c'est seulement dans les marchés opaques où les transactions entre les participants ne peuvent pas être observées directement et sont fortement non-liquides (faible volume de transactions), que ces évaluations sont nécessaires. De même, il souligne comme une des caractéristiques des plus intéressantes du système actuel de fixation des prix du pétrole le fait que les marchés des bruts moins liquides, mais qui sont utilisés comme marqueurs (*WTI, Brent et Dubaï*) fixent le prix pour la majorité des marchés liquides. Dans ce même sens, il signale que les *PRAs* évaluent leurs prix en fonction de l'information sur les prix d'offre fermes d'achat et de vente, ainsi que d'autres informations privées et publique rapportées par des journalistes. Étant donné que les prix du pétrole sont des prix « évalués »· et vu que le type d'information utilisée dans ces évaluations et méthodologies de fixation de prix diffère, ces agences ne produisent pas toujours le même prix pour le même brut marqueur[535].

En second lieu, Fattouh (2011) signale que la nature des prix de référence correspondant à des bruts marqueurs déterminés tend à évoluer avec le temps. Même si le principe général de l'évaluation comparative est resté plus ou moins pareil durant les dernières années, les détails de ces prix de référence en termes de leur liquidité et le type de brut qui s'incluent dans le procédé d'évaluation ont changé drastiquement tout au long des années. L'évaluation de la référence traditionnelle de Brent inclue maintenant les bruts de la Mer du *Nord Forties*, *Oseberg* et *Ekofish* (BFOE par ses sigles en anglais) et celle du prix de *Dubaï* inclut *Oman* et *Upper Zakum*. Ces bruts ne sont pas de qualité identique et le plus souvent se négocient à des prix différents. En conséquence, le prix *évalué* d'un brut marqueur ne fait pas toujours référence à un brut

535 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011. p. 26

« physique » en particulier. Plutôt, il se réfère à un « indice » construit, qui se dérive sur la base d'une formule mathématique simple qui ajoute le prix évalué des différents bruts[536].

En troisième lieu, Fattouh (2011) signale comme plus important encore, le fait que dans les dernières décennies plus ou moins, ont surgi de nombreuses interrelations des marchés à terme ou de dérivés financiers autour de ces bruts marqueurs. À travers les ans, ces marchés ont grandi en termes de taille, de liquidité et de sophistication et ont attiré un ensemble divers de participants, autant commerciaux que spéculateurs. Ces marchés sont devenus centraux pour les participants du marché qui désirent à la fois couvrir leurs risques et spéculer sur les mouvements du prix du pétrole. Également important, est le fait que ces marchés d'instruments dérivés sont devenus un élément central du procédé d'identification du prix du pétrole[537].

Pour sa part, Mabro[538] signale que les marchés qui déterminent les prix des bruts marqueurs qui sont utilisé pour l'achat et la vente du pétrole rencontrent des limitations importantes. La première est que ce sont des marchés régionaux. Le prix du *WTI* est fortement influencé par l'équilibre entre la demande de pétrole dans la région de Chicago et les livraisons de brut dans la région du Golfe des Etats-Unis. Le prix *Brent* est influencé de façon similaire par les conditions d'offre et de demande dans le nord-est de l'Europe. Même s'il existe des arbitrages entre différentes régions du bassin de l'Atlantique, cette force opère beaucoup plus difficilement à mesure que nous nous éloignons de ce bassin[539].

D'autre part, Mabro fait observer que les prix de référence surgissent à travers une interaction complexe entre marchés *spot* ou physiques très petits ou ayant peu de participants, un marché *forward* relativement plus liquide (dans le cas du Brent), deux marchés de futur très liquides (le NYMEX et l'ICE) et les marchés qui négocient une variété d'instruments tels que les *CFDs*. Les marchés les plus liquides, ceux qui jouent un rôle plus important dans la détermination du prix du pétrole, sont ceux qui sont les plus éloignés des fondements de l'offre et la demande physique. Cela ne veut pas dire que les fondements ne jouent aucun rôle, mais qu'ils sont seulement un

536 FATTOUH (B), An anatomy of the crude oil pricing system, The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011. p. 26

537 *Ibid.*

538 MABRO (R). *The international oil price regime origins, rationale and assessment*. The Journal of Energy Literature 11, Oxford. 2005, p. 11

539 *Ibid.*

élément dans un ensemble de facteurs déterminants qui incluent les réponses des opérateurs aux nouvelles, les opinions des opérateurs sur comment d'autres opérateurs interprètent l'information et les nouvelles, et dans beaucoup de cas, des changements d'attitude de la part d'investisseurs financiers vers ou depuis les marchés du pétrole depuis ou vers d'autres marchés de matières premières, d'emprunt souverains ou des devises.

De même, il signale que la variété d'instruments disponibles pour les opérateurs permet à un petit nombre de joueurs puissants et sophistiqués d'initier des contractions ou d'initier d'autres opérations qui font que les prix bougent dans des directions que ni reflètent pas l'état réel de l'équilibre offre/demande de pétrole. Si ces « jeux » dont la fréquence a augmenté durant ces dernières années affectent l'évolution des prix à moyen terme, cela est discutable. Cependant, il est vrai qu'ils entraînent une plus grande volatilité des prix et retirent au prix sa fonction la plus importante, qui est de signaler à chaque mouvement l'état de l'équilibre entre l'offre et la demande[540].

L'information disponible pour les agents économiques (compagnies pétrolières, commerçants, pays exportateurs de pétrole, etc.), sur les paramètres clé (production, exportations, demande et existences) est tellement pauvre que les réponses à cette information sont des facteurs déterminants dans la fixation des prix, la formation sur les marchés de futurs et autres marchés n'est ainsi pas toujours liée aux conditions économiques réelles. En vérité, cependant, si l'information déficiente corrompt les fonctions des marchés et des prix, elle doit à la fin causer plus de mal que de bien à toutes les parties.

En synthèse, au regard ce qui précède, il peut être affirmé que la structure actuelle du marché international du pétrole est extrêmement complexe, comme l'est la nature du système de fixation des prix pour le pétrole brut. À ce qui précède s'ajoute une faible information sur les variables fondamentales du marché physique et lien étroit avec les marchés des dérivés financiers hautement développés et sensibles aux changements des perspectives des investisseurs. En conséquence, les prix à court terme présentent une haute volatilité et sont davantage liés aux perceptions des participants qui opèrent sur les marchés financiers qu'aux mouvements réels des variables fondamentales issus de l'industrie pétrolière et des besoins en pétrole des économies réelles.

540 MABRO (R). *The international oil price regime origins, rationale and assessment*. The Journal of Energy Literature 11, Oxford. 2005, p. 11

C’est dans ce contexte, techniquement subtile et politiquement fragile, que la question de la fiscalité du pétrole et des produits pétroliers se pose pour les États.

TITRE II : L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES

Dans l'environnement changeant de l'imposition internationale, une série de pays ont exprimé leur souci sur la manière suivant laquelle les standards internationaux sur lesquels les traités bilatéraux sont basés régissent les pouvoirs fiscaux entre les pays de la source et de la résidence.

Le plan d'action de l'OCDE[541] tente de résoudre le problème, sérieux, de l'érosion de la base fiscale et du déplacement des bénéfices, bien que les actions qu'il propose pour les combattre n'affectent pas l'imposition à la source et selon la résidence dans une série de cas dans lesquels les revenus transfrontaliers resteraient non grevés d'impôt ou le sont à très basse imposition. Ces actions ne sont pas pensées, jusqu'à présent du moins, pour changer directement les standards internationaux actuels sur la répartition des pouvoirs fiscaux su sujet des transactions transfrontalières [542].

Le travail encouragé par l'OCDE[543] relatif à l'érosion de la base fiscale et du transfert de bénéfices porte sur :

1. Les biens intangibles, dont la finalité est de préciser les normes sur les prix de transfert relatives à l'utilisation et au transfert de biens intangibles et préciser les obligations de nature économique qui doivent être respectées dans les accords avec les contribuables.
2. Les obligations documentaires, dont la finalité est de simplifier le paiement des taxes en même temps que, simultanément, ils fournissent aux États une information utile pour évaluer les risques associés aux prix de transfert,
3. Les normes d'exemption de responsabilité, dits *safe harbours*, dont la finalité est d'articuler des mécanismes pour résoudre efficacement les problèmes les moins discutables par rapport aux prix de transfert, afin que l'attention soit davantage prêtée à la question

541 *Plan d'action concernant l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*. OCDE. Paris, 2013, p. 9.

542 *Ibid.* p. 21

543 *Ibid.*

délicate de l'érosion de la base fiscale et au déplacement de bénéfices.

Les travaux portent également sur :

1. Les Principes de l'OCDE[544] applicables en matière de prix de transfert dans le contexte des travaux, plus large, consacrés aux restructurations d'entreprises.

2. Les méthodes basées sur les bénéfices, qui ont donné lieu à de nouvelles orientations sur le choix de la méthode de prix de transfert la plus appropriée à chaque situation, et l'application pratique des méthodes de bénéfice transactionnel.

3. L'attribution de bénéfices aux établissements permanents, dans lesquels on examine les questions relatives à l'attribution des revenus aux opérations des filiales conformément au principe de pleine concurrence.

En résumé ce plan d'action cherche à optimiser les instruments nationaux et internationaux de lutte contre l'érosion de la base fiscale et les transferts de bénéfices. De la sorte l'OCDE propose quelques mesures pour améliorer les normes existantes, et a établi un délai de deux ans pour réaliser lesdites actions, tout en indiquant les recours nécessaires et la méthodologie à suivre pour la mise en œuvre du plan.

Il convient dès lors, en s'appuyant sur ce plan d'actions, d'envisager certains axes d'action pouvant être menées (**Chapitre I**) avant d'envisager certains aspects des prix de transfert dans les transactions sur matières premières, dans le cadre du plan d'action contre l'érosion de l'assiette fiscale (**Chapitre II**).

544 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010, p.33

CHAPITRE I : Les actions recommandées par l'OCDE en matière de prix de transfert

La question de la compétence fiscale est étroitement liée au calcul des bénéfices : après avoir déterminé qu'une partie des bénéfices d'une entreprise provenant d'un pays déterminé et que ce pays a le droit de les grever, il est nécessaire d'établir des normes pour délimiter la proportion des bénéfices qui sera soumise à l'impôt « *Les normes sur les prix de transfert développées par l'OCDE accomplissent cette fonction* »[545].

Le calcul des prix de transfert est basé sur le principe internationalement admis de pleine concurrence, en vertu duquel, à des fins fiscales, les parties liées doivent distribuer les revenus comme le feraient des entreprises indépendantes agissant dans des circonstances comparables[546]. Le principe précité assimile une transaction entre des parties liées à celle réalisée entre des parties indépendantes dans des conditions similaires.

Quand les entreprises indépendantes négocient entre elles, les forces du marché déterminent normalement les conditions de leurs relations commerciales et financières « *par exemple, le prix des biens commercialisés ou des services prêtés et les conditions de la transaction ou de la prestation* »[547]. Quand les opérations ont lieu entre des entreprises liées, il peut arriver que les forces du marché n'influencent pas directement ces relations de la même façon, voire sont sans effets.

Suivant le principe de pleine concurrence le prix convenu et les conditions dans lesquelles sont conclues les opérations entre des entités liées sont cohérentes avec celles que les entreprises indépendantes conviendraient dans des opérations similaires réalisées dans des circonstances comparables.

Dans les opérations réalisées entre des entreprises indépendantes, la rémunération reflète en

545 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010, p.33

546 OCDE. Lutter contre l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices, OCDE, Paris, 2013, p. 15

547 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010. p. 33 .

général les fonctions occupées par chacun des entités, en tenant en compte les actifs utilisés et les risques assumés. Par conséquent, après avoir déterminé s'il est possible de comparer des opérations à des transactions sur le marché, il est nécessaire de mener une analyse pour s'assurer, d'un point de vue économique, que les caractéristiques pertinentes des situations qui sont étudiées sont raisonnablement comparables.

L'un des facteurs clefs de l'analyse précitée consiste en une analyse fonctionnelle pour déterminer et comparer les éléments économiquement significatifs de l'opération : les activités réalisées, les actifs utilisés, les responsabilités et les risques assumés par les parties[548].

Ce principe, formulé initialement par la Société de Nations[549], figure dans la législation de la majorité des pays et est recueilli dans les articles 7 et 9 des modèles d'accords fiscaux de l'OCDE[550] et des Nations Unies[551], ainsi que dans la pratique d´une totalité des accords de double imposition.

Les principes de l´OCDE applicables en matière des prix de transfert à des entreprises multinationales et à des administrations fiscales et le rapport intitulé "L'attribution de bénéfices aux établissements permanent »[552] proposent des orientations sur l'application des articles 7 et 9 des accords qui s'inspirent du Modèle de convention Fiscale de l'OCDE[553].

L'établissement de ces lignes directrices a favorisé la prise de conscience de la nécessité d'établir une législation explicite sur les prix de transfert qui incluaient des obligations documentaires[554] et, en conséquence de cela, de plus en plus de pays ont promulgué une législation sur les prix de

548 *Lutter contre l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*, OCDE, Paris, 2013, p. 15

549 Organisation internationale créée par le Traité de Versailles, le 28 juin 1919. Dissoute le 18 avril 1946, étant succédé par l'Organisation des Nations Unies (ONU)

550 *Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune*, OCDE, Paris, 2010, p.9

551 *Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement. Département des affaires économiques et sociales*. Nations Unie, p. 4

552*L'attribution de bénéfices aux établissements permanents*, OCDE, Paris, 2008, p. 6

553 *Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune*. OCDE. Paris, 2010, p .196

554 LLIANARES (E), GONNET (S) ET BENARD (Y), *Gestion stratégique des prix de transfert*, EFE, Paris, 2006, p. 127

transfert et les exigences documentaires connexes.

Bien que la majorité des régimes nationaux de prix de transfert soient fondés sur le principe de pleine concurrence, chaque régime national possède ses propres caractéristiques et il reflète les positions de chaque pays en cette matière.[555]

L'une des prémisses principales du principe de pleine concurrence, consiste en ce que les éléments les plus importants à prendre en compte sont les fonctions, les actifs et les risques de chacune des parties dans la transaction. Par conséquent, cela crée une motivation pour déplacer les fonctions, les actifs et les risques là où leur taxation est la plus favorable. Bien que parfois il semble difficile de déplacer des fonctions déterminées aussi fondamentales, en revanche les risques et la propriété d'actifs matériels et non matériels peuvent, par leur nature, se déplacer avec une plus grande facilité.

De nombreuses structures de planification fiscale se concentrent pour transférer principalement les risques les plus importants et les actifs non matériels, difficilement évaluable, vers les pays de régimes d'imposition plus faibles, où les revenus peuvent dès lors bénéficier d'un régime fiscal plus favorable. Ces mécanismes peuvent contribuer ou donner lieu à l'érosion de la base fiscale et au déplacement de bénéfices.

Bien qu'il soit certain que le principe de pleine concurrence a efficacement fonctionné dans la majorité des pays de la région, l'Amérique latine, et qu'il constitue une des méthodes les plus sûres pour diminuer les risques de doubles impositions et les risques d'absence d'imposition ; comme le relève un auteur, « *les limites du principe de pleine concurrence posent des questions sur la possibilité d'une base alternative pour l'attribution de groupes de bases fiscales entre des juridictions fiscales* »[556].

L'OCDE reconnaît que les normes nationales qui règlent internationalement les contributions

555 *Lutter contre l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices*, OCDE, Paris, 2013, p. 90

556 CASTAGNEDE (B), *Précis de Fiscalité Internationale*, Paris, 2010, p. 100

internationales se caractérisent par un bas niveau d'intégration tandis que l'actuel environnement des contribuables à une échelle mondiale se caractérise par une évolution constante, en grande partie, soutenue par les technologies de l'information et la communication.

C'était pour cela qu'il s'est fait l'écho des soucis posés par le déplacement de bénéfices, en formulant un Plan d'Action duquel nous discuterons certains de ses actions précitées, directes et indirectes, au traitement des prix de transfert.

De plus, un certain nombre de questions ont été traitées dans le contexte du traitement des Prix de Transfert, nous pouvons souligner :

1. L'érosion de la base au travers de la déduction d'intérêts et d'autres paiements financiers « dans une concordance avec l'action 4 du plan de l'OCDE concernant l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices »[557].

2. La prévention de la concurrence fiscale pernicieuse entre les pays de la région « l'Action 5 du plan de l'OCDE concernant l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices »[558].

3. La prévention de l'abus dans les impositions des rentes dérivées de l'extraction de ressources naturelles, et l'analyse de mesures législatives adoptées par les pays de la région, entre autres la nommée « sixième méthode ».[559]

4. La clarification du traitement fiscal des actifs incorporels, notamment en ce qui concerne les redevances « Actions 8-10 du plan de l'OCDE concernant l'érosion de la base

557 *Limiter l'érosion de la base d'imposition faisant intervenir les déductions d'intérêts et d'autres frais financiers, Action 4 - 2015 Rapport final*, OCDE, Paris, 2015, p. 19.

558 *Lutter plus efficacement contre les pratiques fiscales dommageables, en prenant en compte la transparence et la substance, ACTION 5 : Rapport final*, OCDE, Paris, 2015. p. 13

559 OCDE. *Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015*, OCDE, Paris, 2015, p.9

d’imposition et le transfert de bénéfices »[560].

5. L'érosion des bases grâce à des paiements pour des services reçus du bureau central « Actions 10 plan de l’OCDE concernant l’érosion de la base d’imposition et le transfert de bénéfices »[561].

6. L'opportunité la plus efficace d'une documentation harmonieuse de prix de transfert, y compris le rapport pays-par-pays, sans arriver à imposer une charge trop onéreuse aux entreprises et aux administrations fiscales « action 13 plan de l’OCDE concernant l’érosion de la base d’imposition et le transfert de bénéfices ».

Il convient d’aborder désormais les points les plus importants des actions précitées que l'OCDE essaie de développer.

A/ La limitation de l'érosion de la base fiscale par voie de déductions des intérêts et d'autres paiements financiers[562]

Il n'y a pas de doute que la diminution de la base fiscale grâce à la déduction des coûts financiers est un sujet de réflexion pour tous les pays qui connaissent l'affluence d'une grande quantité de fonds de l'extérieur par l'intermédiaire des sociétés mères ou des sociétés financières de groupes économiques pour le développement des entreprises commerciaux et productifs.

En connaissant les problèmes précités, le Plan de l'OCDE a comme objet :

560 *Ibid. p. 71*

561 *Ibid. p. 155*

562 *Limiter l'érosion de la base d'imposition faisant intervenir les déductions d'intérêts et d'autres frais financiers, Action 4 - 2015 Rapport final*, OCDE, Paris, 2015, p. 19

- Développer des recommandations sur les meilleures pratiques normatives pour éviter l'érosion de la base fiscale au travers de l'utilisation de déductions des intérêts, par exemple, grâce à l'usage de dette entre les entités liées et en présence d'une tierce partie pour obtenir la déduction excessive d'intérêts ou pour financer la production de revenus exempts ou différés et d'autres revenus financiers qui sont économiquement équivalents aux paiements d'intérêts. Les travaux de l'OCDE évaluent l'efficacité des différents types de limitations[563].

- Établir les orientations sur les prix de transfert à l'égard de la fixation des prix des transactions financières liées, y compris les garanties financières et le rendement, les dérivés (inclus les dérivés internes utilisés dans les relations interbancaires), et les sécurités captives et d'autres classes de sécurités[564].

B/ Combattre les pratiques fiscales pernicieuses, en tenant en compte la transparence et la substance[565]

Avant la révision de 2010, des principes des Prix de Transfert de l'OCDE n'avaient pas offert de définition générale "de substance économique", ni ne précisaient-ils non plus, en des termes généraux, comment traiter la substance économique d'une opération liée quand cela diffère de sa forme[566].

Les principes des prix de transfert de la OCDE de 2010[567] offrent des règles sur la possibilité

563 *Ibid.*

564 *Ibid.*

565 *Lutter plus efficacement contre les pratiques fiscales dommageables, en prenant en compte la transparence et la substance, ACTION 5 : Rapport final*, OCDE, Paris, 2015. p. 13

566BULLEN (A). *Arm's Length Transaction Structures - Recognizing and Restructuring controlled transactions in transfer pricing*. IBFD DOCTORAL SERIES, Ámsterdam, 2011, . BULLEN. Arm's Length Transaction Structures - Recognizing and Restructuring controlled transactions in transfer pricing. IBFD DOCTORAL SERIES, Ámsterdam, 2011. p. 433

567 OCDE. Les paragraphes 1.48 à 1.54. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010. p. 50-52

qu'une administration fiscale mette en question les termes contractuels quand ils ne seront pas cohérents avec la substance économique de l'opération, ou quand ils ne s'adapteront pas à la conduite des parties.

Toutefois, le sens du traitement précité se trouve ouvert à beaucoup d'interprétations. Il est dès lors dommage que l'on manque d'une orientation. Cela tient aussi au fait que le projet de l'OCDE de 2008 n'a pas tenu compte du traitement de la substance économique, en se concentrant seulement sur la rationalité commerciale.

Il est certain que le Chapitre IX des principes de prix de transfert de l'OCDE de 2010 inclut une section dans laquelle on essaie de définir le concept précité[568]. Cependant, cette quasi-définition est inexacte et semble créer plus de problèmes que de ceux qu'elle résout.

Quelques commentateurs ont utilisé le principe de "substance sur la forme" pour décrire les situations dans lesquelles s'applique différent traitement. Cependant, ce qui est compris par "substance sur la forme", ne semble pas avoir de signification précise et par conséquent on proportionne un guide modeste.

L'action 5 du Plan d'Action l'OCDE concernant l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices pourrait être générateur des bases pour une définition plus précise et pragmatique du principe de substance économique qui permet d'identifier, de classer et de traiter ces pratiques ou manœuvres depuis son vrai fondement d'abus fiscal.

L'action en question aborde les points suivants :

- Mise à jour du travail des pratiques fiscales pernicieuses avec l'amélioration de la transparence comme priorité, y compris l'échange spontané obligatoire dans les résolutions individuelles relatives à des régimes préférentiels, avec l'existence d'une activité économique substantielle comme condition de base pour appliquer tout régime préférentiel.
- Adopter une approche holistique pour évaluer les régimes fiscaux préférentiels dans le contexte de l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices.
- Travailler avec les pays qui ne sont pas membres de l'OCDE sur la base du cadre existant.

Sur ce dernier point l'OCDE estime que les actuelles normes fonctionnent bien dans de nombreux cas, mais qu'elles nécessitent une adaptation pour empêcher le déplacement de bénéfices qui résulte des interactions entre plus de deux pays et pour qu'ils aient une pleine utilité dans le contexte des chaînes mondiales de valeur.

568OCDE. *Section C.2 Détermination de la substance économique d'une opération ou d'un accord,* Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE, Paris, 2010. p. 283

Pour préserver les effets prévus dans les conventions fiscales, les normes doivent être modifiées pour éviter la planification fiscale[569].

C/ Empêcher le contournement artificiel du statut d'Établissement Permanent[570]

L'OCDE considère qu'il est utile de revoir la définition d'établissement stable aux fins :

- D'empêcher le contournement artificiel du statut d'établissement permanent, inclus grâce à l'utilisation de mécanismes de commissionnaire et les exemptions d'activités spécifiques[571].
- D'aborder les situations relatives à l'attribution de bénéfice[572].

L'OCDE reconnaît que les multinationales ont été capables d'user et d'abuser des normes pour séparer les gains des activités économiques qu'elles produisent et pour les déplacer vers des régimes fiscaux privilégiés.

Cela se produit presque toujours grâce aux transferts des actifs incorporels et d'autres actifs mobiles à des valeurs inférieures à leur valeur réelle, par la surcapitalisation des entités du groupe qui sont imposées à des taux réduits et par des allocations de risque contractuels dans des régimes fiscaux privilégiés, dans les transactions qui arriveraient rarement entre des parties indépendantes.

L'OCDE estime que quelques mesures spéciales, que ce soit à l'intérieur ou à l'extérieur du principe de pleine concurrence, peuvent s'avérer nécessaires en ce qui concerne les actifs non

569 L'interposition de troisièmes pays dans le cadre bilatéral établi par les signataires d'un accord a favorisé le développement de structures telles que les établissements d'entreprises étrangères de basse imposition, de sociétés instrumentales, et le déplacement artificieux de revenus à travers des prix de transfert.

570 *Empêcher les mesures visant à éviter artificiellement le statut d'établissement stable, Action 7 - Rapport final 2015*, OECD, Paris, 2015, p. 15

571 *Ibid.*

572 *Ibid.*

matériels, le risque étant un excès de capitalisation pour faire face à ces insuffisances.

D/ Les incorporels[573]

L'OCDE a conscience de l'importance de développer des règles qui empêchent l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices au moyen du mouvement des incorporels entre des membres d'un groupe.

De fait, cet objectif implique :

1. L'adoption d'une définition d'incorporels vaste et clairement délimitée ;
2. Assurer que les bénéfices associés au transfert et à l'usage d'incorporels sont dûment assignés conformément à la création de valeur ;
3. Développer des normes de prix de transfert ou de mesures spéciales pour les transferts d'incorporels d'une difficile valorisation ; et
4. Actualiser la régulation des mécanismes de distribution des coûts[574].

E/ Risques et capital [575]

L'OCDE considère que les *Principes…* doivent développer les règles qui empêchent l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices au moyen du transfert de risques entre, ou l'attribution excessive de capital à des membres du groupe.

Une telle action suppose l'adoption de normes sur les prix de transfert ou des mesures spéciales visant à s'assurer qu'un organisme n'accumulera pas de résultats inadéquats uniquement pour avoir assumé contractuellement des risques ou avoir apporté du capital.

573 *Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015*, OCDE, Paris, 2015, p. 63

574 *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010, OCDE,* Paris, 2010. p. 243

575 *Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015*, OCDE, Paris, 2015, p. 28

Les normes à développer vont également requérir l'alignement de résultats avec la création de valeur et leur coordination avec le travail des déductions de frais d'intérêt et d'autres paiements financiers.

Un autre sujet sensible qui a réveillé des préoccupations entre les administrations fiscales ont été ces transactions qui n'arriveraient pas, ou qui arriveraient seulement très rarement, entre entreprises indépendantes et qui facilitent l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices[576]. L'OCDE estime dès lors que son traitement impliquera l'adoption de normes sur les prix de transfert ou des mesures spéciales permettant :

1. D'établir les circonstances dans lesquelles les transactions peuvent être requalifiées.
2. De clarifier l'application des méthodes de prix de transfert, en particulier, celui de partages des bénéfices, dans le contexte des chaînes globales de valeur ; et
3. De poser une protection adaptée aux types les plus communs d'érosion de la base grâce à des paiements tels que des frais de gestion et de frais correspondants au siège principal.

F/ Réexaminer la documentation des prix de transfert[577]

Une question clé dans l'application des prix de transfert est l'asymétrie d'information entre les contribuables et les administrations fiscales. Dans beaucoup de pays, les administrations fiscales ont peu de capacité pour développer une vision « panoramique » de la chaîne de valeur globale du contribuable. De plus, les divergences d'objectif sur les conditions requises de documentation pour les prix de transfert conduisent à des coûts administratifs significatifs pour les entreprises. Par conséquent, il est important que les administrations fiscales aient à leur disposition une information adaptée au sujet des fonctions éminentes réalisées par d'autres membres du groupe multinational

576 *Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015*, OCDE, Paris, 2015, p. 28

577 *Documentation des prix de transfert et déclaration pays par pays, Action 13 - Rapport final 2015*, OCDE, Paris, 2015, 13.

en matière des services intragroupe et d'autres transactions[578].

L'OCDE trouve important de développer à cet effet des normes relatives à la documentation des prix de transfert pour augmenter la transparence à l'égard de l'administration fiscale, en tenant en compte des prix d'accomplissement pour les entreprises. Les normes à développer incluraient la condition requise que les entreprises multinationales fournissent à tous les gouvernements pertinents l'information nécessaire sur l'attribution mondiale de leurs revenus, de l'activité économique et des impôts payés entre les pays, en appliquant un modèle commun.

Les actions pour combattre l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices doivent être complétées par les actions qui garantissent la certitude et la prévisibilité dans les affaires. Un complément important du travail consistera à œuvrer pour améliorer l'efficacité de procédure amiable. L'interprétation et l'application de nouvelles normes résultant des travaux décrits ci-dessus pourraient introduire des éléments d'incertitude qui devraient être minimisés autant que possible.

Par conséquent des travaux destinés à examiner et à lutter contre les obstacles qui empêchent que les pays résolvent les controverses dérivées de l'application de l'accord grâce aux procédés amicaux devront être réalisés. De la même manière, il serait pertinent de tenir compte de la possibilité de compléter les dispositions existantes sur les procédés amicaux dans les accords fiscaux avec une clause d'arbitrage obligatoire. L'accomplissement des actions incluses dans le plan de l'action sur l'érosion de la base fiscale et le déplacement de bénéfices donnera lieu à une série de résultats. Quelques actions donneront lieu probablement à des recommandations relatives à des dispositions légales internes, ainsi qu'à des changements dans les commentaires du Modèle de Convention fiscale de l'OCDE et les principes de prix de transfert de l'OCDE.

C'est le cas par exemple de l'introduction d'une *disposition anti-abus* des conventions fiscales, les changements dans la définition d'établissement stable, des changements dans les dispositions sur les prix de transfert et de l'introduction de nouvelles dispositions dans l'accord par rapport aux

578 *Ibid.*

dérèglements par des mécanismes hybrides.

Les changements du Modèle de Convention fiscale de l'OCDE ne seront pas directement effectifs sans les amendements correspondants des accords fiscaux bilatéraux. Si le processus aborde la difficulté convention par convention, le grand nombre d'accords en vigueur peut faire que ce processus soit très long, et encore plus quand les pays solliciteront des renégociations générales de leurs accords fiscaux bilatéraux. Un instrument multilatéral qui modifie les accords bilatéraux apparaît dès lors comme une voie prometteuse.

CHAPITRE II : Analyse critique de l'action du projet sur l'érosion de la base d'imposition à la lumière du cas du Venezuela

Un travail sur l'application de la méthode de prix comparable non contrôlé dans le domaine des transactions sur « matière première » a été développé dans le contexte du plan d'action contre l'érosion de l'assiette fiscale le fameux « *BEPS* ». Ceci est dû à ce que certains pays en voie de développement, impliqués dans la mise en œuvre des mécanismes *BEPS*, ont manifesté leur préoccupation quant aux difficultés pour déterminer les prix, notamment pour vérifier les dates de transaction, et pour obtenir des informations sur la chaîne de valeur par rapport aux transactions sur « matières première »[579].

Il est à noter que les « matières premières » constituent la source principale de revenus d'un certain nombre de pays en voie de développement, ce qui signifie que leurs recettes fiscales dépendent en grande mesure de la commercialisation de ces produits, qui contribuent, en outre, à la création d'emplois. Étant donné l'importance de ces produits pour les économies en voie de développement, certains pays de l'Amérique du Sud ont adopté des mesures unilatérales d'évaluation, telles que la mesure dénommée « sixième méthode »[580], dans le but de contrôler les transactions ayant lieu entre parties liées cherchant à convenir d'un accord sur les « matières premières ».

Le plan d'action BEPS inclut un guide d'évaluation développé dans le but d'appliquer la méthode de prix non contrôlés dans les transactions sur « matières premières », en prenant pour référence les prix de valeur du marché dans les transactions indépendantes réalisées sous des conditions comparables, ainsi qu'un guide d'évaluation pour les transactions pour lesquelles il n'existe pas de certitude quant à la date de l'opération. Ces guides ont été inclus dans le Chapitre II des principes des prix de transfert de l'OCDE publiés en 2017[581].

579 OCDE. *Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015*, OCDE, Paris, 2015, p. 53

580 COTTANI (G). *The so-called sixth method,* Chapter of Transfer Pricing, IBFD, Ámsterdam , 2017, p. 111

581 OCDE. *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017,* OCDE, Paris, 2017, p. 101

Les « matières premières » sont définies dans les principes de prix de transfert de l'OCDE comme des produits tangibles pour lesquels les entreprises indépendantes utilisent un « prix de valeur du marché » à titre référentiel. En outre, les principes de prix de transfert de l'OCDE définissent les « prix de valeur du marché » comme ceux obtenus dans un marché public international ou national lorsqu'une « matière prime » est échangée, dans un laps de temps donné.

Section 1 - Application de la méthode du prix comparable non contrôlé, aux fins de fixer le prix des opérations sur matière première, et utilisation des prix relatifs aux valeurs publiques du marché

Les principes des prix de transfert de l'OCDE publiés en 2017, indiquent que la méthode de prix libre comparable serait, en termes généraux, la méthode de prix de transfert se prêtant le mieux aux opérations sur « matières premières », et qu'elle pourrait être théoriquement utilisée lorsqu'il existe un « prix de valeur du marché » référentiel pour déterminer le prix de pleine concurrence de l'opération en question.

La proposition d'appliquer la méthode du prix libre comparable, telle qu'elle est visée dans les Guides OCDE de Prix de Transfert, se fonde sur le fait que, lors d'opérations d'achat et de vente de « matières premières » ayant une valeur de marché, ce prix servirait en général à vérifier si le prix accordé lors de la transaction en question remplit les conditions de pleine concurrence. L'application de la méthode du prix libre comparable, tel qu'elle est indiquée dans les principes des prix de transfert de l'OCDE, améliorerait la vérification du principe de pleine concurrence des opérations sur matières premières, vu que le prix de marché pourrait être validé au moyen des prix de valeur du marché obtenus dans les marchés boursiers nationaux et internationaux, à des dates données.

Les principes de prix de transfert de l'OCDE 2017 indiquent également que, lorsqu'il existe un prix de valeur de marché par rapport à une « matière première », et que les termes et les conditions d'une opération entre parties indépendantes sont comparables à ceux de la transaction en question, le prix de marché peut être utilisé comme prix de pleine concurrence. En outre, ces principes précisent que, lorsque les différences entre les facteurs de comparabilité de l'opération en question

et ceux d'une opération non liée ayant un prix de valeur de marché susceptible d'influencer significativement le prix de l'opération, il serait nécessaire de faire un « ajustement à la comparabilité », aux fins d'améliorer la fiabilité des résultats[582].

Il importe de souligner que les principes des prix de transfert de l'OCDE 2017 mentionnent que les contribuables et les administrations fiscales pourraient prendre pour référence les caractéristiques de biens servant de base aux prix des « matières premières » utilisées dans la bourse et par les organismes en charge des rapports sur le prix des matières premières, toujours que ces références soient utilisées par des parties indépendantes, dans des circonstances comparables[583].

Les principes de prix de transfert de l'OCDE 2017 mentionnent que les valeurs de marché des matières premières expriment généralement les prix de l'offre et de la demande entre acheteurs et vendeurs indépendants dans un marché ouvert, ainsi que les conditions contractuelles pour une période donnée. Dans une analyse de prix de transfert, l'élément clé pour préciser si la valeur du marché d'une matière prime est raisonnable consiste à savoir si ladite valeur du marché est utilisée comme prix référentiel, lors d'activités ayant lieu dans le secteur économique entre parties indépendantes et sous des circonstances comparables.

Par ailleurs, les principes des prix de transfert de l'OCDE 2017 indiquent que pour garantir la fiabilité de l'application de la méthode de prix libre comparable aux opérations concernant les « matières premières », il est nécessaire d'analyser les facteurs de comparabilité des transactions liées et des transactions indépendantes ayant un « prix de valeur de marché», et de vérifier si ceux-ci sont comparables par rapport aux caractéristiques physiques et à la qualité de la matière première.

582 *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017*, OCDE, Paris, 2017, p. 102

583 *Ibid.*

En outre, ils mentionnent que, dans la révision des termes contractuels des transactions liées et des transactions indépendantes, il faut accorder une attention particulière aux dates et aux conditions de livraison, lors de la révision des volumes objet des négociations.

Ils énoncent de plus que lorsque le prix de valeur du marché est utilisé comme référence pour fixer le prix de pleine concurrence, il est important d'analyser les termes des « contrats », car s'il existe des différences entre les termes contractuels de la transaction en question et ceux de transactions indépendantes, il faudra procéder à ajuster leur comparabilité afin de garantir que lesdites transactions soient comparables.

Suivant ces guides les différences de prix pourraient correspondre à des compensations dues à la qualité du produit, à la disponibilité de matière première, ainsi qu'à des variations dans les fonctions de traitement, dans le coût du transport, des assurances ou des devises.

Il convient de souligner que les principes de prix de transfert du 2017 suggèrent de veiller à la manière dont les parties indépendantes utilisent le « prix de valeur du marché » en tant que prix référentiel, et les informations fournies par chacune des parties sur la chaîne logistique. Ils attirent l'attention sur l'importance de la documentation des prix de transfert fournie par les contribuables, et recommandent de prêter une attention particulière à la politique de détermination des prix relatifs aux transactions portant sur les matières premières, ainsi qu'à toute autre information liée aux mécanismes de fixation des prix de la matière première. L'objectif étant *in fine* de permettre à l'administration fiscale d'améliorer la matrice d'évaluation des risques aux effets de sélectionner les audits à appliquer aux prix de transfert.

Le résultat de ce travail concernant l'évaluation des opérations sur matières première entre les parties concernées devrait conduire à une cohérence accrue par rapport à la manière dont les administrations fiscales et les contribuables déterminent les prix de pleine concurrence dans les

transactions sur matières premières, et garantir que les prix s'ajustent à la chaîne de génération de la valeur[584].

A/ La date de la valeur du marché servant à déterminer le prix des opérations sur les matières premières

Dans les termes contractuels des opérations liées aux matières premières, il existe la possibilité de s'entendre quant à la livraison future du produit ou à sa livraison immédiate. Ceci pourrait causer un problème dans l'analyse des prix de transfert, étant donné que les prix sont susceptibles de varier dans une période de temps donné, par exemple, le prix au moment de la signature du contrat pourrait être différent du prix au moment de la livraison de la matière prime. Pendant cette période de temps, le prix valeur du marché de la matière prime aurait pu varier.

Néanmoins, les principes de prix de transfert du 2017 mentionnent que les opérations portant sur les matières premières sont convenues en général d'après le prix valeur du marché dans une période proche à la date de livraison, quoique le contrat puisse prévoir différentes options pour fixer le prix à des moments variables qui dépendraient des circonstances économiques des parties impliquées dans la transaction et des risques qu'elles seraient disposées à courir.

L'un des défis auxquels l'administration fiscale doit faire face concerne leur capacité technique pour vérifier l'exactitude de la date où l'opération a été convenue entre entreprises associées, afin de pouvoir vérifier, de façon fiable, si le principe de pleine concurrence a été respecté. À partir de cet état de fait, les principes de prix de transfert de l'OCDE introduisent une mesure de contrôle qui consiste à utiliser une « date de valeur du marché ou date certaine » lors d'opérations sur matières premières, au cas où la documentation ne permette pas de valider la date à laquelle le prix a été convenu entre entreprises associées.

584 OCDE. *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017,* OCDE, Paris, 2017, p. 102

Dans ce contexte, les principes des prix de transfert de l'OCDE définissent le terme « date de valeur du marché ou date certaine » comme une fourchette spécifique de dates ou de périodes servant à déterminer le prix moyen sélectionné par les parties pour définir la valeur de la matière prime lors de la transaction[585]. Il convient de faire emphase sur le fait que les matières premières sont hautement volatiles, et que leur valeur peut varier fortement pendant des périodes très brèves, et c'est dans le but de pallier les risques de double imposition par rapport à la volatilité des prix de la matière prime, que lesdits guides ont inclus une « date de valeur du marché ».

Lorsque le contribuable peut fournir une documentation fiable par rapport à la « date de valeur du marché ou date certaine » pour placer le « prix de valeur du marché » dans la période de temps où les transactions ont eu lieu, les administrations fiscales auront à déterminer le « prix de valeur du marché » des produits en fonction de la date où le prix aura été convenu entre les entreprises associées, pour que la documentation ait une « substance économique ».

Néanmoins, si la date du prix spécifiée dans le contrat est incompatible avec les faits, le principe de pleine concurrence a été respecté, l'administration fiscale pourra déterminer une date différente pour la fixation des prix, en tenant compte des accords convenus entre les parties indépendantes sous des circonstances comparables, et en prenant pour référence une date correspondante aux meilleurs pratiques de l'industrie.

B/ La date d'embarquement comme mesure servant à contrôler les opérations sur matières premières

Lorsque l'administration ne peut déterminer la « date de valeur du marché ou date certaine », il est pris pour référence la date de fixation des prix pour la transaction concernant les matières premières, d'après les informations découlant de la « date d'embarquement », tel qu'elle apparaît dans le « connaissement » (*Bill of Lading* en anglais) ou dans tout document équivalant qui corresponde au moyen de transport utilisé.

585 *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017,* OCDE, Paris, 2017, p. 103

Ainsi, conformément aux principes de Prix de Transfert 2017[586], le prix des matières premières entre entreprises associées pourrait être déterminé en fonction des « valeurs moyennes du marché en date de l'embarquement ou de l'expédition » ; il sera possible d'appliquer des ajustements de comparabilité à ces valeurs moyennes du marché, conformément aux informations qui se trouvent dans les dossiers de l'administration fiscale. Cette procédure, adoptée par les principes de Prix de Transfert 2017[587], suit de près celle de la dénommé sixième méthode

Section 2 - La sixième méthode et sa mise en œuvre

Les prix de transfert et leur règlementation sont un élément clé dans la construction de l'ordre fiscal international. Et comme pour toutes les questions relatives à la fiscalité internationale, la réglementation des prix de transfert a récemment fait l'objet d'importantes nouveautés et de modifications. Il ne fait aucun doute que le principal tournant de tout ce processus de renouvellement des régimes fiscaux internationaux est le projet BEPS de l'OCDE, avec son plan d'action correspondant. [588]

Ce projet BEPS, comme le dit son introduction, " marque un tournant dans l'histoire de la coopération fiscale internationale ". Son origine réside dans la pression sociale et médiatique autour de la réduction de la fiscalité de certaines multinationales (Starbucks, Google, Facebook, Amazon), la réduction de la fiscalité fait partie des avancées de la planification fiscale internationale dans la création de structures connues sous le nom de sandwich néerlandais[589]. C'est pourquoi, lors du troisième forum de l'OCDE sur l'administration fiscale, qui s'est tenu à Séoul en 2006, les gouvernements ont décidé de modifier la stratégie mondiale de lutte contre la planification fiscale agressive, ce qui a permis de jeter les bases du projet BEPS de l'OCDE.

586 *Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017*, OCDE, Paris, 2017, p. 103

587 *Ibid.*

588 GARCIA NOVOA (C), Precios de Transferencia en Iberoamérica, Thomson Reuters, Perú, p. 8

589 *Ibid.*

Dans ce contexte, le régime international des prix de transfert a dû être repensé, étant donné que depuis sa création, le contrôle fiscal des transactions intragroupe des groupes multinationaux est fondé sur le principe de pleine concurrence. En outre, dans le cadre des méthodes de prix de transfert de l'OCDE, l'OCDE a accordé une attention particulière à l'application de la méthode de répartition des bénéfices au cours des dernières années, méthode fondamentale pour la répartition des bénéfices des groupes multinationaux, notamment pour les transactions difficiles à évaluer, comme les actifs incorporels.

L'application de la méthode de l'OCDE d'imputation des bénéfices à l'établissement permanent repose sur l'imposition du bénéfice que l'établissement permanent aurait obtenu "comme s'il s'agissait d'une entreprise séparée, exerçant les mêmes fonctions, actifs et risques", et donc sur la répartition des bénéfices sur la base des coûts et charges entre l'établissement permanent et sa société mère. L'approche de l'article 7 en matière d'attribution des bénéfices provenant de l'établissement permanent de la convention fiscale de l'OCDE a donné une pertinence à l'attribution des bénéfices sur la base des actifs, des fonctions et des risques. Ce changement d'approche de l'affectation des bénéfices pour les établissements permanents et, à son tour, donne lieu à la discussion sur les bases fondamentales du principe de pleine concurrence, tout comme l'application de la méthode des prix non contrôlés (Uncontrolled Price Method - CUP).

La difficulté d'appliquer le prix comparable non contrôlé (CUP) est en partie une conséquence de l'importance que les principes directeurs de l'OCDE en matière de prix de transfert ont accordé ces dernières années à l'examen des restructurations d'entreprises et à l'évaluation des actifs incorporels des groupes multinationaux. En outre, l'absence de comparables fiables est l'un des principaux problèmes liés à l'application du principe de « comparable non contrôlé » (CUP). Compte tenu de ce problème, il est important de souligner que l'un des thèmes centraux de l'OCDE dans la mise en œuvre du projet BEPS pour les pays à faible revenu était d'élaborer une proposition visant à améliorer l'obtention de comparables.[590] Pour cette raison, la plateforme de collaboration

590 Part 1 of report to G20 Development working group on the impact of BEPS in low income countries, OCDE. 2014. p. 4 « Les dirigeants du G20 ont explicitement mentionné la nécessité de prévenir l'érosion de l'assiette fiscale et le transfert de bénéfices dans leur déclaration finale. Ce message a été réitéré lors de la réunion des ministres des Finances du G20 les 5 et 6 novembre 2012, dont le communiqué final indique : « nous saluons également les travaux entrepris par l'OCDE en vue de traiter le problème de l'érosion de l'assiette fiscale et du transfert de bénéfices, et attendons avec intérêt un rapport sur les progrès accomplis lors de notre prochaine réunion »

entre l'OCDE, le Fonds monétaire international (FMI), les Nations Unies (ONU) et la Banque mondiale (BM) a été créée afin de présenter un guide pour améliorer le manque de comparables dans l'analyse des prix de transfert dans les pays en développement. [591]

La CIAT a proposé des lignes directrices sur l'évaluation des matières premières en tant que mesure anti-abus pour les pays en développement pour les transactions transfrontalières, dans le but de protéger les produits provenant de l'exploitation des ressources naturelles, qui sont le moteur de l'économie latino-américaine. Dans certains cas, la proposition du CIAT fait observer que les transactions portant sur des matières premières pourraient entraîner une érosion de l'assiette fiscale des pays en développement, étant donné qu'il a été constaté que certaines sociétés multinationales ont manipulé les prix des matières premières dans leurs transactions avec des parties liées, ce qui a entraîné une perte importante de recettes fiscales pour les pays en développement.[592]

En ce sens, la proposition d'évaluation des matières premières de la part du CIAT à l'intention des administrations fiscales des pays en développement est présentée comme un mécanisme de contrôle des transactions de matières premières entre parties liées. La proposition du CIAT produits de base partagent les critères adoptés dans les lignes directrices de L'OCDE sur les prix de transfert, qui a mentionné que dans les opérations internationales de matières premières, la méthode des prix de transfert applicable devrait être la méthode du comparable non contrôlé, en prenant comme référence le *prix au comptant* (spot) du marché. À cet égard, la proposition de du CIAT réaffirme que la méthode du prix de transfert serait la plus appropriée pour l'application du principe de pleine concurrence pour les transactions portant sur des produits de base.

En outre, la proposition du CIAT concernant les matières premières partage les commentaires des Guides de prix de transfert de l'OCDE, qui recommande que les prix a prendre en compte lors de l'évaluation d'une opération sur matières premières entre des parties liées sont les prix publiés sur un marché international, par une agence de statistiques ou un organisme public de prix.

591 Guía práctica para afrontar las dificultades asociadas con la falta de comparables en los análisis de precios de transferencia. Plataforma de Colaboración en materia Tributaria. OCDE- FMI-BM-UN, Paris, 2017. p. 26

592 PEREZ (G), BOLADO (E), et GONZALO (A). Cocktail de mesures pour le contrôle de la manipulation abusive des prix de transfert, avec un accent sur le contexte des pays à faible revenu et les pays en développement, CIAT, Panama, 2019, p. 38.

Il convient de noter que, dans la proposition d'évaluation des matières premières du CIAT, il est fait mention de la règle anti-abus, dite “sixième méthode” en Amérique latine, qui a été mise au point par l'administration fédérale des recettes publiques d'Argentine (AFIP). L'administration fiscale de l'Argentine avait noté que les groupes multinationaux qui se livraient à des transactions de matières premières avec des parties liées, et notamment dans les secteurs des céréales, huiles et oléagineux, hydrocarbures, mines et pêche, les groupes multinationaux pouvaient manipuler les prix de transfert à travers l'utilisation de sociétés permettant la "triangulation". La triangulation prend place lorsqu’un groupes multinational facture la matière première dans un Etat, puis l'envoie dans une autre Etat grâce à l'utilisation d'intermédiaires, opérateurs situés dans les juridictions à faible imposition ou offrant un régime fiscal préférentiel. L'objectif de cette planification fiscale par les groupes multinationaux était d'attribuer les bénéfices à un territoire à faible imposition, causant une manipulation du prix de vente, dans le but d'échapper à la charge fiscale en Argentine.[593]

Compte tenu de ces circonstances dans lesquelles les groupes multinationaux manipulent les transactions sur matières premières, la législation Argentine a adopté la” sixième méthode", ce nom étant retenu parce que cette règle anti-abus se trouvait au sixième paragraphe de l'article de la législation Argentine incorporant les cinq méthodes de prix de transfert reconnues par l'OCDE. Cette mesure anti-abus avait pour but de contenir les plans de planification fiscale agressive des transactions de matières premières, et là où ils existent le chiffre d'intermédiaires “sans substance économique” ou situés dans des juridictions de faible imposition.[594]

Selon la sixième méthode, lorsque des opérations d'exportation de produits de base sont effectuées et qu'il existe des cours cotés sur des marchés fiables et transparents, s'il est fait appel à un “intermédiaire international” qui ne satisfait pas aux critères de matérialité, c'est-à-dire aux critères de “substance économique” établis par le droit argentin, alors l' intermédiaire international n'est pas le véritable destinataire des matières premières. À cet égard, la loi dispose que la valeur cotée de la matière première sur un marché international sera considérée au jour de la « date d'expédition » de cette matière première, quel que soit le moyen de transport, au lieu de tenir

593 GOLDEMBER (C). Manual de Precios de Transferencia en Argentina. Législation. Buenos Aires, 2007. p. 370

594 MECIKOVSKY (J). Les prix de transfert. Ediciones Macchi. Buenos Aires, 2000, p. 28

compte du prix de la matière première qui a été convenu avec l'intermédiaire international, ce afin de protéger le revenu de source Argentine.

La « sixième méthode » a produit des résultats positifs en Argentine, pour décourager la manipulation artificielle qui conduit à ce type de planification fiscale dans le secteur de l'extraction, un facteur clé pour son économie. La sixième méthode argentine a développé le contrôle sur les transactions de matières premières entre les entreprises liées, et à son tour l'adoption de cette mesure anti-abus a produit des résultats fiscaux positifs dans cette juridiction. Les fondements de la “sixième méthode” ont été retenus et plébiscités par d'autres pays d'Amérique latine. En analysant l'adoption des mesures similaires à la sixième méthode dans la région latino-américaine, nous pouvons toutefois souligner que la “sixième méthode” ne constitue pas une approche uniforme dans la région, puisque parmi les pays qui ont mis en œuvre cette règle anti-abus, certains ont adopté des critères nationaux de rattachement à leur juridiction, en prenant comme référence la sixième méthode.

Il est important de souligner que tant le rapport du CIAT que les lignes directrices de L'OCDE sur les prix de transfert font observer que la méthode du comparable non contrôlé conviendrait pour l'application du principe de la pleine concurrence des matières premières. Toutefois, l'OCDE a reconnu les difficultés pratiques qui surgissent dans l'application du principe de la pleine concurrence pour les matières premières, dans le cas des pays en développement, dont les économies sont très dépendantes des matières premières.[595]

Au cours des discussions qui ont eu lieu dans le cadre du projet BEPS de l'OCDE, plusieurs pays ont insisté sur les principaux enjeux suivants qui mettent en évidence les risques d'érosion de l'assiette fiscale dans les transactions transfrontalières portant sur des produits de base. En particulier, l'utilisation de contrats, inter-société, au moyen desquels on manipule la date de fixation du prix de la matière première pour des parties de groupes multinationaux. Ces contrats

595 Débat Public Projet. BEPS ACTION 10: document de travail sur les prix de transfert. ASPECTS DES TRANSACTIONS TRANSFRONTALIÈRES DE MARCHANDISES ; OCDE ; Paris ; 2015, p, 161 : OCDE. Extrait de https://www.oecd.org/ tax/transfer-pricing/discussion-draft-action-10-commodity-transactions.pdf

peuvent servir à éroder la base fiscale des États, étant donné qu´ils peuvent fixer un prix qui est inférieur à la date réelle de la transaction, ce qui érode la base fiscale du pays exportateur.

Un autre aspect important des discussions dans le cadre du projet BEPS de l'OCDE sont les ajustements apportés à la comparabilité du prix de vente de matières premières, ainsi que l'allocation des dépenses à l'entité liée en tant qu'exportateur de matières premières, par exemple, à l'allocation des coûts pour les activités de transformation, de transport, de distribution et de commercialisation par d'autres entités de la chaîne d'approvisionnement du groupe multinational. De même, dans le cadre des discussions menées dans le cadre du projet BEPS, il a été fait mention de la participation d'entités sans substance économique à la chaîne d'approvisionnement ; en général, ces entités sont situées dans des pays où la fiscalité est faible ou nulle.

Compte tenu de l'identification des possibles manipulation pratiquées par des groupes multinationaux dans les transactions de matières premières, dans le cadre des discussions du projet BEPS de l'OCDE, il a été constaté que, dans plusieurs pays d'Amérique latine, des mesures unilatérales étaient adoptées, telles que la méthode dite de la sixième méthode pour fixer le prix des transactions de marchandises entre entités liées. C'est pourquoi la sixième méthode a été analysée dans le cadre du projet BEPS en tant que mesure anti-abus afin de fournir une plus grande clarté sur l'application de la méthode du prix comparables non contrôlé pour les transactions de marchandises. L'adoption de cette mesure anti-abus réduirait considérablement la fraude et l'évasion fiscales, renforcerait le recouvrement de l'impôt et améliorerait la transparence et l'équité des systèmes fiscaux dans les pays en développement, comme c'est le cas en Amérique latine.

Le principe de la "sixième méthode" met l'accent sur les situations dans lesquelles les sociétés qui effectuent des transactions transfrontalières de matières premières. En général, la sixième méthode vise à contrer les situations suivantes de groupes multinationaux : états financiers avec perte opérationnelle récurrente de l'entité exportatrice, la délocalisation des profits vers des juridictions de faible imposition, l'évasion des droits à l'exportation dans la juridiction du pays source, la dissimulation de l'identité du bénéficiaire final et le prix du marché de la matière première, la manipulation des exportations à des adresses autres que ce qui est indiqué sur la facture, et le traitement des contrats avec des entités liées.

Comme indiqué plus haut et compte tenu des faits et des circonstances de son application, nous estimons qu'en tant que mesure anti-abus, la “sixième méthode” n'est pas conceptuellement une méthode de prix de transfert au sens strict, comme l'ont parfois interprété certaines doctrines latino-américaines. L'application de la sixième méthode en tant que mesure anti-abus dépendra de la manière dont elle sera mise en œuvre dans chaque juridiction, avec des avantages et des inconvénients dans son application. A cet égard, nous pensons que la “sixième méthode” fonctionnerait mieux en tant que mesure anti-abus spécifique, évitant ainsi les situations de litige fiscal sur le strict respect du principe de pleine concurrence.

Toutefois, je considère que, pour que la sixième méthode soit appliquée en tant que mesure de lutte contre les abus, elle pourrait l'être dans le cadre de la législation fiscale vénézuélienne en tant que mesure de lutte contre les abus pour l'exportation de pétrole amélioré entre entités liées et que, dans certaines circonstances, des ajustements de comparabilité ne devraient pas être appliqués dans le cadre de l'application de la méthode du prix comparable non contrôlé, et devraient l'être également lorsque les opérations concernent une entité sans substance économique ou lorsque l'opération est réalisée avec une juridiction de faible imposition.

En ce sens, la mise en œuvre de la sixième méthode dans la législation vénézuélienne en tant que mesure anti-abus pour l'exportation de pétrole améliorée par des parties d'entités liées n'aboutira pas toujours à un prix de pleine concurrence. Toutefois, en tant que règle anti-évasion, l'adoption de la sixième méthode permettrait d'augmenter le recouvrement de l'impôt et de réduire le risque de contournement de la réglementation des prix de transfert, tout cela dans le but de protéger l'assiette fiscale vénézuélienne contre la manipulation artificielle par des groupes multinationaux par le biais d'une utilisation abusive des prix de transfert.

Enfin, il est important de noter que si la législation vénézuélienne adopte la sixième méthode, son adoption pourrait avoir un impact sur la perception des recettes fiscales du pays, en raison des ajustements primaires dans les transactions d'exportation de pétrole amélioré, ce qui entraînerait des résultats positifs dans l'augmentation de l'observation volontaire par les groupes multinationaux dans le secteur pétrolier vénézuélien.

Toutefois, il est clair que cette proposition d'incorporer une mesure anti-abus similaire à la sixième méthode dans la législation fiscale vénézuélienne aurait pour but de protéger la base fiscale vénézuélienne contre la manipulation artificielle des prix de transfert des transactions d'exportation de pétrole, par l'interposition d'entités intermédiaires. Étant donné que l'incorporation de la sixième méthode exige que les contribuables utilisent le prix de référence au jour où l'exportation de pétrole amélioré est expédiée. La proposition vise à ce qu'une opération d'exportation de pétrole vers des entités liées impliquant un intermédiaire international autre que le bénéficiaire final effectif de l'exportation, aux fins du régime de prix de transfert, la sixième méthode soit considérée aux fins de la détermination du revenu de source vénézuélienne, a la valeur du marché transparent au jour du chargement des marchandises.

S'il y a une raison commerciale à la non-mise en œuvre d'une “sixième méthode” anti-abus adaptée pour les transactions à l'exportation de pétrole amélioré entre les entreprises partenaires, nous considérons que les contribuables pourraient alors solliciter un accord de prix APA bilatéral conformément aux dispositions énoncées dans le Code Fiscal au Venezuela.

Section 3 - Analyse des prix de transfert dans le cas du pétrole extra lourd (entreprises mixtes)

Pour définir les prix de transfert des transactions ayant trait au pétrole brut extra lourd (brut amélioré) produit par les entreprises mixtes de la Ceinture Pétrolière de l’Orénoque, on peut utiliser la méthodologie dénommée « Formule de prix » qui s’applique aux cotisations des bruts agissant comme marqueurs et de leurs produits dérivés commercialisés sur le marché international. En général, les cotisations utilisées doivent pouvoir exprimer le dynamisme du marché international, elles doivent être liquides (c’est-à-dire qu’elles doivent circuler librement dans le commerce sans qu’elles puissent être manipulées par un agent quelconque du marché), elles doivent être accessibles au public et elles doivent laisser transparaître, dans la mesure du possible, la qualité et

le rendement du brut amélioré à commercialiser internationalement. La formule de prix utilisée est la suivante : « Py[596] = WTI[597] ± D[598] ».

Étant donné que, dans la formule, le brut agissant comme marqueur « WIT », se caractérise par sa teneur de 39,6º « API » et 24% de soufre, tandis que le brut « Zuata Sweet », le référent des bruts produits dans la Ceinture pétrolières de l'Orénoque, possède une densité de 30º-32º « API », et un pourcentage de soufre de 0,13%, la différence de leurs caractéristiques a une valeur qu'il faut soustraire du prix du brut agissant comme marqueur WTI pour obtenir une cotisation qui s'ajuste à la qualité « Zuata Sweet ».

Le différentiel de la formule de prix possède, alors, en tant que principal composant, un facteur de compétitivité dépendant de la qualité du Pétrole brut ; cependant, il faut aussi tenir compte des termes des négociations convenues par les parties dans chacune de leurs transactions. Ces termes, connus comme « facteurs de négociation », dépendent de la réalité économique et de l'aspect temporel de chacune des ventes en fonction des lois de « l'offre et la demande », du destin, du volume et autres particularités inhérentes à chacune desdites transactions.

De même, le brut « Zuata Sweet » vendu sur la côte Est des États-Unis a pour principaux compétiteurs les pétroles provenant de l'Arabie Saoudite, des États-Unis, du Nigéria et du Mexique. Lorsque n'importe lequel de ces compétiteurs se propose d'accéder à un segment plus significatif du marché, il baisse le prix de ses bruts, augmentant ainsi le différentiel par rapport au brut agissant comme marqueur, ce qui oblige les autres pays à suivre le même schéma de prix pour ne pas rester en marge de compétitivité et perdre leurs acheteurs. Dans ce sens, « Zuata Sweet » produit par les « entreprises mixtes » de la Ceinture pétrolière de l'Orénoque présente certaines caractéristiques semblables aux bruts tels que « Arabe Light », « Istmo », « Bonny Light » et « Light Lousiana Sweet ».

596 Px est le prix du brut de la variété x.

597 WTI est le prix du brut de référence ou marqueur.

598 D est la valeur différentielle de prix.

D'autre part, conformément à la méthodologie fondée sur la « Formule de Prix », la valeur de marché d'un brut est calculée sur la base des cotations des bruts agissant comme marqueurs et de leurs produits dérivés commercialisés sur les marchés internationaux, en faisant les ajustements nécessaires pour simuler des conditions comparables à celles prévalant lors de la vente du Pétrole brut en question. Dans les cas spécifiques du brut amélioré « Zuata Sweet », la cotisation du brut « WTI » agissant comme marqueur s'ajuste en fonction de la qualité et du prix de marché du brut « Zuata Sweet » commercialisé, par rapport aux principaux bruts de la concurrence. Ce processus a pour but d'analyser les prix des bruts concurrents, et leur différentiel par rapport à « WTI » dans chacune des raffineries identifiées comme appartenant au « *Top Tier* ».

Au fond, l'analyse technique menée à terme pour définir la variation du différentiel consiste à mesurer la marge économique que « Zuata Sweet » peut offrir aux raffineurs vis-à-vis d'autres qualités disponibles sur le marché, par le biais de modèles mathématiques de progression linéaire qui représentent les raffineries (où il est possible de traiter les bruts ayant des qualités semblables à celles de « Zuata Sweet »). Ceci, dans le but d'identifier les raffineries qui obtiennent un plus grand rendement dans leur cycle de production, permettant d'assigner une plus haute valeur au brut « Zuata Sweet ». Cette analyse technique peut être calculée de la manière suivante : « *Valeur du brut en $/Baril = (rendement par produit %) X par les prix de produits $/Barils ; 1 On calcule la valeur de chaque brut à évaluer en $/Baril, selon le schéma antérieur ; 2. On calcule le différentiel vs. Le brut marqué : valeur de chaque brut moins la valeur du marqueur (WTI = différentiel qualité en $/B) ; 3. On estime un coût pour le transport (dénommé fret) du port de chargement de chaque brut jusqu'au port de déchargement aux États Unis. 4 . On estime les coûts de commercialisation et de distribution, et 5. On calcule la différence D pour le brut à évaluer : a . Différentiel de la qualité du brut A vs le brut marqueur = Y $/Baril (item 2) ; b. Le fret estimé au port de déchargement aux États-Unis = $/Baril (item 3) ; c. Coût estimé de la commercialisation/garantie du fournisseur = S $/Baril (item 4) ; Dans cette opération, le différentiel total serait égal à D = Y – Z – S $/Baril, et Prix « FOB » port de chargement du brut A PV = WTI +/- $/Baril* »[599].

599 PACHECO (L) ET CRUZ (E). *Análisis de las ventajas comparativas y potencial del mercado de hidrocarburos en los países de la región andina*. CAF. Caracas, 2006, p. 98

En outre, l'analyse en question comprend plusieurs exercices qui considèrent les courbes de la demande par segments, « la diète optimales des raffineries », la position de « Zuata Sweet » en tant que brut incrémental, la position de « Zuata Sweet » au cas où on voudrait substituer les bruts concurrents, ainsi que des exercices avec des rendements fixes, opérant avec différentes configurations de raffinement et méthodes de calcul, et l'estimation des coûts du transport de chaque brut vers son marché correspondant, y compris les coûts de commercialisation et de garantie du fournisseur.

De cette manière, on cherche à obtenir les différentiels par rapport au « WTI » à partir desquels les raffineries considèrent indifférent le choix entre « Zuata Sweet » et les autres brut concurrents. Une fois obtenus les différentiels pour chaque raffinerie et chaque brut concurrent, on calcule la moyenne, ce qui donne le différentiel par rapport au « WTI ». Lorsque ce différentiel est additionné algébriquement à la cotisation du brut marqueur « WTI », on obtient le prix de vente de « Zuata Sweet ».

Il est important de mentionner que la période de fixation des prix « *Pricing Period* » conditionnant la vente dépend de la date d'expédition ou « *Bill of Lading* » du brut « Zuata Sweet » amélioré, objet de la commercialisation. Dans ce sens, le calcul final du prix de vente est la résultante de la moyenne de la cotisation « WTI » du marché, compte tenu de la date de chargement.

A/ Application de la méthode du prix comparable non contrôlé au Pétrole brut extra lourd (le cas des entreprises mixtes)

La méthode du prix comparable non contrôlé peut être appliquée au pétrole brut extra lourd toujours qu'on dispose d'informations sur les transactions ayant lieu entre des « entreprises mixtes » et des parties non associées par rapport aux prix des bruts extra lourds, qui se connaissent sous le terme de « comparaison interne », ou quand on dispose d'information sur les transactions effectuées par des parties indépendantes, où il est question du prix des bruts extra lourds, connues comme « comparaisons externes ».

Dans les deux cas, il est nécessaire de tenir compte des règles signalées antérieurement, à savoir (a) que les différences existantes entre les transactions comparable no contrôlées et les opérations en étude, n'ont aucune conséquence matérielle sur les prix, ou (b) que ces différences peuvent être quantifiées et éliminées moyennant des ajustements raisonnablement exacts.

Lors de l'application de la méthode du prix comparable non contrôlé, il est nécessaire de comparer les différentiels « D » décrits précédemment. Cette variable quantifie les différences de qualité du brut, ainsi que leurs effets sur les termes et les conditions de chacune des transactions négociées entre les « entreprises mixtes » et leurs parties associées pour évaluer son incidence sur le prix.

Aux lumières des considérations précédentes, il est nécessaire de chercher des transactions entre parties indépendantes qui soient comparables aux transactions d'exportation de brut « Zuata Sweet » amélioré réalisées par des « entreprises mixtes ».

Dans ce sens, il faut déterminer le « différentiel D » appliqué à chacune des transactions ayant lieu au sein d'entreprises mixtes et leurs associés, puis définir le « différentiel D » appliqué par des parties indépendantes, aux fins de comparer les « différentiels D » opératifs dans chacune des transactions.

À partir des résultats obtenus par rapport aux moyennes des « différentiels D » appliqués dans les transactions entre « entreprises mixtes » et celles ayant lieu entre parties indépendantes, durant des périodes correspondantes, il est possible de vérifier si ceux-ci se situent dans les principes de pleine concurrence. Dans le cas où les transactions réalisées par les « entreprises mixtes » se situent dans le principe de pleine concurrence, on peut les considérer comme étant conformes au marché, dans le cas contraire, il faudra faire les ajustements du prix de transfert, dans la mesure où ceux-ci soient applicables.

Compte tenu de ce qui précède, on peut affirmer qu'il est possible d'arriver à obtenir de façon objective et fiable des valeurs comparables à partir de l'application de la méthode de prix comparable non contrôlé. C'est le cas lorsque l'analyse d'opérations non contrôlées possédant un

haut degré de similarité permet de vérifier le principe de pleine concurrence par le biais de la comparaison. Cette vérification est valable et fiable toujours que les facteurs de comparaison soient respectés, c'est-à-dire que les transactions considérées pour la comparaison ne présentent pas de différences économiquement significatives par rapport aux opérations contrôlées ou que ces différences puissent être éliminées moyennant d'ajustements raisonnables.

Il est important de mentionner que le projet BEPS de l'OCDE a pris en considération les intérêts des pays en développement lors de l'élaboration des mesures BEPS. Dès le début du projet BEPS, l'Organisation a suggéré d'évaluer les problèmes de l'évasion fiscale ainsi que l'impact de la mise en œuvre de BEPS dans les pays en développement.[600].

Toutefois, la fonction de formulation de la mise en œuvre de BEPS est exercée par les ministères des finances des pays plutôt que par les administrations fiscales. Compte tenu de cette situation, nous estimons qu'il est nécessaire de réduire l'écart entre la fonction d'élaboration des politiques du BEPS et l'administration fiscale pour la mise en œuvre efficace des prix de transfert dans le contexte du BEPS. En particulier, en raison de la complexité de la gestion des ressources des administrations fiscales en matière de contrôle des prix de transfert, des coûts de conformité pour les contribuables, de recouvrement par les administrations fiscales, et des questions d'ajustements fiscaux[601].

C'est pourquoi, au cours des deux dernières décennies, les prix de transfert sont devenus l'un des problèmes fiscaux internationaux les plus importants auxquels sont confrontés les groupes multinationaux opérant dans les économies développées et en développement. Pour s'assurer que la politique fiscale d'un pays ne soit pas respectée, et pour augmenter les recettes fiscales au moyen de l'imposition des bénéfices des groupes multinationaux qui opèrent dans leurs juridictions, les pays ont introduit la législation sur les prix de transfert[602].

Dans le cas du secteur pétrolier, il est permis de constater qu'au sein d'un système fiscal, le taux d'imposition des bénéfices d'un contribuable de ce secteur est élevé par rapport au taux appliqué

600 TREPELKOV (A), TONINO (H) HALKA (D). United Nations Handbook on Selected Issues in Protecting the Tax Base of Developing Countries. United Nations, New York, 2015, p. 6

601 United Nations. Practical Manual on Transfer Pricing for Developing Countries. United Nations. New York, 2015, p. 84

602 COOPER (J), FOX (R), LOEPRICK (J) ET MOHINDRA (K). Transfer Pricing and Developing Economies, A Handbook for Policy Makers and Practitioners, World Bank Group, Washington ,2016, p. 6

aux autres activités économiques, opérant dans la même juridiction. La différence des taux d'imposition pourrait générer la manipulation des prix de transfert dans les transactions transfrontalières et les transactions entre entités locales. En outre, la manipulation des prix de transfert pourrait être aggravée par l'existence d'incitations fiscales spéciales pour certaines transactions dans la chaîne d'approvisionnement du secteur pétrolier, "telles que des incitations fiscales pour promouvoir l'industrie nationale"[603].

En ce sens, les groupes multinationaux peuvent profiter des différences des systèmes fiscaux nationaux pour développer des pratiques de planification fiscale, comme c'est le cas des différences du système fiscal vénézuélien décrites dans les chapitres précédents. Les contribuables peuvent effectuer des transactions de biens et de services avec des entités locales liées dans l'intention de bénéficier d'un taux d'imposition moins élevé, et ainsi être en mesure de réduire leur charge fiscale dans le pays.

Il est important de noter que les pays qui ont mis en œuvre des programmes coopératifs de conformité fiscale (*Cooperative tax compliance*) ont amélioré leurs pratiques administratives et leur culture fiscale.[604] Les différences dans les critères d'exécution fiscale sont à prendre en compte dans l'élaboration de ces programmes. De même, les sociétés multinationales opèrent dans des juridictions fiscales différentes, de sorte que l'application de leurs positions fiscales peut avoir des conséquences fiscales différentes dans chaque pays.

Cela signifie qu'il n'est pas possible pour les groupes multinationaux d'élaborer une norme unique de conformité fiscale.

C'est pourquoi, depuis la publication du projet BEPS en 2013 et avec le développement et l'adoption du plan d'action BEPS dans les différentes juridictions fiscales, le paysage fiscal international a changé. À mon avis, l'initiative de ce programme représentait une stratégie opportune de la part de l'OCDE et du G20 pour rétablir la confiance dans le régime fiscal international. La mise en œuvre du programme vise à localiser les avantages fiscaux la ou prennent place les activités économiques et à la création de valeur. Cela rétablit sans aucun doute la

603 CALDER (J), Administering Fiscal Regimes for Extractive Industries, A Handbook, Fmi, Washington, 2014, p. 70

604 OCDE. Co-operative Tax Compliance, Building Better Tax Control Frameworks, OCDE, Paris, 2016, p. 12

confiance et génère l'égalité dans les systèmes fiscaux. En outre, la mise en œuvre du programme BEPS favorise la transparence des groupes multinationaux.

En ce sens, et étant donné l'importance du secteur pétrolier vénézuélien, on considère qu'au Venezuela un « programme de conformité fiscale coopératif » pourrait être développé avec les grandes sociétés du secteur pétrolier. Dans le cadre de ce programme, les aspects juridiques et fiscaux de ces contribuables pourraient être élaborés pour leur certitude juridique, ce qui inclurait les accords de prix APP prévus pour l'évaluation des transactions intragroupe.

Les résultats montrent que grâce à la mise en œuvre de ces programmes, les administrations fiscales des pays qui ont mis en œuvre des modèles coopératifs de conformité dans le cadre de leur stratégie de gestion du risque d'observation fiscale, ont été en mesure d'améliorer l'observation fiscale de leurs contribuables[605]. C'est pourquoi on estime qu'au Venezuela, il est nécessaire de mettre en œuvre ce type de programmes, en particulier dans un secteur stratégique pour l'économie, comme c'est le cas des exportations de pétrole.

605 OCDE, Co-operative Compliance: A Framework From Enhanced relationship to Co-operative Compliance. OCDE, Paris, 2013.p.34

CONCLUSION TITRE II

Dans un premier temps, les développements précédents ont permis d'expliquer le système de fixation des prix du pétrole sur le marché. Il en est ressorti que la méthode du prix formule permet d'obtenir un prix de référence pour appliquer la méthode des prix comparables non contrôlés. Il est apparu que des ajustements de la comparabilité ont été nécessaires. Dans cette analyse, les critères utilisés sont : la qualité du pétrole, la localisation du marché, le temps des transactions et la structure du marché pétrolier international.

En définitive, il peut être affirmé que le rapprochement d'un prix de marché, prix de référence sur le marché pétrolier dépendra de la qualité des ajustements appliqués.

Dans un second temps, on a analysé les commentaires des matières premières dans les principes des prix de transfert de l'OCDE. Il a été par conséquent proposé une application de la méthode comparable non contrôlée en utilisant la méthode de prix formule dans le cas du pétrole extra-lourd.

CONCLUSION GÉNÉRALE

La législation fiscale vénézuélienne contient dans son système juridique les outils permettant de contrôler les contribuables, incluant ceux exerçant l'activité pétrolière. La Loi de l'impôt sur le revenu[606] et la Loi des hydrocarbures[607] prévoient des outils qui permettent à l'administration fiscale de contrôler les contribuables du secteur pétrolier. Dans cette étude, ont été décrits les méthodologies, enjeux, et interrogations relatives aux prix de transfert des entreprises mixtes de manière générale, et les entreprises mixtes qui exportent le pétrole extra-lourd à leurs parties liées à l'étranger en particulier.

L'assujettissement des entreprises mixtes au régime de prix de transfert, oblige ces dernières à respecter le principe de pleine concurrence. En ce sens que, lorsque les entreprises mixtes exportent du pétrole lourd à des parties liées, elles doivent suivre les méthodes préconisées par l'OCDE[608] et prévues dans la Loi de l'impôt sur le revenu. Les entreprises mixtes doivent choisir la méthode de prix comparable non contrôlée comme la première méthode d'évaluation des prix de transfert.

À cet égard, l'application de la méthode de prix comparable non contrôlé dans des transactions de pétrole, crée un certain nombre de difficultés pour les entreprises multinationales et l'administration fiscale. C'est la raison pour laquelle, il faut tenir compte des facteurs de comparabilité dans le but de résoudre la problématique de prix de transfert pour l'application de la méthode du prix comparable non contrôlée.

La présente étude avait pour objectif d'expliquer l'utilisation possible de la méthode du prix formule pour obtenir un prix de référence du pétrole extra-lourd. Et par la suite, l'application de la méthode de prix comparable dans le cas du pétrole extra-lourd.

606 Loi de l'impôt sur le revenu. *Ley de Impuesto Sobre la Renta*. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210 de fecha 30 de diciembre de 2015.

607 Loi Organique des Hydrocarbures. *Ley Orgánica de Hidrocarburos*. Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N 38.493 del 04 de Agosto de 2006.

608 Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 1995. OCDE, Paris, 1995, p. 15

Ce travail a été l'occasion de faire apparaître que le régime du prix de transfert au Venezuela suit les principes de pleine concurrence de l'OCDE de 1995[609].

Cependant, il en est également ressorti que l'évolution des travaux sur les prix de transfert de l'OCDE au cours de ces dernières années, nécessite une mise à jour de la législation fiscale vénézuélienne afin de se conformer aux principes de prix de transfert de l'OCDE 2017[610].

En effet, dans le cas des exportations de pétrole extra-lourd de la ceinture pétrolière de l'Orénoque, il apparaît pertinent d'intégrer les commentaires de la méthode des prix comparables non contrôlés des principes de l'OCDE 2017[611] dans la législation fiscale vénézuélienne, pour améliorer l'application de principe de pleine concurrence. L'application de la méthode comparable non contrôlée pourrait être appliquée en utilisant la méthode de prix formule du secteur pétrolier. Cela permettait d'obtenir des prix approximatifs aux prix de référence sur le marché.

En outre, le présent travail décrit la problématique de l'application de la méthode des prix comparables non contrôlés sur le marché pétrolier, malgré l'existence des prix de référence. En effet, pour appliquer la méthode des prix comparables non contrôlés, il est nécessaire de mettre en œuvre des ajustements de la comparabilité, afin d'obtenir une approximation sur les prix du marché.

Les faiblesses de cette méthode ont amorcé la réflexion de certains États sur l'opportunité de l'application de certaines mesures spéciales, soit en cohésion avec le principe de pleine concurrence, soit en marge du principe de pleine concurrence afin d'éviter le transfert des bénéfices à l'étranger.

609 *Ibid.*

610 OCDE. Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017. OCDE. Paris, 2017, p. 35

611 *Ibid.*

De même, il est important que l'État vénézuélien s'engage en tant que membre du cadre inclusif du projet de lutte contre l'érosion de la base d'imposition de l'OCDE[612], dans le but de renforcer le régime des prix de transfert et lutter contre l'évasion fiscale internationale[613]. Dans le cadre inclusif de l'OCDE, un État envisage de mettre en œuvre les règles dits de « standard minimum », qui énoncent quatre actions du projet *BEPS* : lesquelles consistent à lutter plus efficacement contre les pratiques fiscales dommageables[614], en prenant en compte la transparence et la substance, à empêcher l'utilisation abusive des conventions fiscales lorsque les circonstances ne s'y prêtent pas[615], à la documentation des prix de transfert et la déclaration pays par pays[616], et à accroître l'efficacité des mécanismes de règlement des différends[617].

L'adoption des rapports pays par pays concernant l'action 13[618], supposant la détermination du cadre juridique et administratif interne et un cadre d'échange d'information, ce qui revient à modifier ou clarifier le Code fiscal national permettrait ensuite à l'administration fiscale concernée d'obtenir des échanges automatiques d'information pays par pays des groupes multinationaux. De plus, l'Administration Fiscale pourrait élaborer une matrice de risque avec toutes les informations reçues d'autres juridictions. Ainsi, la législation fiscale doit mettre à jour le fichier archive local et le fichier principal.

Étant donné les difficultés dans l'application du principe de pleine concurrence au secteur pétrolier, l'administration fiscale doit proposer aux entreprises mixtes un projet de relation de confiance[619], basé sur la promotion des accords préalables de prix de transfert et élaborer de

612 Projet OCDE/G20 sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices, OCDE , Paris, 2013, p. 15

613 Cadre inclusif sur le BEPS de l'OCDE et du G20. OCDE. Paris, 2018, p. 4

614 Lutter plus efficacement contre les pratiques fiscales dommageables, en prenant en compte la transparence et la substance. OCDE, Paris, 2015, p. 13

615 Empêcher l'utilisation abusive des conventions fiscales lorsque les circonstances ne s'y prêtent pas. OCDE, Paris, 2015, p. 16

616 Documentation des prix de transfert et déclaration pays par pays, Action 13 - Rapport final 2015, OCDE, Paris, 2015, p. 14

617 Accroître l'efficacité des mécanismes de règlement des différends, Action 14 – Rapport final 2015**,** OCDE, Paris, 2015, p 11

618 Documentation des prix de transfert et déclaration pays par pays, Action 13 - Rapport final 2015, OCDE, Paris, 2015, p. 14

619 Co-operative Tax Compliance Building. Better Tax Control Frameworks. OCDE, Paris, 2016 p. 14

mécanismes de règlement des différends fondés, c'est-à-dire de se fonder sur l'action 14 du *BEPS*[620].

620 Accroître l'efficacité des mécanismes de règlement des différends, Action 14 – Rapport final 2015, OCDE, Paris, 2015, p 11

BIBLIOGRAPHIE

A. **Ouvrages généraux**

ABACHE (S). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia,* Conmemoración de los 20 años del SENIAT. "Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia"; AVDT, Caracas, 2014, p. 492-493

ALVARADO (A), *Algunos aspectos problemáticos de la aplicación de los lineamientos de la OECD en materia de precios de transferencia*, VI Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, AVDT, Caracas, 2002, p. 253

ANDRADE (B), "*La subcapitalización y los precios de transferencia",* Fundación Estudios de Derecho Administrativo, Caracas, *2007,* p. 244

ANDRADE (B). *Derecho Tributario Sustantivo*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano. AVDT. Caracas 2012. p.34

ANZOLA (O). *La evasión y elusión fiscal, normas anti-elusivas*. Instituto Latinoamericano de Derecho Tributario. Margarita, p.49.

BARBARIE (E). *El Pozo Ilustrado*. Capítulo 12 La Gente del Petróleo. PDVSA, Caracas, 1995,.p. 464

BARBOZA (D). *Los sujetos pasivos en el Derecho Tributario Venezolano*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano. AVDT. Caracas 2012. p..296.

BAUTISTA (D). *La Renta y el Petróleo*. "Ensayo sobre petróleo y economía política", Caracas 2013, p. 3-403

B**EGOÑA. (M),** *Empresas asociadas (Principio "at arm´s lenght" y precios de transferencia*. Estudios de Derecho Internacional Tributario. Instituto Colombiano de Derecho Tributario. Primera Edición. Legis Editores, Bogota 2006. p. 281.

BELISARIO (J), DELGADO (J.J), RACHADELL (G). *Elusión, Evasión y Defraudación Fiscal*, 50 años de la Revista de derecho tributario : compilación de estudios publicados en la revista no. 51 a la no.100. Asociación Venezolana de Derecho Tributario. LEGIS, Caracas, 2014, p. 243.

BELISARIO (J). *Los Beneficios Fiscales en el Impuesto Sobre la Renta*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. "Los Beneficios Fiscales en el Impuesto Sobre la Renta". AVD, 2003. p.587

BENSHIMOL (A). Memorias de las XIV Jornadas de Venezolanas de Derecho Tributario. Convenios para Evitar la Doble Tributación. ADVT. Caracas, 2012. p.13

BERMÚDEZ (J). *Interpretación Jurídica y Calificación de los hechos*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. ". AVDT, Caracas, 2003. p.770

BETANCOURT (R). *Venezuela, Política y Petróleo*. Academia de Ciencias Politicas y Sociales, Sexta Ediciôn, Caracas, 2007 p. 844

BLANCO (A). *Medidas Cautelares para el cobro de los tributos,* Contencioso Tributario Hoy. Jornadas Internacionales. Medidas Cautelares para el cobro de los tributos. AVDT, Caracas, 2004. p.20 .

BOURGET (R). *La science juridique et le droit financier et fiscal. Étude historique et comparative du développement de la science juridique fiscale*. Dalloz. p. 21

BULLEN (A). *Arm's Length Transaction Structures - Recognizing and Restructuring controlled transactions in transfer pricing*. IBFD DOCTORAL SERIES, Amsterdam, 2011, p. 433

CAPPELLO (T). *La vigencia temporal de las normas tributarias*, Temas de actualidad tributaria. Academia de Ciencias Políticas y Sociales – AVDT, Caracas, 2005, p. 277

CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo I, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 191-239

CARMONA (J). *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*. Tomo II, Academia de ciencias Políticas y Sociales. Caracas, 2016, p. 85-95- 101-113-127

CARMONA (J). *Factores de conexión en la legislación venezolana en materia de impuesto sobre la renta*, 60 años de imposición a la renta en Venezuela. AVDT, Caracas, 2003, p. 151

CASTAGNEDE (B). *Précis de fiscalité internationale*. Fiscalité PUF, Paris, 2010. p. 100-120

D'ARRIGO. (C). *Régimen Venezolano de Precios de Transferencia*. Tercera Edición. Caracas, 2015, p. 44-256

DE LA MARDIERE (C), *Pour tenter d'en finir avec l'autonomie et le réalisme du droit fiscal*, Mélanges Maurice Cozian, Litec 2010, p. 137.

DELIGNIÈRES (B), « Détermination des bénéfices taxables en France. – Prévention de l'évasion fiscale. – Travaux de l'OCDE sur les prix de transfert. – Transferts indirects de bénéfices entre entreprises dépendantes », Jurisclasseur Fiscal international, *document consulté sur https://www.lexis360.fr*

DOUVIER (J.P), GIBERT (B), GELIN(S), LE BOULENGER (A), *Prix de Transfert*, Francis Lefebvre, Paris, 2010.p. 249

FRAGA (L). *El Arbitraje Tributario*. Estudio sobre el Código Tributario de 2001. AVDT. Caracas, 2002, p.721

GARANTÓN (J). *Participación Fiscal e Hidrocarburos. Breves Consideraciones sobre una necesaria redefinición.* VI Jornadas Aníbal Dominici. Derecho Tributario. Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, AVDT, Caracas, 2014. p.87

GARCÍA (C). *La Codificación del Derecho Tributario en Latinoamérica*. 30 años de la Codificación del Derecho Tributario Venezolano. AVDT. Caracas 2012. p..43

GARCÍA (C). *Precios de Transferencia en Iberoamérica,* Thomson Reuters, Perú, p. 8

GARCÍA(F). *Los Precios de Transferencia: su tratamiento tributario desde una perspectiva europea*. Valencia, España, 2005. p.21.

GHARBI (N). Le contrôle fiscal des prix de transfert. L'Harmattan, 2005. p. 41

GOLDEMBER (C). *Manual de Precios de Transferencia en Argentina*. Législation. Buenos Aires, 2007. p. 370

GOUTHIERE (B). *Les impôts dans les affaires internationales*. Francis Lefebvre, Paris, 2015. p. 266

HALVORSSEN (A). Derecho Procesal Tributario. Relatoría General. Memorias de las XI Jornadas Venezolanas De Derecho Tributario. AVDT. Caracas 2012. p. 13.

HERNANDEZ (F). *Presupuestos Procesales de la acción en el proceso contencioso tributario*, Contencioso Tributario Hoy, Jornadas Internacionales – Tomo I. Presupuestos Procesales de la acción en el proceso contencioso tributario. Fundación Estudios de Derecho Administrativo. AVDT. Caracas, 2004. p. 54.

HEVIA (B). *Una aproximación desde la teoría general de la tributación*. Arrendamiento Financiero e Impuesto Sobre la Renta . AVDT. Caracas, 2014. p. 49.

HOMES (L). *Implicaciones del Principio de Renta Mundial en el Impuesto Sobre la Renta*. VI Jornadas de Derecho Tributario. AVDT, Caracas, p.18

KALLERGIS (A). La compétence fiscale, Nouvelle Bibliothèque de Thèses, Dalloz, 2018, p.320

LAYA (J). *Lecciones de Finanzas Públicas y Derecho Fiscal.* Pasado y presente del Impuesto Sobre la Renta en Venezuela. Paredes Editores. LEGIS EDITORES, S.A. Caracas 1989. p.73

LLIANARES (E), GONNET (S) et BENARD (Y), *Gestion stratégique des prix de transfert*, EFE, Paris, 2006, p. 127

MARCHESSOU (P) et TRESCHER (B). *Droit Fiscal International et Européen*. Bruylant. Paris, 2018, p. 82

MARTINEZ (Jean-Claude) ET DI MALTA (Pierre). *Droit fiscal contemporain*. Les Impôts. Les Droits Français, le Droit Comparé. 1989. p. 299

MECEKIVSKY(J). *Precios de Transferencia.* Ediciones Macchi. Buenos Aires, 2000, p. 165.

MEJÍA (J). 30 años Codificación del Derecho Tributario en Venezuela, Derecho Tributario Sustantivo. AVDT. Caracas, p.381.

MEJÍA (J). *Parte General del Impuesto sobre la Renta*. AVDT, 70 años del Impuesto Sobre la Renta "Homenaje a: Dr. Armando Montilla". Caracas, 2013, p.168

MEJIA (J). *Temas de Actualidad Tributaria "Homenaje a Jaime Parra Pérez".* AVDT. Caracas. 2009. p.433.

MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999, p.175

MONTILLA (S) ET VECCHIO (C), *Breves Anotaciones Sobre Los Acuerdos Anticipados (AAPT)*, Estudios sobre el Código Orgánico Tributario de 2001. AVDT. Caracas, p. 473-476

MORENA (A). *El Impuesto sobre la Renta en la Explotación de Hidrocarburos,* 60 Años de Imposición a la Renta en Venezuela ". AVDT, Caracas, 2003, p. 351- 364- 365 – 371 – 376

MOSSART (P) et MONSELLATO (G), *Les prix de transfert*, Maxima. Paris, 1998, p. 57

PALACIOS (L). *Las características de la imposición a la renta en Venezuela*, 60 años de imposición a la renta en AVDT, Caracas, 2003, p 92

PALACIOS (L). *Tributación y Regulación*, Memorias de las XIV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario. , AVDT, Caracas, p. 159.

PAREDES (C). *El Principio de Territorialidad y el Sistema de Renta Mundial en la Ley de Impuesto sobre la Renta*. Editorial Torino. Caracas, Venezuela, 2002. p. 73

RANGEL (A). "*Distorsión de las normas de subcapitalización en una economía inflacionaria*. 70 años del Impuesto Sobre la Renta en Venezuela. AVDT. Caracas, 2013, p. 446

RASSAT (P), LAMORLETTE (T) et CAMELLI (T), *Stratégies Fiscales Internationales*, Maxima, Paris,2010. p. 148

ROCHE (E), *Comentarios a la Ley de Impuesto sobre la Renta de 1999*, Biblioteca de Ciencias Políticas y Sociales, 2000, AVDT, Caracas, Venezuela, p.69

ROCHE. (E), *Parte General del Impuesto sobre la Renta,* 70 años del Impuesto Sobre la Renta "Homenaje a: Dr. Armando Montilla".. AVDT. Caracas, 2013.p. 41

RODRÍGUEZ (R). "*Tratamiento fiscal de los precios de transferencia en el Impuesto sobre la Renta Venezolano*". Precios de Transferencia una Venezuela: Una Visión Global. Centro de Estudios Fiscales SENIAT, Caracas, Venezuela, p.76.

ROMERO (D). *Consideraciones en torno del Recurso Contencioso Tributario*, VI Jornadas Aníbal Dominici. Derecho Tributario. Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, AVDT, Caracas, 2014.. p.124.

RUAN (G). *Libro Homenaje a la Memoria de Ilse Van der Velde*, Ediciones Funeda, Caracas, 1998, P.12

RUAN G. *Evolución Histórica y Estudios de la Ley Vigente*. 60 años de Imposición a la Renta en Venezuela. AVDT, Caracas, 2003, p. 3

SÁNCHEZ (S). *El procedimiento de Fiscalización y Determinación de la Obligación Tributaria*. Fraga, Sánchez & Asociados, Caracas, 2005, p.42

TORRES (C). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia*, Conmemoración de los 20 años del SENIAT. "AVDT, Caracas, 2014, p.524.

VALLENILLA (M) ET ESCALANTE (X). *Aproximación a la figura del establecimiento permanente en el impuesto sobre la renta*, ”60 años de imposición a la renta en Venezuela.. AVDT, Caracas, 2003, p. .265

VAN DER VELDE (I). *Los Procedimiento Sumario y Contencioso en el Código Orgánico Tributari*o. 50 años de la Revista de Derecho Tributario,. AVDT, Caracas, 2014. p. 202

VANWELKENHUYZEN (T), *Les Prix de Transfert*, Larcier, Brussels, 2012, p. 27

VILLAVERDE (M). *Empresas asociadas (Principio at arm´s lenght” y precios de transferencia).* Estudios de Derecho Internacional Tributario. Instituto Colombiano de Derecho Tributario. Primera Edición. Legis Editores. Bogotá, Colombia, 2008.p. 281.
New York, 1991, p. 32-34-204-263-264

ZAMBRANO (M). *Potestades de la Administración Tributaria en Materia de Precios de Transferencia*, Administración Tributaria. Conmemoración de los 20 años del SENIAT. AVDT, Caracas, 2014, p.327

B. **Ouvrages spéciaux**

BARBARIE (E). *El Pozo Ilustrado*. Capítulo 12 La Gente del Petróleo. PDVSA, Caracas, 1995,.p. 464

BAUTISTA (D). *La Renta y el Petróleo*. “Ensayo sobre petróleo y economía política”, Caracas 2013, p.3-403

BETANCOURT (R). *Venezuela, Política y Petróleo*. Academia de Ciencias Politicas y Sociales, Sexta Ediciôn, Caracas, 2007 p. 844

CALDER (J), Administering Fiscal Regimes for Extractive Industries, A Handbook, Fmi, Washington, 2014, p. 70

COOPER (J), FOX (R), LOEPRICK (J) et MOHINDRA (K). *Transfer Pricing and Developing Economies, A Handbook for Policy Makers and Practitioners*, World Bank Group, Washington ,2016, p. 6

COPINSCHI (P). *Le pétrole une ressource stratégique*. La documentation française: 2012. p. 61

COTTANI (G). *The so-called sixth method*, Chapter of Transfer Pricing, IBFD, Amsterdam, 2017, p. 111

HORSNELL (P) ET SOSA (L). *El uso de crudos marcadores en la determinación del precio del petróleo*, Foro Internacional Vol. 35, México, 1995, p. 38-51

MARTINEZ (A). CHRONOLOGY OF VENEZUELAN OIL. Editorial: George Allen and Unwin, London. 1969

MONTIEL (L). *Principios básicos sobre hidrocarburos*. "Guía para estudiantes sobre petróleo y gas", Caracas, 1999, p.175

PACHECO (L) ET CRUZ (E). *Análisis de las ventajas comparativas y potencial del mercado de hidrocarburos en los países de la región andina*. CAF. Caracas, 2006, p. 98

PEREZ (G), BOLADO (E), et GONZALO (A). Cóctel de medidas para el control de la manipulación abusiva de precios de transferencia, con enfoque en el contexto de países de bajos ingresos y en vías de desarrollo, CIAT, Panamá, 2019, p. 38., CIAT, Panamá, 2019, p. 38.

PRIETO SOTO (J). La reversión petrolera. Editorial Mejoras. Colección del Chorro a la Reversión. Maracaibo, 1997.

PULITANO (G) ET BORGUCCI (E). *Precio spot y precio futuro de los marcadores Brent y WTI: Comportamiento y determinantes (1998-2008)*, Economía, XXXV, México, 2010; p 179-184.

RODRÍGUEZ (P). *Petróleo en Venezuela ayer, hoy y mañana*. Cinco décadas de historia económica venezolana. Los Libros del Nacional. Caracas, 2006. p.14-111-119-142-145

RODRIGUEZ SOSA (P) ET RODRIGUEZ (L). *El petróleo como instrumento de progreso,* Ediciones IESA, Caracas, 2013. p.19-118

TREPELKOV (A), TONINO (H) ET HALKA (D). United Nations Handbook on Selected Issues in Protecting the Tax Base of Developing Countries. United Nations, New York, 2015, p. 6

URBANEJA (D). La Renta y el Petróleo. "Ensayo sobre petróleo y economía política", Caracas, 2013. p.10

YERGUIN (D). The prize. The epic quest for oil, money and power. Simon and Schuster. New York, 1991, p. 32-34-204-263-264

C. **Thèses**

FLORES-MACIAS (F), *Explaining the behavior of state-owned enterprises: Mexico's Pemex in comparative perspective*, PhD diss., Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, 2010, p. 163-164-165

ALBORNOZ (N). *Le Modèle Latino-Américain de Code Fiscal*. Université Paris Panthéon-Assas (Paris II). p. 364-366

D. **Dictionnaires**

PARASKEVAIDIS (J), BELTRAN.(J), BISTOLETTI (V). *Diccionario técnico de la industria del petróleo y del gas*, Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, Buenos Aires, 2000.

E. **Articles et contributions**

ANDRADE. (B) « Análisis acerca del carácter orgánico del Código Orgánico Tributario ». Revista Derecho Tributario N°115. Ediciones de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2007, p. 54

BENIGNI (J), « Complex World of Oil Market and Trading », Economist's Corner, 2007, p. 2, Lien: https://www.spe.org/en/twa/twa-article-detail/?art=803 7

DELIGNIÈRES (B), « Détermination des bénéfices taxables en France. – Prévention de l'évasion fiscale. – Travaux de l'OCDE sur les prix de transfert. – Transferts indirects de bénéfices entre entreprises dépendantes », Jurisclasseur Fiscal international, *document consulté sur https://www.lexis360.fr*

DOMÈNECH (J). « Brent Bland, WTI… Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global? », Observatorio de Divulgación Financiera, Nota Técnica Número 13, Instituto de Estudios Financieros, Barcelona, , 2012, p. 2

DUNN (S) ET HOLLOWAY (J), Reserve Bank of Australia, BULLETIN, Australia, 2012, p. 6-65-68, Lien: https://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sep/pdf/bu-0912-8.pdf

FATTOUH (B), « An anatomy of the crude oil pricing system », The Oxford Institute for Energy Studies, Working Paper no. 40, Oxford, 2011, p. 14-15-16-17-18-19-24-26-58-59

MABRO (R), « On Oil Price Concepts, The Oxford Institute for Energy Studies », Working Paper no. 3, Oxford, 1984, p. 6-7-8-9-10

MABRO (R), « Oil Markets and Prices, Institute for Energy », Oxford, 2000, p. 1 Lien

MABRO (R), « The international oil price regime origins, rationale and assessment », The Journal of Energy Literature 11 no.1, Oxford, 2005, p. 3-11-20

MAUGERI (L). « The Age of Oil The Mythology, History, and Future of the World's Most Controversial Resource », Praeger Publishers, London, 2006, p. 4-5-6-8-12-15

MABRO (R), « The international oil price regime origins, rationale and assessment », The Journal of Energy Literature 11 no.1, Oxford, 2005, p. 3-11-20

MORALES (J), «Contabilidad de Derivados sobre Commodities bajo Normas Internacionales de Información Financiera », Asociación Española de Contabilidad y Administración de Empresas, España, 2010. p. 6. En ligne: https://www.aeca.es/old/faif/articulos/comunicacion4.pdf

SILBERZTEIN (C) et GRANEL (B), « La dépendance de fait en matière de prix de transfert », Revue de Droit Fiscal, N°51-52, 2016, p. 5

SILBERZTEIN (C) et GRANEL (B), *Prix de transfert : précisions sur la notion de « comparables »*, Revue de Droit Fiscal, N°, 2016, p. 6

RONCAGLIA (A), « Oil and its markets. PSI, Quatrely Review », Sapienza University of Rome, vol. 68 n. 273, Roma, 2015, p. 151-153-154-175

RUAN (G), « *Principios Substantivos de la Tributación en la Constitución de 1.999* », la Revista de Derecho Corporativo, Volumen 1, N° 2 publicada por el Decanato de Estudios de Postgrado de la Universidad Metropolitana, Caracas, 2001, p.41

F. Réglementations

a. Constitution vénézuélienne

- Constitution vénézuélienne, *Constitución de la República Bolivariana de Venezuela*, publicada en la Gaceta Oficial N°5453 Extraordinario de fecha 24 de Marzo de 2000.

b. Conventions fiscales

- Convention fiscale entre l'Allemagne et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 36.266 del 11 de agosto de 1997.

- Convention fiscale entre l'Autriche et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.598 del 5 de enero de 2007.

- Convention fiscale entre le Barbados et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial Extraordinario No. 5.507del 12 diciembre de 2000.

- Convention fiscale entre le Belarus et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 39.095 del 9 de enero de 2009.

- Convention fiscale entre la Belgique et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial Extraordinario No. 5.269 del 22 de octubre de 1998.

- Convention fiscale entre le Brésil et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2005.

- Convention fiscale entre le Canada et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 37.927 del 29 de abril de 2004.

- Convention fiscale entre la Chine et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.089 del 17 de diciembre de 2004.

- Convention fiscale entre la Corée et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial N°38.598 del 05 de enero de 2007.

- Convention fiscale entre le Danemark et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 37.219 del 14 de junio de 2001.

- Convention fiscale entre les Émirats arabes et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 39.865 del 31 de mayo de 2011.

- Convention fiscale entre l'Espagne et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 37.913 del 05 de abril de 2004.

- Convention fiscale entre les États-Unis d'Amérique et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 5.427del 05 de enero de 2000.

- Convention fiscale entre la France et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 4.635 del 28 de septiembre de 2011.

- Convention fiscale entre l'Indonésie et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 37.659 del 27 de marzo de 2013.

- Convention fiscale entre l'Iran et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2013.

- Convention fiscale entre l'Italie et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2013.

- Convention fiscale entre le Koweït et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.344 del 27 de diciembre de 2013.

- Convention fiscale entre la Malaisie et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 38.842 del 03 de enero de 2008.

- Convention fiscale entre la Norvège et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No. 5.265 del 03 de enero de 2008.

- Convention fiscale entre les Pays-Bas et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.

- Convention fiscale entre le Portugal et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.

- Convention fiscale entre le Qatar et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 38.796 del 25 de octubre de 2007.

- Convention fiscale entre le Royaume-Uni et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.218 del 06 de marzo de 1998.

- Convention fiscale entre la République Tchèque et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997.

- Convention fiscale entre la Russie et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.822 del 25 de septiembre de 2006.

- Convention fiscale entre la Suède et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.274 del 12 de noviembre de 1998.

- Convention fiscale entre la Suisse et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.192 del 18 de diciembre de 1997.

- Convention fiscale entre la Trinité-et-Tobago et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 5.180 del 04 de noviembre de 1997

- Convention fiscale entre le Viêt-Nam et le Venezuela. En vue d'éviter les doubles impositions et de prévenir l'évasion et la fraude fiscales en matière d'impôts sur le revenu. Gaceta Oficial No 39.183 del 21 de mayo de 2009.

a. **Code des impôts**

- Código Orgánico Tributario publicado en la Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.152 de Fecha de 18 de noviembre de 2014.

b. **Code civil**

- Código Civil. Gaceta N. ª 2.990 Extraordinaria del 26 de Julio de 1982

c. **Code de commerce**

- Código de Comercio publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 475 Extraordinaria del 21 de diciembre de 1955.

c. **Loi des Hydrocarbures**

- Loi des Hydrocarbures, Decreto con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 37.323 de fecha 13 de noviembre de 2.001.

- Loi des Hydrocarbures. Ley Orgánica de Hidrocarburos 2006. Gaceta Oficial N° 38.493 Extraordinario de 04 de octubre de 2006.

- Loi établissant les entreprises mixtes de la Ceinture Pétrolifère de l'Orénoque. Decreto N° 5.200, con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; así como de los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Gaceta Oficial. 38.632 del 26 de febrero de 2007.

- Loi de migration vers des entreprises mixtes des accords de coopération préexistant, Ley sobre los efectos del Proceso de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco, así como los Convenios exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. Gaceta Oficial N° 38.785 del 08 de octubre del 2007.

- Loi de Contribution Spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures, Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 40.114 de fecha 20 de febrero del 2013.

- Loi de Contribution Spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures, Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 6.022 de fecha 18 de abril del 2012.

- Loi de Contribution Spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures, Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del

Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.009 de fecha 17 de diciembre del 2010

- Loi de Contribution Spéciale sur les Prix Extraordinaires du Marché International d'Hydrocarbures, Ley de contribución Especial sobre los Precios Extraordinarios del Mercado Internacional de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 38.910 de fecha 15 de abril del 2008.

- Accord Cadre pour l'Établissement du Fonds Conjoint Chinois, Ley del "Convenio entre el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la República Popular China sobre el Fondo de Financiamiento Conjunto" (el "Convenio"), Gaceta Oficial No. 39.019, de fecha 18 de septiembre de 2008.

- Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances sur l'extraction d'hydrocarbures liquides, Resolución del Ministerio de Energía y Petróleo que dispone que los precios de liquidación de la regalía que corresponda a la República por la extracción de hidrocarburos líquidos. Gaceta Oficial N 38602 del 11 de enero de 2007.

d. **Loi de l'Impôt sur le Revenu**

- Loi de l'Impôt sur le Revenu. Ley de Impuesto Sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.210 de fecha 30 de diciembre de 2015.

- Loi de l'Impôt sur le Revenu, Ley de Impuesto sobre la Renta. Gaceta Oficial N° 5.566 de Fecha 28 de Diciembre de 2001.

- Loi de l'Impôt sur le Revenu, Ley de Impuesto sobre la Renta publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N 5390 de fecha 22 de octubre de 1999.

G. **Rapports**

Centre Interaméricain des Administrations Fiscales (C.I.A.T)

- El Control de la Manipulación de los Precios de Transferencia en América Latina y el Caribe. CIAT, Panamá, 2013, p. 43

- Cóctel de medidas para el control de la manipulación abusiva de precios de transferencia, con enfoque en el contexto de países de bajos ingresos y en vías de desarrollo, CIAT, Panamá, 2019, p. 38., CIAT, Panamá, 2019, p. 38.

Banque Mondiale

- Transfer Pricing and Developing Economies, A Handbook for Policy Makers and Practitioners, World Bank Group, Washington ,2016, p. 6

Fond Monétaire International (F.M.I)

- Administering Fiscal Regimes for Extractive Industries, A Handbook, FMI, Washington, 2014, p. 70

- *Guía practica para afrontar las dificultades asociadas con la falta de comparables en los análisis de precios de transferencia. Plataforma de Colaboración en materia Tributaria*. OCDE- FMI-BM-UN, Paris, 2017. p. 26

Charte énergétique européenne

- Putting a Price on Energy, Oil Pricing Updated, Energy Charter Secretariat, 2011, Bruxelles, p. -8-18-19

IESA

- *Venezuela: La energía en cifras 2013. "El sector petrolero y gasífero. IESA. Caracas, 2013. p.6-7-10*

PLATTS

- Technology and specifications guide crude oil, Backgrounder, PLATTS, 2017; p. 13-15
- The Structure of Global Oil Market, BackIgrounder, PLATTS, 2010, p.2-3-4-5
- Methodology and specifications guide crude oil, Backgrounder, PLATTS, 2017, p. 1-2-13-17
- Methodology and specifications guide crude oil, The Dubai crude oil price, 2016, PLATTS p.1-2,

Pétroles du Venezuela (P.D.V.S.A)

- Estados Financieros Consolidados 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, PETRÓLEOS DE VENEZUELA, S.A. Y SUS FILIALES, PDVSA, Caracas, 2015, p. 11-31

Organisation de coopération et de développement économiques (O.C.D.E)

- Accroître l'efficacité des mécanismes de règlement des différends, Action 14 – Rapport final 2015, OCDE, Paris, 2015, p 11
- Aligner les prix de transfert calculés sur la création de valeur, Actions 8-10 - Rapports finaux 2015, OCDE, Paris, 2015, p.9-28-53-63
- Cadre inclusif sur le BEPS de l'OCDE et du G20. OCDE. Paris, 2018, p. 4

- Co-operative Compliance: A Framework from Enhanced relationship to Co-operative Compliance, OCDE, Paris, 2013.p.34

- Co-operative Tax Compliance Building. Better Tax Control Frameworks. OCDE, Paris, 2016 p. 12-14

- Débat Public Projet. BEPS ACTION 10: document de travail sur les prix de transfert. ASPECTS DES TRANSACTIONS TRANSFRONTALIÈRES DE MARCHANDISES, OCDE, Paris, 2015, p, 161, En ligne: https://www.oecd.org/ tax/transfer-pricing/discussion-draft-action-10-commodity-transactions.pdf

- Documentation des prix de transfert et déclaration pays par pays, Action 13 - Rapport final 2015, OCDE, Paris, 2015, 13-14

- Empêcher l'utilisation abusive des conventions fiscales lorsque les circonstances ne s'y prêtent pas. OCDE, Paris, 2015, p. 16

- Empêcher les mesures visant à éviter artificiellement le statut d'établissement stable, Action 7 - Rapport final 2015, OECD, Paris, 2015, p. 15

- Guía práctica para afrontar las dificultades asociadas con la falta de comparables en los análisis de precios de transferencia. Plataforma de Colaboración en materia Tributaria. OCDE- FMI-BM-UN, Paris, 2017. p. 26

- L'attribution de bénéfices aux établissements permanents, OCDE, Paris, 2008, p. 6

- La transparence et la substance, ACTION 5 : Rapport final, OCDE, Paris, 2015. p. 13

- Limiter l'érosion de la base d'imposition faisant intervenir les déductions d'intérêts et d'autres frais financiers, Action 4 - 2015 Rapport final, OCDE, Paris, 2015, p. 19.

- Lutter contre l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices, OCDE, Paris, 2013, p. 15-90

- Lutter plus efficacement contre les pratiques fiscales dommageables, en prenant en compte la transparence et la substance, ACTION 5 : Rapport final, OCDE, Paris, 2015. p. 13

- Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune, OCDE. Paris, 2010, p. 9-33-196

- Part 1 of report to G20 Development working group on the impact of BEPS in low income countries, OCDE, Paris, 2014. p. 4

- Perspectivas económicas de América Latina 2014. Logística y competitividad para el Desarrollo. OCDE/CEPAL/CAF, Paris, 2013, p. 16

- Plan d'action concernant l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices. OCDE. Paris, 2013, p. 9-21

- Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 1995. OCDE, Paris, 1995, p. 15-32.

- Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2010. OCDE, Paris, 2010. p. 31-33-36-37-46-50-52-242-283-63-65-70-77-93-109-114-147-168

- Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales 2017, OCDE, Paris, 2017, p.33-35-101-102-103

- *Projet OCDE/G20 sur l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*. OCDE, Paris, 2013, p. 58

- *Publication des commentaires reçus sur le projet de rapport sur les aspects prix de transfert des transactions transfrontalières de produits de base (Action 10 du Plan d'action*

BEPS). OCDE, Paris, 2014. p. 1-2

- *Rapport sur les aspects prix de transfert des transactions transfrontalières de produits de base. OCDE, Paris, 2014, p. 3*

Organisation des États américains (O.E.A)

- Modelo de Código Tributario para América Latina, 1ª edición, Unión Panamericana, Secretaría General, Organización de Estados Americanos, Washington, 1967.

Organisation des Nations Unies (O.N.U)

- Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement. Département des affaires économiques et sociales. Nations Unies. 2011, p. 4-41

- Practical Manual on Transfer Pricing for Developing Countries. United Nations. New York, 2015, p. 84

- United Nations Handbook on Selected Issues in Protecting the Tax Base of Developing Countries. United Nations, New York, 2015, p. 6-84

Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (O.P.E.P)

- *Annual Report 2014, OPEP, Austria, 2014, p. 11*

H. **Documentation électronique**

- https://www.ciat.org/ - Site du Centre Interaméricain des Administrations Fiscales (C.I.A.T)

- http://www.pemex.com/ - Site du PEMEX
- https://www.chevron.com/ / - Site du CHEVRON
- https://www.eni.com/ - Site d'ENI
- https://www.equinor.com/ - Site du STATOIL
- https://www.shell.com/ - Site du SHELL
- https://www.total.com/ - Site de TOTAL

INDEX ALPHABETIQUE

A

Abus de droit, 51, 55

Accords préalables en prix de transfert, 110, 113, 118, 119, 153, 248

Administration fiscale, 9,17, 18, 19, 20, 38, 45, 46, 50, 52, 53, 54, 55, 66, 101, 106, 107, 109, 110, 112, 113, 114, 115, 116, 120, 129, 143, 145, 147, 148, 149, 150, 152, 215, 220, 226, 220, 217, 232

Ajustement corrélatif, 108, 109

Analyse fonctionnelle, 11, 12, 15, 17, 115,132, 137, 210

Anti-abus, 68, 220, 231, 232, 234, 235, 236

Arbitrage, 55, 85, 106, 201, 203, 220,

Assistance technique, 16, 65, 68

Assujetti, 49, 107, 121, 153, 245

B

Banque Mondiale, 231

Bénéficiaire, 72, 234

Bénéfice, 8, 14, 20, 26, 37, 45, 46, 51, 70, 96, 103, 104, 106, 124, 144, 164, 165, 174, 188, 207, 208, 209, 212, 213, 216, 218, 219, 230, 241, 246

BEPS, 8, 24, 27, 135, 223, 229, 230, 241, 242, 243, 244

Brent, 22, 23, 157, 184, 185, 186, 187, 1, 190, 193, 194, 196, 197, 198, 202, 203

Brut, 7-8, 18-27, 30-36, 41, 70, 71, 84, 89, 90, 93, 94, 96-98, 100, 139, 157, 158, 159, 161, 163, 168, 169, 170-179, 192-194, 197-203, 236-237, 238-239

C

CIAT, 14, 48, 49, 231

Code des impôts, 14,17, 48, 49, 63, 69, 109, 110, 111, 112, 113, 231

Commentaires OCDE, 24, 107, 220, 231, 244

Comparable, 8, 12, 13, 14, 115, 135, 149, 231

Contributions spéciales, 61, 79, 81

Contrôle fiscal, 7, 8, 20, 26, 33, 46, 239,

Convention fiscale, 67, 68, 104, 107, 109, 111, 118, 220, 221, 230

CUP, 129, 230

D

Déclaration, 17, 18, 52, 118, 148, 219, 247

Déduction, 67, 68, 108, 213, 214, 268

Délai, 54, 67, 115, 117, 119, 143, 208

Délocalisation, 14, 234,

Dépendance, 10, 41, 123, 145

Dépenses, 47, 51, 68, 72, 79, 107, 108, 113, 120, 121, 132, 234

Dividendes, 15, 46, 73, 124, 125, 152

Documentation, 18, 33, 52, 78, 88, 90, 92, 115, 119, 148, 149, 150, 219, 220, 247

Domicile fiscal, 51, 63, 64, 66, 114

Double imposition, 9, 68, 73, 80, 103, 107, 109, 111, 118, 126, 127, 210, 228

E

Echange de renseignements, 112, 126
Entreprises associées, 8, 9, 13, 15, 106, 107, 123, 227, 228
Entreprises mixtes, 7, 8, 19, 20, 21,25, 26, 27, 37, 38, 39, 42, 80, 83, 84, 85, 86, 87, 88
Établissement stable, 63, 64, 67, 68, 69, 126, 220
Évasion fiscale, 45, 46, 48, 113, 234, 241, 247
Exploitation, 7, 12, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 39, 41, 52, 65, 67, 69, 70, 71, 74, 75, 76, 83, 86, 108, 130, 131, 132, 163, 172, 231
Exportation, 15, 20, 21, 33, 41, 70, 75, 78, 79, 83, 84, 108, 163, 164, 168, 174, 180, 199, 204, 232, 234, 235, 236, 240, 243, 246
Exemption, 51, 62, 71, 207, 217

F

Filiale, 39, 80, 86, 87, 88, 90, 92, 94, 165, 208
Frais, 09, 11, 12, 39, 62, 67, 68, 72, 148, 212, 213
France, 51, 55, 105, 133
Fraude fiscale, 18, 19, 259

G

Gains, 31, 35, 37, 174, 217,
Garantie, 54, 149, 191, 214, 238, 239
Groupe, 09, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 20, 26, 32, 81, 103, 108, 109, 110, 128, 137, 138, 140, 145, 147, 150, 151, 152, 163, 172, 174, 211, 213, 217, 218, 219, 220, 230, 232, 233, 234, 235, 241, 247
Gouvernement, 31, 32, 38, 40, 73, 74, 75, 78, 79, 81, 83, 84, 141, 148, 161, 164, 166, 167, 168, 169, 170, 171, 172, 184, 220, 229

H

Hydrocarbures, 7, 8, 20, 21, 25, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 41, 61, 69, 70, 80 84, 87, 94, 96, 172, 189, 220, 229, 245

I

Impôt d'extraction,75, 77, 78
Impôt de consommation générale, 75, 77, 79
Impôt de consommation pour compte propre, 75, 76
Impôt de registre d'exportation, 75, 78, 79
Impôt de surface, 75, 76
Impôt sur le revenu, 15, 16, 17, 18, 32, 33, 37, 45, 61, 63, 64, 65, 69, 71, 75, 103, 110, 123, 127, 150, 153
Industrie pétrolière, 19, 38, 92, 145, 158, 170
Intérêt, 15, 18, 19, 30, 33, 66, 67, 71, 72, 73, 79, 85, 125, 148, 150, 151, 152, 212, 213, 214, 230

L

Liquidation, 25, 52, 53, 56, 83, 94, 96, 97, 98, 99, 109, 188, 191, 265

M

Marché pétrolière, 8, 22, 23, 25, 40, 61, 79, 133, 147, 157, 158, 165, 168, 169, 171, 172, 173, 180, 188, 191, 193, 194, 197, 224, 246, 264

Marqueur, 22, 23, 25, 157, 173, 176, 178, 179, 183, 184, 185, 186, 193, 195, 197, 199, 201, 202, 203, 236, 237, 238

Méthode du prix comparable non contrôlé, 26, 128, 129, 136, 225, 235, 239, 240, 245

Méthode du prix de revente, 12, 16, 128, 130, 131

Méthode du coût majoré, 12, 13, 124

Méthode du partage des bénéfices, 12, 13, 16, 128, 131

Méthode de la transnationale, 13, 14, 128, 132

Méthodologie pour calculer les prix de liquidation, 94, 96, 97, 98, 99, 100

Modèle OCDE, 104, 107, 109, 123, 210, 220, 221

Modèle ONU, 67, 68, 104, 210

O

Obligation fiscale, 48, 50, 52, 56, 63, 74, 166

OCDE, 8, 9, 10, 17, 107, 120, 126, 128, 129, 130, 132, 133, 134, 207, 208, 209, 210, 211, 212, 213, 214, 215, 216, 218, 219, 220, 223, 225, 227, 228, 229, 230, 231, 233, 242, 243, 245, 246, 247

ONU, 67,68, 104, 210, 231

OPEP, 20, 22, 23, 33, 130, 159, 165, 166, 167, 168, 169, 171, 172, 173, 174, 175, 177, 187

P

Paradis fiscaux, 46, 126

Pays en développement, 67, 68, 104, 210. 231, 233, 241

Pétrole, 7,8, 20-27, 29, 30-41, 70-81, 83-97, 100, 101, 130, 139, 153, 157, 159, 160-179, 183-186, 188, 190-195, 197, 199-205, 230-235, 237, 238, 244, 245

PEMEX, 22, 23, 175, 176

PDVSA, 30, 34,35, 36, 37, 38, 39, 40, 69, 80, 87, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 145,

Pleine concurrence, 09, 12-19, 25, 26, 103, 104, 106, 108, 109, 126, 133, 135, 138, 139, 144, 145, 146, 153, 208, 209, 211, 217, 224, 226, 227, 228, 230, 231, 233, 235, 240, 241, 245, 246, 247

Prix de Transfert, 8-14 17, 20, 24, 67, 110, 123, 128, 129, 130, 132, 133, 134, 135, 149, 150, 208-212, 215-219, 225, 227, 228, 229, 231, 232, 233, 245, 246, 247

Procédure amiable, 107, 111, 220

Propriété, 29, 84, 85, 136, 138, 164, 179, 211,

R

Recours contentieux, 54, 112,

Redevance, 16, 25, 40, 63, 66, 67, 72-75, 77-78, 90, 92, 94-97, 99, 101, 125, 148, 213, 265
Régime de transparence fiscale, 46, 124, 125
Rescrit, 110,
Réserves de pétrole, 8, 20, 41, 170
Résidence fiscale, 51, 64, 65, 66, 67 69, 114, 117, 149, 207
Retenue à la source, 46, 73
Revenus, 7, 11, 14, 24, 31, 33, 39, 40, 45, 52, 64, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 103, 106, 108, 124, 125, 148, 166, 168, 207, 208, 209, 220, 223

S

Siège, 09, 125, 219
Société,10, 12, 20, 26, 27, 32, 33, 36, 52, 69, 71, 74, 84, 86, 104, 123, 124, 132, 133, 134, 148, 210, 213, 230, 231, 232, 233, 234, 243
Sous-capitalisation, 18,150, 151
Swap, 181, 184, 195, 196, 200

T

Taux, 32, 36, 37, 38, 45, 49, 63, 70, 71, 72, 73, 74, 77, 127, 139, 142, 148, 150, 152, 164, 166, 167, 217, 241, 242
Territoire, 14, 19, 29, 31, 51, 65, 66, 69, 72, 77, 78, 108, 110, 114, 124, 127, 142, 151, 161, 162, 164, 167, 169, 232
Territorialité, 64, 66, 69
Transparence fiscale, 44, 124, 125,

W

WTI, 22, 26, 99, 100, 101, 177, 183 192, 237

Z

ZUATA SWEET, 25, 26, 97, 98, 177, 237, 238, 239, 240

TABLE DE MATIERES

SOMMAIRE 5
INTRODUCTION 7
TITRE PRELIMINAIRE : LE PÉTROLE ET LE DROIT FISCAL AU VENEZUELA 29
CHAPITRE I : Le Pétrole au Venezuela aux XXe et XXIe Siècles : une relation constituante. 29
CHAPITRE II : Les fondements du droit fiscal vénézuélien 44
PREMIÈRE PARTIE 58
LES PRIX DE TRANSFERT ET LA FISCALITE PETROLIÈRE 58
TITRE I : L'IMPOSITION APPLICABLE À L'INDUSTRIE PETROLIÈRE 60
CHAPITRE I : L'imposition traditionnelle 60
Section 1 - Les fondements constitutionnels de l'imposition 61
Section 2 - Les principes directeurs 62
A/ La prise en compte du domicile ou de la résidence 62
B/ Les dérogations au principe 69
Section 3 - Redevance pour le pétrole extrait (Loi Organique des Hydrocarbures) 72
Section 4 - Les impôts au sens de la Loi Organique des Hydrocarbures 74
A/ L'Impôt de surface 75
B/ L'Impôt de Consommation pour compte propre 75
C/ L'Impôt de Consommation Générale 76
D/ L'Impôt d'Extraction 76
E/ L'Impôt de Registre d'Exportation 77
Section 5 - Contributions spéciales « prix extraordinaires et exorbitants » sur le marché international des hydrocarbures 78
A/ Contribution spéciale pour prix extraordinaires 79
B/ Contribution spéciale pour prix exorbitants 79
CHAPITRE II : L'imposition des entreprises mixtes 82
Section 1 - L'exportation de pétrole amélioré par « les entreprises mixtes » 82
Section 2 - Les entreprises mixtes des accords de partenariat ciblant la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque et les accords sur le partage des risques et des profits de l'exploitation 85
A/ Les Entreprises Mixtes de la Ceinture Pétrolière de l'Orénoque 86
B/ L'Entreprises mixte « Pedro Monagas » 87
C/ L'entreprise mixte « *Petropiar* » 89
D/ L'Entreprise Mixte « *PetroCedeño* » 91
Section 3 - Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances sur l'extraction d'hydrocarbures liquides 93

A/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances, lorsque le pétrole brut référentiel Santa Barbara (38,3 ºAPI, 0,54% de soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut : 95
B/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Mesa 30 (30,6 ºAPI, 1,01% Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut 96
C/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Boscan (10,6 API, 2,5 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut 97
D/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut référentiel Boscan (10,8 API, 4,8 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut 98
E/ Méthodologie pour calculer les prix de liquidation des redevances pour l'extraction, lorsque le pétrole brut extra-lourd référentiel (8,5 API, 4,8 % Soufre) est utilisé pour déterminer le prix du pétrole brut : 99
TITRE II : LE PRINCIPE DE PLEINE CONCURRENCE DANS L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE 102
CHAPITRE I : Le régime général des prix de transfert applicable à l'industrie pétrolière 102
Section 1 - Le recours à des conventions fiscales : affirmation du principe 103
Section 2 –La mise en œuvre du principe de pleine concurrence 107
Section 3 - Des accords préalables en matière des prix de transfert 109
CHAPITRE II : Le régime particulier des prix de transfert applicable à l'industrie pétrolière 122
Section 1 - Définition des parties liées ou contrôlées 122
Section 2 -Les méthodes de prix de transfert 127
A/ La méthode du prix comparable non contrôlé 128
B/ La Méthode du Prix de Revente 129
C/ La Méthode du Coût Ajouté 130
D/ La Méthode de Partage des Bénéfices 130
E/ La méthode de Marge Nette Transactionnelle 131
Section 3 Analyse de comparabilité 132
A/ Les caractéristiques des opérations 134
B/ L'analyse des fonctions, des actifs et des risques. 135
C/ Clauses contractuelles 138
D/ Circonstances particulières 139
Section 4 - Les autres critères 144
A/ Le rang ou l´intervalle de pleine concurrence 144
B/ Utilisation de plusieurs périodes de rapports financiers 145
C/ Prise en compte des effets des politiques gouvernementales 146
D/ Documentation de prix de transfert 147

E/ Règles de sous-capitalisation 149
CONCLUSION PREMIÈRE PARTIE 152
DEUXIEME PARTIE 154
LE PRIX SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER, L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES 154
TITRE I : LE PRIX SUR LE MARCHÉ PÉTROLIER 156
CHAPITRE I : Le système de fixation des prix sur le marché pétrolier 156
Section 1 - Évolution historique du système de fixation des prix du pétrole 156
A/ De prix publiés (posted prices) à des prix administrés 157
B/ Un système de fixation des prix basé sur le marché et les « prix formules » 174
CHAPITRE II : La structure actuelle du marché international du pétrole 182
Section 1 - Le marché *spot* ou marché physique du pétrole 182
Section 2 - Les Marchés Temporaires ou de Dérivés Financiers 186
A/ Le marché *Forward* 187
B / Le Marché de Futur 189
C/ La déformation des prix des bruts marqueurs 195
D/ Caractéristiques d'un brut marqueur idéal. 199
Section 3 - Les limites des bruts marqueurs actuels 200
TITRE II : L'EROSION DE LA BASE D'IMPOSITION ET LE TRANSFERT DE BENEFICES 206
CHAPITRE I : Les actions recommandées par l'OCDE en matière de prix de transfert 208
A/ La limitation de l'érosion de la base fiscale par voie de déductions des intérêts et d'autres paiements financiers 212
B/ Combattre les pratiques fiscales pernicieuses, en tenant en compte la transparence et la substance 213
C/ Empêcher le contournement artificiel du statut d'Établissement Permanent 216
D/ Les incorporels 217
E/ Risques et capital 217
CHAPITRE II : Analyse critique de l'action du projet sur l'érosion de la base d'imposition à la lumière du cas du Venezuela 222
Section 1 - Application de la méthode du prix comparable non contrôlé, aux fins de fixer le prix des opérations sur matière première, et utilisation des prix relatifs aux valeurs publiques du marché 223
A/ La date de la valeur du marché servant à déterminer le prix des opérations sur les matières premières 226
B/ La date d'embarquement comme mesure servant à contrôler les opérations sur matières premières 227
Section 2 - La sixième méthode et sa mise en œuvre 228
Section 3 - Analyse des prix de transfert dans le cas du pétrole extra lourd (entreprises mixtes) 235

A/ Application de la méthode du prix comparable non contrôlé au Pétrole brut extra lourd (le cas des entreprises mixtes) 238
CONCLUSION TITRE II 243
CONCLUSION GÉNÉRALE 244
BIBLIOGRAPHIE 248
INDEX ALPHABETIQUE 271
TABLE DE MATIERES 276

RÉSUMÉ

Le pétrole est le moteur de l'économie vénézuélienne : c'est la principale source de revenus du pays, convertissant l'État vénézuélien en un « État pétrolier ». De 1943 à nos jours, la législation fiscale vénézuélienne a mis au point différents mécanismes de contrôle fiscal dans le but de préserver les revenus de l'État. La libéralisation de l'industrie pétrolière dans les années 1990 et la Loi des hydrocarbures de 2001 ont encouragé la participation des capitaux privés. La mise en œuvre des «entreprises mixtes », introduit pour la première fois dans la Loi hydrocarbures de 2001, a permis, dans des cas exceptionnels, la commercialisation de pétrole brut extra-lourd extrait de la ceinture pétrolière d'Orénoque par des groupes multinationaux. Étant donné que les plus grandes réserves de pétrole du monde sont situées dans la ceinture pétrolière de l'Orénoque, il est nécessaire de disposer des mécanismes de contrôle fiscal efficaces, telles que des règles de prix de transfert afin de lutter contre la planification fiscale agressive (érosion de la base d'imposition du pays d'extraction). Néanmoins, compte tenu des caractéristiques du pétrole extra-lourd, il est difficile de déterminer si les transactions entre « entreprises associées » respectent le principe de pleine concurrence ; et en particulier l'application de la méthode dite des « prix comparables non contrôlés », qui est la méthode la plus directe et efficace pour valider un prix de pleine concurrence. Tenant compte de ces difficultés, ce travail démontre l'application théorique de la méthode des prix comparables non contrôlés sous deux angles: la méthodologie proposée par l'OCDE dans son projet de lutte contre «l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices» (BEPS) pour évaluer les transactions de matières premières ; et la méthodologie internationale appelée le « prix formule » pour obtenir l'équivalent d'un prix de marché pour le pétrole brut extra-lourd de la ceinture pétrolière d'Orinoco pour les «entreprises mixtes».

MOTS CLÉS

Prix de Transfert, l'exportation de brut amélioré, Venezuela.

ABSTRACT

Oil is the engine of Venezuela's economy, given that it is the main source of income for the country, converting the Venezuelan state into a so-called "oil state". Venezuelan tax legislation has developed different tax control mechanisms since 1943 to the present day, with the purpose of safeguarding the nation's income. The liberalization of the oil industry in the 1990s and the Hydrocarbons Law of 2001 favored the participation of private capital. The concept of "mixed companies", introduced for the first time in the Hydrocarbons Law of 2001, allowed, in exceptional cases, the commercialization of extra-heavy crude oil extracted from the Orinoco oil belt by multinational companies. Given that the world's largest oil reserves are located in the Orinoco oil belt, it is necessary to have efficient tax control rules, such as transfer pricing rules, over these transactions in order to reduce aggressive fiscal planning. Nevertheless, considering the characteristics of extra-heavy oil, it is difficult to determine whether transactions between related companies comply with the arm's length principle, and in particular, the application of the uncontrolled comparable price method, which is the most direct and effective method for the validation of the arm's length price. Taking into account these difficulties, this dissertation will explore the theoretical application of the uncontrolled comparable price method within two lenses: the methodology proposed by the OECD in its project against "base erosion and profit-shifting" (BEPS) for the valuation of commodity transactions and the international methodology called the formula pricing to obtain reference prices for extra-heavy crude oil from the Orinoco oil belt.