

ALGERIE

GUIDE DES

HYDROCARBURES

2007

Mise à jour au 01^{er} juillet 2007

Le guide des hydrocarbures est une publication annuelle éditée par KPMG Algérie SPA, Elle a pour vocation l'information générale non exhaustive. Elle ne peut en aucun cas être tenue responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication qui ne vise pas à délivrer des conseils personnalisés qui supposent l'étude et l'analyse de cas particuliers.

Dépôt légal : 2662-2007

ISBN : 978-9947-807-05-7

SOMMAIRE

LE SECTEUR ALGÉRIEN DES HYDROCARBURES 7

1.1 LE CADRE GENERAL D'INSERTION DU SECTEUR.....	8
1.1.1 LES DEVELOPPEMENTS POLITIQUES ET ECONOMIQUES RECENTS : UNE TRANSITION DIFFICILE MAIS BIEN ENGAGEE	8
1.1.2 LE SECTEUR DES HYDROCARBURES EN ALGERIE: UNE PLACE STRATEGIQUE ET UNE GOUVERNANCE CONSENSUELLE.....	9
1.2 QUELQUES CARACTERISTIQUES DU SECTEUR.....	11
1.2.1 SITUATION A FIN 2006.....	11
1.2.2 PROJECTIONS POUR 2007.....	12
1.3 UN CADRE INSTITUTIONNEL EN MUTATION	13
1.3.1 LA LIBERALISATION DU SECTEUR DES HYDROCARBURES (1986 - 2006) 13	
1.3.2 LES AJUSTEMENTS INSTITUTIONNELS DU SECTEUR COMME INSTRUMENTS DE REGULATION DES CRISES ET DES RESTRUCTURATIONS DE LA SCENE ENERGETIQUE MONDIALE (1986-2006).....	15
1.3.3 LE REPOSITIONNEMENT DE LA SONATRACH DANS LE CADRE DE LA NOUVELLE LOI	16
1.3.4 LES APPORTS EN DEVISES DU SECTEUR POUR L'ALGERIE DANS LE NOUVEAU DISPOSITIF.....	18
1.3.5 LA CONTRIBUTION DU SECTEUR HYDROCARBURES AU DEVELOPPEMENT ECONOMIQUE ET SOCIAL	19
1.4 UNE STRUCTURE DES ACTEURS DE MARCHE EN EVOLUTION....	21
1.4.1 L'AMONT HYDROCARBURES	21
1.4.2 L'AVAL HYDROCARBURES	21
1.4.3 LES SERVICES PETROLIERS	22
1.4.4 LES NOUVEAUX ACTEURS DU MARCHE	23

LE NOUVEAU RÉGIME JURIDIQUE DANS LE DOMAINE DES HYDROCARBURES EN ALGÉRIE 24

1.5 DISPOSITIONS GENERALES	24
1.5.1 LA PLACE DE L'ÉTAT DANS L'ACTIVITE PETROLIERE	24
1.5.1.1 Le droit de propriété de l'État	24
1.5.1.2 Le rejet d'une implication financière	25
1.5.2 LA LIBERTE D'ACTION RECONNUE AUX INVESTISSEURS	26
1.5.2.1 Le contenu de la liberté d'action	26
1.5.2.2 Les limites à la liberté d'action	27

1.5.3 LA PREVENTION DES RISQUES ET LA PROTECTION DE L'ENVIRONNEMENT	28
1.6 L'ACCES AU DOMAINE MINIER PETROLIER.....	29
1.6.1 L'AUTORISATION DE PROSPECTION.....	29
1.6.2 LE CONTRAT DE RECHERCHE ET/OU D'EXPLOITATION.....	30
1.6.2.1 Les règles communes au contrat de recherche et/ou d'exploitation.....	30
1.6.2.2 Les règles particulières du contrat de recherche et d'exploitation 36	
1.6.2.3 Les règles particulières à la période d'exploitation.....	40
1.6.2.4 Les règles particulières au gaz	47
1.7 LES GARANTIES RECONNUES AU CONTRACTANT.....	50
1.7.1 LE REGIME DES CHANGES.....	50
1.7.1.1 La personne non résidente.....	50
1.7.1.2 La personne résidente.....	51
1.7.2 LE REGLEMENT DES DIFFERENDS	52
1.7.3 LE DROIT APPLICABLE AU CONTRAT DE RECHERCHE ET/OU D'EXPLOITATION.....	53
1.7.3.1 L'application du droit algérien au contrat de recherche et/ou d'exploitation.....	53
1.7.3.2 La stabilisation du droit applicable	53
1.8 LE TRANSPORT PAR CANALISATION	54
1.8.1 L'OCTROI DE LA CONCESSION DE TRANSPORT PAR CANALISATION 54	
1.8.1.1 La nature juridique de la concession	54
1.8.1.2 Les conditions d'octroi de la concession.....	55
1.8.2 LA GARANTIE D'UTILISATION DU TRANSPORT PAR CANALISATION 58	
1.9 LES ACTIVITES DE RAFFINAGE ET LES AUTRES ACTIVITES DE TRANSFORMATION	59
1.10 LES DISPOSITIONS TRANSITOIRES.....	59
1.10.1 LE SORT DES CONTRATS D'ASSOCIATION ANTERIEURS A LA LOI N° 05-07 DU 28 AVRIL 2005 RELATIVE AUX HYDROCARBURES.....	59
1.10.1.1 Le maintien en vigueur des contrats d'association.....	59
1.10.1.2 La conclusion de « contrat parallèle ».....	60
1.10.2 LES AUTRES RELATIONS ENTRE LA SONATRACH ET ALNAFT ...	61
1.10.2.1 Le transfert de compétences.....	61
1.10.2.2 La conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation .	62
<u>RÉGIME FISCAL DES HYDROCARBURES</u>	<u>63</u>

1.11	REGIME FISCAL APPLICABLE AUX ACTIVITES DE RECHERCHE ET/OU D'EXPLOITATION DANS LE CADRE DE LA LOI N° 05-07	65
1.11.1	REGIME APPLICABLE AUX FUTURS CONTRATS DANS LE CADRE DE LA LOI N° 05-07	65
1.11.1.1	La redevance pétrolière	66
1.11.1.2	La taxe sur le revenu pétrolier (TRP).....	68
1.11.1.3	L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR)	70
1.11.1.4	La taxe superficière	71
1.11.1.5	Les taxes de torchage et d'utilisation d'eau	72
1.11.1.6	La cession d'intérêts.....	73
1.11.1.7	L'impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation.....	73
1.11.1.8	Les exonérations.....	74
1.11.2	REGIME TRANSITOIRE APPLICABLE AUX CONTRATS D'ASSOCIATION EN COURS D'EXECUTION.....	75
1.11.2.1	Les dispositions fiscales transitoires	75
1.11.2.2	Rappel des règles fiscales issues de la loi n° 86-14	76
1.11.2.3	La taxe sur les profits exceptionnels	77
1.12	REGIME FISCAL DES ACTIVITES AVAL DANS LE CADRE DE LA LOI N° 05-07	81
1.12.1	IMPOSITIONS.....	81
1.12.2	EXONERATIONS	82
1.13	OBLIGATIONS COMPTABLES ET CONTROLE DES CHANGES	82

ANNEXES..... 84

LOI N° 05-07 DU 28 AVRIL 2005 RELATIVE AUX HYDROCARBURES 84

ORDONNANCE N° 2006-10 DU 29 JUILLET 2006 MODIFIANT ET COMPLETANT LA LOI N° 2005-07 DU 19 AVRIL 2005 RELATIVE AUX HYDROCARBURES 84

INTRODUCTION

Cette deuxième édition du *Guide des Hydrocarbures* a pour but de mettre à jour les données et informations contenues dans la première édition publiée en 2005.

L'ordonnance n° 06-10 modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures a, en effet, introduit des changements notables à certains aspects du régime juridique et fiscal applicable aux hydrocarbures, que nous considérons comme étant particulièrement importants pour les porter à l'attention de tous ceux qui s'intéressent au domaine des hydrocarbures.

La réforme engagée dans les hydrocarbures en Algérie est en train de se mettre en place progressivement et il est attendu qu'elle mettra au moins cinq ans pour produire ses effets. Conçue pour encourager les investissements du secteur, diminuer ses coûts et améliorer sa productivité, cette réforme va requérir des sommes considérables qui, à n'en pas douter, vont avoir à moyen terme un effet multiplicateur tout aussi important sur l'économie algérienne dans son ensemble.

Aussi les modifications apportées par la nouvelle loi sont-elles importantes. Elles libéreront les énergies et l'investissement, et permettront aux grands groupes internationaux une plus grande autonomie pour entreprendre le vaste programme de valorisation du potentiel algérien du secteur des hydrocarbures et de l'énergie en coopération avec Sonatrach et avec l'accompagnement et sous le contrôle de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (Alnaft) pour l'amont, et de l'Autorité de régulation pour le transport et l'aval.

De la même manière, et dans le cadre de son développement à l'international voulu par l'Algérie, il faut que l'entreprise nationale puisse soutenir, loin de ses zones d'activités d'origine, une compétition qui en fasse un acteur efficace que son rang de douzième compagnie mondiale exige de confirmer.

KPMG se félicite d'être le premier cabinet d'études international à apporter son concours à la compréhension de la loi nouvelle. Ses

spécialistes se tiennent à la disposition de chacun pour les éclairer sur les points qui mériteraient d'être explicités.

Jean-Marie PINEL
Président-Directeur Général
KPMG Algérie

LE SECTEUR ALGÉRIEN DES HYDROCARBURES

UN SECTEUR À CROISSANCE FORTE AVEC DES OPPORTUNITÉS D'INVESTISSEMENT ET D'ACTIVITÉS DE L'AMONT À L'AVAL

Introduction

Les investissements effectués par les compagnies pétrolières à l'étranger ont une longue durée de vie, en général de quinze à trente ans, voire plus. Ce délai concerne justement les compagnies pétrolières actuellement installées en Algérie.

Cette estimation concerne aussi bien les sociétés de services pétroliers que parapétroliers souhaitant entrer et s'installer durablement sur le marché algérien.

C'est pour cette raison qu'elles doivent mettre en œuvre, les unes et les autres, des stratégies d'affaires gagnantes sur le long terme.

Cela nécessite la connaissance non seulement des politiques publiques et des stratégies des compagnies locales partenaires ainsi que les caractéristiques essentielles du secteur des hydrocarbures du pays d'accueil.

Tel est l'objet du présent chapitre, qui commencera par une présentation du cadre général d'insertion du secteur dans le pays et dans le marché international des hydrocarbures.

La deuxième partie exposera quelques caractéristiques clés du secteur des hydrocarbures en Algérie.

La troisième partie s'intéressera aux politiques sectorielles dans les hydrocarbures initiées par les pouvoirs publics et les dispositifs institutionnels en découlant pour en déterminer les objectifs, les motivations essentielles qui les sous-tendent, et leur impact sur les IDE. Elle permettra d'éclairer la nouvelle donne nationale et internationale et son impact actuel et potentiel sur le secteur des hydrocarbures en Algérie, sur la Sonatrach et ses relations avec ses partenaires.

La quatrième partie sera consacrée à la structure du marché, segmenté en marché amont, marché aval et services pétroliers, et, enfin, aux acteurs de ce marché que les opérateurs pétroliers intéressés par l'Algérie devront connaître.

1.1 Le cadre général d'insertion du secteur

1.1.1 Les développements politiques et économiques récents : une transition difficile mais bien engagée

En 2006, soit vingt ans après une situation de grave crise financière- qui a commencé avec la guerre des prix pétroliers de 1986 et qui a induit une forte vulnérabilité économique et sociale (faibles prix pétroliers, niveau exorbitant du service de sa dette extérieure, une décennie de terrorisme, niveau élevé de chômage, tensions sociales et politiques), l'Algérie a réussi à consolider sa remontée remarquable.

Ainsi, après avoir mis en œuvre un programme d'ajustement structurel (PAS) de 1994 à 1998, avec l'appui de la Banque Mondiale et du FMI, elle réussit à rétablir ses équilibres macro-économiques et à juguler l'inflation qui passe de plus de 20% en 1994 à 1,4% en 2006. Mieux encore l'économie algérienne renoue avec la croissance (4,1% en 2002, 6,8% en 2003 et supérieur à 5% en 2004, et la maintient entre 3 et 4% en 2006 pour atteindre un taux de 6,1% en 2007), réalise un niveau historique de réserves de change atteignant 68,4 milliards de US\$ à fin juillet 2006 (contre 56,2 milliards de US\$ à fin décembre 2005).

Cependant, ces performances économiques restent fragiles car tirées essentiellement par les niveaux de prix du pétrole et l'investissement public. De même, les tensions sociales, bien qu'ayant diminué d'intensité, restent perceptibles en l'absence encore d'une création massive d'emplois, même si une décrue s'est amorcée dans le chômage qui a connu une baisse de trois points en 2006 et atteint 12,3% contre 15,3 en 2005, selon l'Office national des statistiques.

Au plan politique, l'ouverture démocratique de l'Algérie a été réalisée à partir du système antérieur de parti unique et de l'économie centralement administrée autant par l'action de la société civile et le dynamisme de la classe politique que par l'effet induit de la crise économique. C'est ainsi qu'une nouvelle constitution a été adoptée en 1989, après le soulèvement populaire d'octobre 1988, ouvrant la voie au multipartisme et à la liberté

de la presse (la presse algérienne est la plus libre du monde arabe). La montée de l'intégrisme religieux et le terrorisme qui a en résulté durant la décennie 90 a été jugulée grâce à la résistance de la société et à l'action de l'Armée Populaire Nationale (ANP) et des autres forces de sécurité.

L'élection présidentielle d'avril 2004 a consolidé la stabilité politique du pays et la sécurité nécessaire à l'environnement des affaires.

Les fluctuations des prix pétroliers, et, à un degré moindre, l'augmentation des quantités d'hydrocarbures vendues sur le marché international, constituent la variable essentielle du développement économique de l'Algérie du fait des ajustements des dépenses publiques qui en résultent directement. C'est pour cette raison que le secteur des hydrocarbures a toujours fait l'objet d'un traitement particulier par les pouvoirs publics et suscite l'intérêt de la société civile et de la classe politique algérienne.

1.1.2 Le secteur des hydrocarbures en Algérie: une place stratégique et une gouvernance consensuelle

Depuis l'indépendance de l'Algérie, le secteur des hydrocarbures a traversé, de façon alternée, des périodes fastes et des périodes de crise :

- 1962 à 1965 : de l'Indépendance à l'Accord d'Alger avec le gouvernement français qui avait continué de gérer le pétrole algérien pendant cette période transitoire. Cette période a vu la création de la Sonatrach, outil de la politique énergétique nationale.
- 1965 à 1971: de l'Accord d'Alger aux nationalisations du 24 février 1971.
- 1971 à 1973 : des nationalisations au retournement historique des prix de la guerre d'octobre 1973
- 1973 à 1986: du choc au contre-choc pétrolier qui a été à l'origine de la grave crise financière de l'Algérie
- 1986 à 1993: enfoncement dans la crise qui a obligé le pays à rééchelonner sa dette et à mettre en œuvre un programme d'ajustement structurel sous l'égide du FMI et de la Banque Mondiale
- 1998: alerte de nouveau sur les équilibres financiers du fait de la baisse des prix du pétrole
- 1999 à 2006: période relativement faste avec une mise à jour difficile mais réalisée du cadre institutionnel de recherche et de production des hydrocarbures.

L'histoire, depuis 1973 particulièrement, montre que les pouvoirs publics relâchent les politiques de gestion de la demande économique et sociale en période de hausse des cours pétroliers et les resserrent en période de faiblesse des prix des hydrocarbures.

Cette influence du secteur des hydrocarbures sur les politiques publiques s'explique parce qu'il contribue à plus d'un tiers du PIB national, à plus des deux tiers des recettes budgétaires et à la quasi-totalité des recettes en devises (97%).

Le passage de l'économie administrée vers l'économie de marché n'a pas encore changé cette tendance lourde de l'économie algérienne.

C'est ce qui explique la recherche permanente par les pouvoirs publics du consensus dans les formes de gouvernance de la rente pétrolière avec les syndicats et la classe politique. Cela a toujours demandé du temps pour trouver les ajustements optimaux de ce point de vue.

En général, les réformes du secteur pétrolier sont introduites en période de crise financière et sociale :

- loi n° 86-14 portant sur l'ouverture et la libéralisation de l'amont pétrolier,
- révision en 1991 de la loi n° 86-14 pour élargir ses effets à la prospection et aux découvertes de gaz naturel devant la persistance de la crise financière.

On comprend mieux ainsi la difficulté, surmontée à présent, de construire le consensus autour de la dernière loi sur les hydrocarbures telle qu'amendée en 2006.

L'un des acquis tangibles des réformes économiques engagées est que tout effort d'investissement public est encadré par une politique budgétaire stricte et l'alimentation d'un fonds de régulation des recettes budgétaires pétrolières qui abrite, à titre de précaution, les recettes supplémentaires obtenues au-delà d'un prix de référence de \$19 le baril de pétrole.

1.2 Quelques caractéristiques du secteur

1.2.1 Situation à fin 2006

Le secteur des hydrocarbures en Algérie est très largement dominé par la Sonatrach. Cette dernière dispose à elle seule de plus de 43 % du domaine minier national, sur une superficie totale de 1,5 millions de km². Elle dispose, en outre, d'un réseau de canalisations de plus de 14 000 km. Elle contrôle, enfin, 75% des hydrocarbures produits en Algérie, exclusion faite de la part qui lui revient dans les contrats d'association.

Du point de vue des résultats physiques et financiers de l'amont à l'aval, quelques données illustrent la croissance du secteur en 2006¹:

- 61 puits forés dont 50% en association,
- 17 découvertes, dont 8 en association,
- 8 nouveaux contrats de partenariat dans la recherche et la production ont été signés en 2005 soit un total de 33 contrats de même type en vigueur,
- 232 millions de TEP ont été produits dont 65 millions en association avec des compagnies pétrolières étrangères,
- Production de GNL et GPL de 34,8 millions de TEP soit un accroissement de 1,5 % par rapport à 2004,
- 136,2 millions de TEP ont été exportées.
- des investissements de l'ordre de 290 milliards DA (équivalent à 4 milliards de dollars US), en augmentation de 9% par rapport à l'exercice 2004.

Parmi les investissements les plus significatifs lancés en 2006 il convient de relever :

- le projet de gaz intégré de Gassi Touil,
- la raffinerie de condensat de Skikda,

¹ Source : Sonatrach ; Conférence de presse du P.D.G. de la Sonatrach sur le bilan 2004; El Moudjahid du dimanche 6 février 2004

Au plan financier, le chiffre d'affaires hors prestations fournies aux tiers, a atteint 3 461 milliards de DA en 2005, soit plus de 50 milliards de dollars US, contre 2 371 milliards de DA en 2004, soit une augmentation de 46%

1.2.2 Projections pour 2007

Une prévision d'investissement de \$5,1 milliards, y compris dans les associations, a été décidée soit plus de 30% par rapport à 2004.

Il s'agit notamment :

- En amont :
 - du développement des gisements en association à hauteur de \$3,5 milliards (part Sonatrach de 68%).
 - du programme d'exploration à hauteur de \$700 millions (forage de 65 puits et doublement des travaux d'acquisition sismique),
 - de l'exploration ; 184,728 mètres forés dont ceux en association
 - du développement et modernisation du gisement de Hassi Messaoud (50 puits horizontaux),
 - du développement ; 461,212 mètres forés, dont ceux en association
 - du développement des gisements de Tinhert et du sud-est d'Ilizi
- En aval :
 - de la réalisation du gazoduc Medgaz (GZ4),
 - de la reconstruction des unités détruites de GNL de Skikda, soit 2,850 milliards de dollars US.

1.3 Un cadre institutionnel en mutation

1.3.1 La libéralisation du secteur des hydrocarbures (1986 - 2006)

Le processus des réformes dans le secteur des hydrocarbures a toujours été pour l'Algérie, une réponse institutionnelle à l'émergence de contraintes internationales successives, contraintes endogènes à l'industrie mondiale des hydrocarbures et aux nouvelles régulations internationales. C'est probablement pour cette raison que le premier secteur à avoir été touché par la libéralisation de l'économie algérienne a été le secteur des hydrocarbures (1986).

La mise en cohérence de ses dispositifs institutionnels avec le contexte international n'est pas une démarche récente dans les stratégies énergétiques algériennes. Cette démarche date depuis la création de la Sonatrach et les premières négociations pétrolières avec le gouvernement français après l'indépendance (1964) et s'est affirmée lors de la grave crise des prix pétroliers de 1986.

S'agissant de la dernière réforme - plus connue sous le nom de loi sur les hydrocarbures - elle a généré des débats et des résistances dans la sphère politique et sociale qui ont amené les pouvoirs publics à "geler" le projet la veille de l'élection présidentielle de 2004 et ensuite à amender en juillet 2006 cette loi qui a été finalement promulguée en 2005.

Pour comprendre la nécessité de cette nouvelle loi, il convient de remettre d'abord en perspective les éléments saillants de la mondialisation qui produiront irrésistiblement leurs effets sur le secteur des hydrocarbures en Algérie. Ces éléments constituent des contraintes qui bornent aussi les marges de manœuvre des stratégies énergétiques algériennes y compris au plan institutionnel.

De plus, s'agissant de la Sonatrach, les recompositions et restructurations actuelles qui traversent la branche des hydrocarbures dans le monde affecteront profondément les sociétés nationales d'hydrocarbures qui ne peuvent rester à l'écart de ces transformations y compris en termes de gouvernance. Ceci d'autant que la Sonatrach, classée 12^{ème} entreprise mondiale d'hydrocarbures, est l'une des plus grandes compagnies gazières mondiales (3^{ème} exportatrice mondiale de gaz et 2^{ème} pour le GNL).

Avec l'évolution du marché énergétique mondial proprement dit, deux autres contraintes externes pèsent sur le secteur des hydrocarbures en Algérie :

- de l'avenir gazier de l'Algérie vis-à-vis de l'Europe, à la fois son premier client mais aussi son premier fournisseur,
- des effets attendus de l'adhésion à l'OMC et de l'accord de libre échange avec l'UE sur l'économie algérienne

La première contrainte extérieure porte sur l'avenir gazier de l'Algérie, concurrencé par la montée de nouvelles zones de production concurrentes (Egypte, Qatar, Iran, Mer Caspienne) mais aussi et surtout par les restructurations en cours de son premier marché, celui de l'Union européenne. Avec sa directive sur le gaz naturel de 1998, la Commission européenne se fixe comme objectif de construire un marché unique de l'énergie aux conditions de prix les plus compétitives pour elle, c'est-à-dire les plus faibles pour les pays exportateurs de gaz naturel. Cette directive a remis en cause deux dispositions contractuelles qui assuraient l'équilibre des contrats entre les parties².

La deuxième contrainte est relative aux effets possibles de l'adhésion de l'Algérie à l'OMC sur le secteur des hydrocarbures. Ayant cru faussement que les pays exportateurs d'hydrocarbures ne sont pas concernés par l'OMC ou n'ont aucun intérêt à y adhérer, ce qui revient au même, l'Algérie a perdu plusieurs occasions d'y entrer dans des conditions moins contraignantes alors que dans les mêmes moments elle ouvrait largement son commerce extérieur. Contrairement à l'OPEP, le principe fondamental sur lequel est basée l'OMC est l'interdiction des restrictions quantitatives au commerce y compris pour les exportations (article 11). Cependant, les hydrocarbures émarginent pour le moment au dispositif d'exceptions contenues dans l'article 20 (exceptions générales) et dans l'article 21 (sécurité nationale). De façon plus précise, c'est l'alinéa g) de l'article 20 qui soustrait aux disciplines de l'OMC les mesures "se rapportant à la conservation de ressources naturelles épuisables, si de telles mesures sont appliquées conjointement avec des restrictions à la production ou à la consommation nationale".

² Il s'agit de la clause de destination et de la clause "take or pay" garantissant les contrats à long terme et de la clause de destination.

Pour le moment l'équilibre semble se maintenir entre cette exception accordée aux pays exportateurs et la latitude donnée aux pays consommateurs de fixer une taxation élevée sur les produits raffinés et autres produits dérivés des hydrocarbures. Sur cette question, les pays exportateurs d'hydrocarbures considèrent, à juste titre, que le niveau élevé de ces taxes réduit fortement leur capacité de tirer un revenu plus significatif sur leurs ressources naturelles. Combien de temps cet équilibre tiendra-t-il encore et comment va-t-il évoluer ? L'avenir seul nous le dira. Si pour les hydrocarbures, le problème ne se pose pas encore, en revanche, le commerce des produits raffinés et pétrochimiques est largement concerné par les accords de l'OMC, y compris au plan du traitement des différends. A ce sujet, le double prix (double pricing), c'est-à-dire la pratique de prix inférieurs sur le marché intérieur (ménages et industries) par rapport aux prix obtenus à l'export est fortement remise en cause. Il apparaît ainsi une nouvelle menace relative aux avantages comparatifs traditionnels donnés, sous forme de prix administrés, par le secteur des hydrocarbures aux industries pétrochimiques et aux industries à forte composante énergétique (cimenteries, aciéries, centrales électriques).

La dernière conséquence de l'adhésion à l'OMC sur le secteur des hydrocarbures est relative aux services pétroliers. Une forte pression s'exerce sur les pays exportateurs de pétrole pour consolider leurs engagements en matière de services pétroliers et parapétroliers. Pour le moment, la plupart d'entre eux n'ont pas pris d'engagements, même si leur marché est ouvert.

1.3.2 Les ajustements institutionnels du secteur comme instruments de régulation des crises et des restructurations de la scène énergétique mondiale (1986-2006)

Face à ces deux contraintes qui renvoient à l'internationalisation des processus productifs et commerciaux des industries des hydrocarbures et des régulations internationales de plus en plus contraignantes, la nouvelle loi sur les hydrocarbures s'efforce de les prendre en charge par une ouverture maîtrisée.

Il est utile de rappeler, en effet, que c'est dans un contexte de crise financière aiguë (baisse annuelle de 43% des recettes en devises en 1986) que la loi n° 86-14 est intervenue pour réagir à une situation sans issue. Cette loi avait introduit, en particulier, la formule de partage de

production (PSC) qui a permis de relancer le partenariat dans l'exploration à un moment où la Sonatrach ne disposait ni des capacités financières ni des capacités technologiques pour renouveler des réserves largement entamées à l'époque.

Les amendements introduits en 1991 ont été initiés pour compléter et améliorer la loi en vigueur en élargissant le partenariat au gaz naturel et aux gisements déjà découverts tout en améliorant le régime fiscal pour le rendre plus attractif. Des résultats probants ont été obtenus, surtout après 1990, en particulier l'amélioration des réserves qui ont retrouvé en 1997 leur niveau de 1971, et le fait que l'Algérie a été en 1998 le premier pays découvreur d'hydrocarbures au monde.

Le retour de l'Algérie aux équilibres macro-économiques est dû autant à la rigueur de l'ajustement (1994-1998) qu'à l'efficacité de sa stratégie énergétique. Une nouvelle mutation, en réponse aux évolutions de la scène énergétique mondiale mais aussi à l'ouverture de l'économie algérienne, s'impose aujourd'hui d'autant que les réformes institutionnelles et micro-économiques qu'il faut engager prendront du temps pour produire leurs effets.

La nouvelle loi sur les hydrocarbures telle qu'amendée en 2006 doit donc être lue à travers les trois angles privilégiés par les pouvoirs publics algériens, à savoir:

- la pérennité et le développement de la Sonatrach, en tant qu'opérateur public national,
- l'augmentation du volume des recettes transférées au Trésor Public et celui du flux de devises reçues par la Banque d'Algérie, en rapport aussi avec la capacité d'endettement du pays,
- la contribution du secteur des hydrocarbures, largement dominant en Algérie, au développement économique et social.

1.3.3 Le repositionnement de la Sonatrach dans le cadre de la nouvelle loi

Les craintes exprimées portent sur l'affaiblissement supposé de la Sonatrach pouvant résulter de l'application de cette nouvelle loi vis-à-vis des groupes pétroliers internationaux, la préparant ainsi à l'ouverture de son capital.

Contrairement à ces craintes exprimées, l'importance des actifs tangibles (actifs financiers, domaine minier, réserves, production, infrastructures de transport, installations industrielles) et des actifs intangibles (qualification et expertise des personnels, culture d'entreprise, capacités de formation) dont dispose – en toute propriété – la Sonatrach, la met à l'abri d'une reprise totale ou partielle par des tiers.

En effet, la Sonatrach, comme toute autre société pétrolière, ne vaut en réalité que par l'importance des réserves prouvées qu'elle contrôle et par sa capacité à les mettre en valeur.

En revanche, ce qui freine son dynamisme, c'est le fait qu'elle soit lésée de prérogatives déléguées de puissance publique qui lui font perdre de vue la nécessité d'une plus grande autonomie dans son management et d'une plus grande agressivité dans ses choix stratégiques. La clarification des relations entre l'État et le groupe Sonatrach sera profitable aux deux. De ce point de vue, cette nécessaire clarification s'inscrit dans la problématique plus large des rapports entre l'État actionnaire et les entreprises publiques économiques (EPE) qui renvoie au type de gouvernance. Il est probable que dans l'avenir, les relations de Sonatrach avec son propriétaire, c'est-à-dire l'État algérien, seront clairement définies au travers d'un contrat d'objectifs. Le groupe Sonatrach sera non seulement protégé contre toute ponction financière inopinée et/ou induite de son propriétaire, mais disposera également des marges d'autonomie comparables à celles des compagnies internationales. En retour, le groupe Sonatrach devra répondre des objectifs qui lui auront été fixés dans un engagement contractuel clairement consenti, tout en acceptant le contrôle de son actionnaire unique. Ce contrat d'objectifs complétera les contrats d'exploration et de production auxquels le groupe Sonatrach a droit comme tout autre opérateur sur tous ses gisements existants et à venir ainsi que les contrats de concession sur les systèmes de transport par oléoducs et gazoducs.

L'enjeu principal porte plus sur les conditions à réunir pour faciliter et accompagner le développement de la Sonatrach que sur une protection virtuelle qui la gênera plus qu'elle ne la servira. Ces conditions sont de deux types : des conditions internes et des conditions externes. Pour les conditions internes, la modernisation de la Sonatrach implique d'abord et avant tout la connaissance et la maîtrise de ses coûts le long de la chaîne de valorisation des hydrocarbures, c'est-à-dire de la recherche et production aux points de transfert de propriété (entrée raffineries, installations portuaires, installations de comptage aux frontières terrestres

des gazoducs). Cet effort reste, pour l'essentiel, à faire. Au plan externe, il faut bien se rendre à l'évidence que l'environnement institutionnel dans lequel baigne encore la Sonatrach la place dans des conditions plus défavorables que celles dans lesquelles évoluent les autres firmes pétrolières internationales. À titre d'illustration, sa réactivité est encore trop lente lorsqu'elle est amenée à réaliser certains actifs au plan international (accord préalable du Conseil de la monnaie et du crédit, lenteur du système bancaire). En fait, les pouvoirs publics algériens souhaitent agir sur ces facteurs endogènes et exogènes qui diminuent l'efficacité et freinent la croissance de la Sonatrach. Il faut bien reconnaître que la nouvelle loi, en déchargeant Sonatrach de l'obligation de réaliser seule les infrastructures de transport, contribuera à comprimer ses coûts. En résumé, c'est dans cette direction que s'engageront à l'avenir les actions de nature à permettre à la Sonatrach de soutenir la concurrence étrangère dans l'exploration et la production d'hydrocarbures.

1.3.4 Les apports en devises du secteur pour l'Algérie dans le nouveau dispositif

La crainte des pouvoirs publics mais aussi de l'opinion renvoie, en fait, au syndrome de l'assèchement des moyens de paiements extérieurs sachant que le secteur des hydrocarbures participe à 98 % des entrées en devises du pays. Cette crainte est maintenant dissipée avec l'amendement introduit en 2006 aux termes duquel la Sonatrach doit participer à hauteur minimale de 51% dans tous les nouveaux contrats de recherche et/ou d'exploitation et toutes les activités de transport et de raffinage.

Sous l'empire des dispositions fiscales découlant de la loi de 1986 révisée en 1991, la Sonatrach assurait seule la mission de collecteur d'impôt pour le compte de l'État. Les associés ne sont pas des sujets fiscaux algériens. Une telle situation est d'autant plus discutable qu'il y avait un vrai conflit d'intérêt entre Sonatrach collecteur unique d'impôt, et Sonatrach associé aux opérateurs pétroliers étrangers car le montant de l'assiette fiscale est inversement proportionnel au volume des coûts d'investissement et d'exploitation (« cost oil »). Certains experts estiment insuffisante l'efficacité fiscale des associations. En vérité, dans la pratique, c'est l'architecture du système fiscal qui posait problème.

Dans le même ordre d'idées, le système antérieur de partage de production (PSC) n'encourageait, aux yeux du législateur, ni l'investissement ni la réduction des coûts, remboursés au cours du même exercice. Au contraire, il y a eu, dans la pratique, un effet d'éviction sur la

mise en production de petites et moyennes découvertes entraînant des manques à gagner. Les simulations faites à partir du nouveau système fiscal proposé ont démontré que les recettes seront au moins égales tout en introduisant une plus grande flexibilité et des mesures d'incitation pour les investissements de récupération et de mise en production de petits gisements dont certains ont été tout simplement abandonnés, après avoir été découverts ou partiellement exploités.

Ainsi, au plan fiscal, le nouveau système repousse les limites et apporte des solutions aux insuffisances constatées et aux contraintes persistantes des dispositions en vigueur (insuffisance de flexibilité, peu de transparence), tout comme dans le passé la révision de la loi en 1991 avait élargi le champ de celles-ci aux hydrocarbures gazeux, compte tenu de l'attractivité insuffisante constatée.

Du point de vue des flux devises de l'activité hydrocarbures, les dispositions de la loi de la Monnaie et du Crédit consacrent la neutralité puisque tous les opérateurs pétroliers résidents sont tenus d'abriter leurs mouvements devises à la Banque d'Algérie, quel que soit le régime fiscal en vigueur (article 55 de la loi). S'agissant des non-résidents, ils peuvent "conserver à l'étranger les produits de leurs exportations d'hydrocarbures acquis dans le cadre du contrat". Ils sont cependant tenus "d'importer en Algérie et céder à la Banque d'Algérie les devises convertibles nécessaires pour faire face à leurs dépenses de développement, de recherche le cas échéant, d'exploitation, de transport par canalisation et de fonctionnement, ainsi que les montants nécessaires pour le paiement de la redevance et des impôts et taxes dus" (article 55 de la loi).

1.3.5 La contribution du secteur hydrocarbures au développement économique et social

La question de la contribution du secteur des hydrocarbures au développement n'est pas un problème nouveau ni en Algérie ni dans les autres pays exportateurs d'hydrocarbures. Pour les pouvoirs publics, le secteur des hydrocarbures continuera de contribuer aux équilibres financiers internes et externes, garantissant la solvabilité des autres secteurs et donc leur accès au commerce extérieur. Ces secteurs, public et privé confondus, ne couvrent, en effet, leurs importations en devises par leurs exportations qu'à hauteur de 3 %. Mais, au préalable, un fait récent de l'histoire économique de l'Algérie doit être rappelé. La construction de la pétrochimie algérienne avait été stoppée par décision politique dans le début de la décennie 1980, au moment où les conditions favorables

étaient réunies y compris financières. Le contexte a changé, le développement de cette branche renvoie à d'autres démarches : des politiques industrielles précises, une attractivité des IDE et une insertion régionale dans la pétrochimie euro-méditerranéenne.

La consolidation fiscale prévue par la nouvelle loi pour les investissements aval des groupes pétroliers intégrés constituera un dispositif incitatif concret. Les avantages compétitifs donnés par la disponibilité et l'accessibilité à l'énergie aux industries auront aussi tendance à se maintenir, même si les prix seront progressivement ouverts. S'agissant de la couverture des besoins énergétiques des ménages et du secteur des transports, cela ne pose pas de problème particulier, sous deux réserves à lever : que le modèle de consommation privilégiant la consommation de ressources nationales "longues" (carburant au GPL ou GNC au lieu de carburants liquides) reflète cette préférence dans la structure des prix de l'énergie et que le rapprochement en termes de prix relatifs limite le gaspillage observé. En ce qui concerne les industries fortement consommatrices d'énergie (cimenteries, aciéries, etc.) et pour autant que les engagements attendus avec l'OMC le permettent, il faut savoir que les opérateurs concernés récupèrent une partie de la rente des hydrocarbures, à travers les prix d'énergie qui leur sont consentis. La loi laisse cette question ouverte et la renvoie aux arbitrages de l'autorité de régulation.

La nouvelle loi, en restituant à l'État ses pouvoirs régaliens, propose non seulement une meilleure efficacité dans la gestion de la rente pétrolière mais aussi la transparence nécessaire aux choix politiques à opérer dans l'affectation des ressources générées par la rente pétrolière. Elle rendra plus lisibles la nature et la destination des transferts. La loi transfère explicitement au pouvoir législatif la latitude de subventionner les produits pétroliers à travers le Trésor public, renforçant ainsi la transparence et la bonne gouvernance tout en consolidant au passage le groupe Sonatrach.

1.4 Une structure des acteurs de marché en évolution

Il a été donné ci-dessus quelques clés pour pouvoir comprendre les logiques de fonctionnement interne du secteur des hydrocarbures, ses caractéristiques et ses formes de gouvernance. Il est utile à présent d'en spécifier la structure de marché.

On peut segmenter le marché en trois :

- l'amont hydrocarbures ;
- l'aval hydrocarbures ;
- le segment des services pétroliers le long de la chaîne de l'industrie des hydrocarbures.

1.4.1 L'amont hydrocarbures

Ce segment de marché qui intéresse les opérateurs pétroliers et gaziers internationaux sera plus ouvert à la compétition – avec une plus grande transparence et sécurité juridique. Cela est dû au fait qu'il sera régulé par le nouveau dispositif de la nouvelle loi sur les hydrocarbures.

La seule restriction exceptionnelle à l'ouverture totale et transparente de l'amont hydrocarbures est régie par l'article 32 qui permet à l'État de déroger aux règles de la concurrence pour des raisons de sécurité ou d'intérêts supérieurs de la Nation³.

1.4.2 L'aval hydrocarbures

Compte tenu, d'une part, des retards pris dans la pétrochimie algérienne dont les investissements sont à l'arrêt depuis plus de 25 ans et, d'autre part, des capacités de raffinage limitées en Algérie et à travers le monde,

³ Extrait de l'article 32 du projet de loi : " Les contrats de recherche et/ou d'exploration fournis pour appel à la concurrence, seront approuvés par décision du ministre chargé des Hydrocarbures . Le ministre peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger à ces dispositions pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures".

ce segment de marché devra connaître une croissance rapide dans les prochaines années.

C'est ce qui ressort du *Bulletin des appels d'offres du secteur de l'énergie et des mines (Baosem)*⁴ du mardi 01 février 2005 (pages 60 et 61) qui lance un appel à manifestation d'intérêt pour la réalisation – en partenariat avec Sonatrach – d'une raffinerie de pétrole de 15 millions de tonnes à Alger et de 6 projets pétrochimiques à Arzew et Skikda.

Sous l'empire de la législation antérieure, les activités de cette branche du secteur des hydrocarbures étaient prises en charge en position de quasi-monopole par trois filiales du groupe Sonatrach :

- Naftec pour ce qui est de l'activité raffinage ;
- Enip pour l'activité pétrochimique et gazochimique ;
- Naftal pour ce qui est du transport, du stockage et de la distribution des produits pétroliers et du GPL.

1.4.3 Les services pétroliers

Les services énergétiques en Algérie sont déjà presque tous ouverts à la concurrence internationale. Ils peuvent être regroupés en six grandes catégories :

- services amont hydrocarbures ;
- services aval hydrocarbures liquides ;
- services aval hydrocarbures gazeux ;
- services d'ingénierie des installations énergétiques ;
- services de construction des installations énergétiques ;
- services de transport maritime d'hydrocarbures.

Ce segment de marché du secteur des hydrocarbures voit ses parts réparties entre les moyens nationaux, en général des filiales du groupe Sonatrach, et les groupes étrangers et internationaux.

⁴La version anglaise *Baosem- International Tenders* est disponible systématiquement à compter de février 2005.

1.4.4 Les nouveaux acteurs du marché

S'agissant des nouveaux acteurs de marché, il s'agit essentiellement de deux agences hydrocarbures indépendantes dont la mise en place est prévue dans l'article 9 de la loi :

- l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures désignée Alnaft, en charge de l'amont, notamment l'attribution et la gestion des contrats de recherche et/ou d'exploitation ;
- l'Agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures désignée Autorité de régulation des hydrocarbures, en charge notamment des activités réglementaires et de la régulation du transport par canalisation et des activités aval.

Ces deux agences dont les missions sont spécifiées dans les articles 10 et 11 de la loi, prennent en charge notamment les missions qui étaient exercées respectivement par le ministère chargé des hydrocarbures et la Sonatrach.

Dans le même ordre d'idées, on peut observer qu'au regard de la nouvelle loi sur les hydrocarbures, la Sonatrach et les opérateurs pétroliers étrangers ou internationaux ont des rôles et des responsabilités différentes de ceux qu'ils avaient sous l'empire de la loi n° 86-14.

Cela fera l'objet de développements détaillés dans les chapitres suivants.

LE NOUVEAU RÉGIME JURIDIQUE DANS LE DOMAINE DES HYDROCARBURES EN ALGÉRIE

L'analyse de ce régime juridique nécessite d'aborder successivement les dispositions générales, l'accès au domaine minier — qui est au centre de cette question —, les garanties reconnues aux investisseurs, le transport par canalisation, qui est un complément indispensable à cette activité, et, enfin, les dispositions transitoires.

1.5 Dispositions générales

Ces dispositions générales déterminent essentiellement la place de l'État dans cette activité, dans le domaine des hydrocarbures liquides et gazeux, la liberté reconnue aux investisseurs dans ce secteur et l'obligation qui est faite à ces derniers de prévenir les risques et de protéger l'environnement.

1.5.1 La place de l'État dans l'activité pétrolière

Cette place résulte du droit de propriété dont dispose l'État, mais cela ne veut pas dire pour autant qu'il s'implique financièrement.

1.5.1.1 Le droit de propriété de l'État

L'article 3, alinéa 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures dispose que : «Les substances et les ressources en hydrocarbures découvertes ou non découvertes situées dans le sol et le sous-sol du territoire national et des espaces maritimes relevant de la souveraineté nationale sont propriété de la collectivité nationale dont l'État est l'émanation.»

La signification de cette disposition ne souffre aucune ambiguïté : elle interdit à l'investisseur toute revendication éventuelle sur le gisement qu'il aurait découvert.

C'est précisément parce qu'il est propriétaire de ces ressources naturelles que l'État joue un rôle actif dans leur gestion. Il revient, en effet, au ministre chargé des Hydrocarbures de veiller à leur valorisation, de proposer une politique, et, après son adoption, de la mettre en œuvre.

C'est cette même raison qui explique que les contrats de recherche et/ou d'exploitation doivent être approuvés par décret pris en conseil des ministres (art. 11, al. 03, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Comme nous aurons l'occasion de le montrer plus tard, ces accords ne sont pas susceptibles d'entrer en vigueur sans cette approbation.

1.5.1.2 Le rejet d'une implication financière

Mais tout en veillant, en sa qualité de propriétaire, à l'exploitation de cette richesse naturelle, l'État reste en retrait ; il ne veut pas pour autant être considéré comme une partie prenante. Conformément à l'article 44, alinéa 1, de la loi précitée, l'État « n'assume aucune obligation de financement ni de garantie de financement et ne sera en aucun cas responsable vis-à-vis des tiers dans le cadre de l'exécution du contrat ». À cet égard, le législateur entendait être encore plus catégorique en excluant toute responsabilité de l'État et d'Alnaft en relation avec les opérations pétrolières confiées et conduites dans le cadre des contrats de recherche et/ou d'exploitation, comme le stipule clairement l'alinéa 2 dudit article introduit par la loi modificative de 2006 : « En tout état de cause et en aucun cas, il ne saurait être établi, par le contractant ou toutes autres parties, de lien direct ou indirect avec Alnaft ou l'État et il ne saurait être formulé de réclamations, directement ou indirectement, par le contractant ou toutes autres parties, à l'encontre d'Alnaft ou de l'État, du fait de tous dommages ou conséquences, de quelque nature que ce soit, résultant des opérations pétrolières et/ou de leur conduite. »

L'État ne déroge au principe de non-implication financière que dans un seul cas de figure : chaque fois qu'il impose une sujétion à un investisseur, il s'oblige à lui accorder une subvention dont le montant et les modalités d'octroi seront définies par voie réglementaire (art. 08, al. 02, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

1.5.2 La liberté d'action reconnue aux investisseurs

Après avoir tenté de cerner le contenu de cette liberté, il importe d'évoquer les limites relatives qui lui sont apportées.

1.5.2.1 Le contenu de la liberté d'action

Cette liberté résulte tout d'abord, d'une manière implicite, du fait que les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures soient considérées comme un acte de commerce (art. 06 de la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures), bien que les gisements aient une nature immobilière (art. 28 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Mais le législateur a préféré affirmer expressément cette liberté : « Toute personne établie en Algérie ou y disposant d'une succursale, ou organisée sous toute autre forme lui permettant d'être sujet fiscal, peut exercer une ou plusieurs desdites activités sous réserve du respect [de la législation en vigueur] » (art 06, al. 02, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Il ressort de cette disposition que l'investisseur est non seulement libre d'investir dans le domaine minier pétrolier, mais qu'il jouit également de cette liberté quant au choix de la forme juridique de son intervention. Il faut rappeler, en effet, que, sous l'empire de l'ancienne législation, Sonatrach était seule titulaire du titre minier et les entreprises étrangères devaient conclure un contrat d'association avec celle-ci.

En vertu de la nouvelle loi, Sonatrach n'est plus titulaire du titre minier, lequel sera délivré, à l'avenir, à Alnaft.

Le partenaire étranger est désormais considéré comme co-partie au contrat de recherche et/ou d'exploitation, en tant que personne morale distincte et mis dans les mêmes conditions que Sonatrach.

Mais le législateur est allé beaucoup plus loin encore : il affirme avec force — pour la première fois — le principe de la liberté d'importation et de commercialisation des hydrocarbures et des produits pétroliers sur le territoire national, à condition, bien sûr, que cette activité s'exerce dans le respect de la loi (art. 08, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Sur la base de cette disposition, il est clair que toutes les entreprises de droit algérien constituées conformément à la loi, y compris toutes filiales de compagnies pétrolières étrangères ou dans lesquelles celles-ci détiennent une participation sont autorisées à importer, à transformer, à raffiner et à distribuer en Algérie tous les hydrocarbures au même titre que les entreprises nationales Naftec et Naftal.

1.5.2.2 Les limites à la liberté d'action

Même si la liberté d'action est, théoriquement, reconnue à « toute personne », c'est-à-dire à une personne morale, privée ou publique, algérienne ou étrangère, ce sont en fait uniquement les entreprises qui disposent de capacités financières et technologiques importantes qui sont en mesure d'intervenir dans le secteur des hydrocarbures. Car la nouvelle loi les oblige à mobiliser les ressources ainsi que les équipements nécessaires à l'exécution du contrat (art. 44, al. 02). Autrement dit, en dehors de la Sonatrach, seules les compagnies pétrolières internationales sont actuellement susceptibles de rassembler de tels moyens pour investir sur le territoire dans ce secteur d'activité.

De même, l'article 32 de la loi n° 05-07 tel que modifié par l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006, modifiant et complétant la loi 05-07 a atténué cette liberté en prévoyant que les contrats de recherche et/ou d'exploitation doivent obligatoirement contenir une clause de participation de Sonatrach dont le taux est fixé à un minimum de 51 %. L'entreprise étrangère reste donc tenue, dans tous les cas, de s'associer avec Sonatrach dans tout futur contrat d'exploration et/ou d'exploitation pour pouvoir exercer une telle activité : « Le contrat de recherche et d'exploitation doit préciser le taux de participation de Sonatrach ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche. » (Article 48, al. 02, de la loi n° 05-07 modifiée et complétée).

En ce qui concerne le raffinage et le transport par canalisations, cette liberté a été, en outre, atténuée par les nouveaux articles 68 et 77 de la loi tels que modifiés par l'ordonnance, qui limitent le niveau de participation du partenaire étranger, dans les activités de raffinage et les infrastructures de transport à 49 % au maximum.

1.5.3 La prévention des risques et la protection de l'environnement

En dehors des obligations qu'impose le droit commun à toute entreprise en matière de sécurité industrielle, les activités qui ressortissent particulièrement de l'empire des dispositions de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures « doivent être conduites par les contractants et opérateurs de manière à prévenir tous risques qui leur sont inhérents » (art. 16). Au nombre des risques liés à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures, les incendies de puits et les fuites d'hydrocarbures sont sans doute les plus importants.

S'agissant de la protection de l'environnement, il est prévu que toute personne qui envisage d'exercer une activité dans le secteur des hydrocarbures doit, au préalable, « préparer et soumettre à l'Autorité de régulation des hydrocarbures une étude d'impact environnemental et un plan de gestion de l'environnement comprenant obligatoirement la description des mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés auxdites activités » (art. 18 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Cette Autorité de régulation doit ensuite coordonner toutes ces études en liaison avec le ministère chargé de l'Environnement. Elle doit par ailleurs obtenir les visas indispensables aux contractants et aux opérateurs. Mais en ce qui concerne les installations et les équipements réalisés avant l'entrée en vigueur de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, les entreprises pétrolières, et la Sonatrach en particulier, disposent d'un délai de sept ans pour les mettre en conformité avec les prescriptions légales (art. 109, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

1.6 L'accès au domaine minier pétrolier

Sous l'empire de l'ancienne législation, la Sonatrach était l'unique attributaire des titres donnant accès à ce domaine minier. Cette prérogative est désormais transférée à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Cette prise en charge publique des titres trouve sa justification dans le fait que l'État est propriétaire des ressources naturelles.

En principe, pour exercer une activité dans le secteur des hydrocarbures, c'est-à-dire pour avoir accès au domaine minier — qui est partagé en quatre zones : A, B, C, D — toute personne morale, publique ou privée, algérienne ou étrangère, devra conclure un contrat au préalable avec Alnaft (art. 23 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Mais cette exigence se vérifie en ce qui concerne le contrat de recherche et/ou d'exploitation et non pas dans le cas de l'autorisation de prospection.

1.6.1 L'autorisation de prospection

L'autorisation de prospection n'est pas attribuée, contrairement au contrat de recherche et/ou d'exploitation, sur la base d'une convention. Elle « peut être accordée par l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres » (art. 23 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Ce titre, qui est délivré pour une durée maximale de deux années — selon des procédures et conditions prévues par voie réglementaire — n'a pas un caractère exclusif. Son effectivité s'efface au profit du contrat de recherche et/ou d'exploitation. Ce qui signifie que toute parcelle concernée par un tel accord « sera de facto exclue du ou des périmètres, objet de l'autorisation de prospection » (art. 21).

C'est sans doute l'inconsistance des droits que confère ce permis qui explique pourquoi il est susceptible d'être octroyé à toute personne. Ce sont surtout des considérations économiques qui peuvent inciter une entreprise à demander le bénéfice d'un tel titre. L'autorisation de prospection ne lui permettra en effet, moyennant des investissements

relativement mineurs, que de recueillir, notamment par le recours à des méthodes géologiques et géophysiques, des indications sommaires sur les zones prospectées. C'est-à-dire que l'intérêt pratique de ce titre, dont la fragilité explique d'ailleurs la désuétude, se réduit essentiellement à la délimitation des périmètres intéressants en vue de participer aux appels d'offres pour la conclusion éventuelle d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation avec l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

Quoi qu'il en soit, le législateur fait obligation au bénéficiaire d'un tel permis de communiquer à cette Agence toutes les données et tous les résultats recueillis au cours des travaux de prospection.

1.6.2 Le contrat de recherche et/ou d'exploitation

L'investisseur qui désire exercer une activité dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures doit, au préalable, conclure avec Alnaft soit un contrat de recherche et d'exploitation, soit un contrat d'exploitation lorsqu'il s'agit d'un gisement déjà découvert.

Pour analyser le contenu de ces accords, il convient de faire une distinction entre les dispositions qui leur sont communes et celles qui les singularisent.

Il faudra, enfin, aborder les règles qui sont particulières au gaz.

1.6.2.1 Les règles communes au contrat de recherche et/ou d'exploitation

Les dispositions qui sont communes au contrat de recherche et/ou d'exploitation concernent sa conclusion, son exécution et sa résiliation.

A. Les modalités de conclusion du contrat de recherche et/ou d'exploitation

Cette conclusion du contrat passe par trois étapes importantes : la sélection du contractant, la négociation du contrat et son entrée en vigueur.

1. Le principe de l'appel à la concurrence

L'article 32 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures prévoit que le contrat de recherche et/ou d'exploitation est

conclu suite à un appel à la concurrence en conformité avec les procédures établies par voie réglementaire qui doit définir :

- les critères et les règles de pré-qualification ;
- les procédures de sélection des périmètres à offrir en concurrence ;
- les procédures de soumission des offres ;
- les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats.

Mais si cette désignation du contractant par appel à la concurrence constitue la règle, elle peut exceptionnellement être écartée. En effet, l'article 32, alinéa 03, de la loi n°05-07 précitée prévoit que « le ministère chargé des Hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger à ces dispositions pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures ».

Par ailleurs, l'article précité stipule : « Les contrats de recherche et/ou d'exploitation fournis pour chaque appel à la concurrence, seront approuvés par décision de ministère chargé des Hydrocarbures. » Autrement dit, le contenu du projet de contrat faisant partie de chaque cahier des charges à fournir dans le cadre des appels à la concurrence doit être approuvé au préalable par le ministère chargé des Hydrocarbures en sa qualité d'autorité de tutelle d'Alnaft.

2. La conclusion du contrat de recherche et/ou d'exploitation

Cette conclusion du contrat de recherche et/ou d'exploitation s'effectue en principe entre Alnaft d'une part, et Sonatrach et le soumissionnaire le mieux disant d'autre part, ces derniers agissant en tant que contractant. *Le contrat en question contient obligatoirement, une clause fixant le niveau de participation de Sonatrach. Celui-ci ne saurait être inférieur à 51%.*

▪ *La désignation du soumissionnaire le mieux disant*

C'est avec le candidat le mieux disant, qui apparaît à l'ouverture publique des plis, que le contrat de recherche et/ou d'exploitation doit être conclu immédiatement après cette ouverture et le choix du candidat. La sélection s'effectue sur la base d'un critère unique déterminé et signifié au préalable dans l'appel à la concurrence parmi les critères suivants :

- programme minimum de travaux prévu pendant la première phase de recherche ;

- montant non déductible du bonus à payer au Trésor public ;
- taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la loi.

▪ *La clause fixant le niveau de participation de Sonatrach à l'exploitation*

Chaque contrat de recherche et/ou d'exploitation devra obligatoirement contenir une clause fixant le niveau de participation de Sonatrach, qui ne peut être inférieur à 51% (art. 32 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005, modifiée et complétée par l'article 02 de l'ordonnance 06-10 du 29 juillet 2006, relative aux hydrocarbures).

▪ *La garantie bancaire de bonne exécution*

Le contrat de recherche et/ou d'exploitation doit inclure une clause organisant une garantie bancaire de bonne exécution. Le montant de celle-ci doit être équivalent à celui des travaux minimums que doit réaliser le contractant pendant chaque phase de recherche.

En cas d'inexécution de cette obligation, cette garantie, qui doit être émise par une institution financière de premier ordre, est payable en Algérie sur simple demande de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (art. 43, al. 02, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

3. *L'entrée en vigueur du contrat de recherche et/ou d'exploitation*

La validité du contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures et celle de tout avenant éventuel est subordonnée à sa signature par les parties en présence, c'est-à-dire l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures d'une part, et le contractant (terme collectif qui englobe Sonatrach et toute autre personne soumissionnaire sélectionnée), d'autre part.

Mais ce contrat ne commence à produire ses effets, en d'autres termes à entrer en vigueur, qu'après avoir été approuvé par décret pris en Conseil des ministres et à la date de la publication de ce décret au *Journal officiel* (art. 30 de la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

B. L'exécution du contrat de recherche et/ou d'exploitation

Les règles communes à l'exécution de ce contrat sont essentiellement consacrées à deux questions : la faculté reconnue au contractant de céder tout ou une partie de son contrat et le droit qui lui est accordé de jouir de prérogatives exorbitantes du droit commun dans le domaine immobilier.

1. La cession totale ou partielle du contrat

Après avoir posé le principe d'une libre cession du contrat, la nouvelle loi a tempéré celui-ci par un pouvoir accordé au ministre chargé des Hydrocarbures de déroger à ces dispositions.

▪ *La cession totale ou partielle du contrat*

Aux termes de l'article 31 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, « la personne constituant le contractant ou les personnes regroupées en contractant peuvent, individuellement ou conjointement, transférer tout ou une partie de leurs droits et obligations dans le contrat entre elles ou à toute autre personne ». Il ressort de cette disposition que lorsque le contractant est constitué uniquement de Sonatrach et d'une seule autre personne, celle-ci ne peut par définition céder ses droits et obligations qu'à Sonatrach ou à une tierce partie. En revanche, lorsque plusieurs investisseurs autres que Sonatrach sont impliqués dans cette opération, ils sont habilités à se céder mutuellement leurs droits et obligations ou les transférer, totalement ou partiellement, à une partie étrangère.

Mais la validité d'un tel transfert est néanmoins subordonnée à trois conditions :

- il doit être préalablement approuvé par l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ;
- il doit faire l'objet d'un avenant dont l'entrée en vigueur est subordonnée à son approbation par un décret pris en Conseil des ministres et publié au *Journal officiel* ;
- ce transfert est enfin soumis au paiement au Trésor public par le cédant d'un droit non déductible, dont le montant est égal à un pour cent (1 %) de la valeur de la transaction.

L'exercice de cette liberté de cession connaît une autre limitation résultant du fait que Sonatrach bénéficie d'un droit de préemption (art. 31, al. 2, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Cela signifie qu'elle est prioritaire pour acquérir les droits et obligations faisant l'objet de la cession. Mais pour exercer ce droit, elle ne dispose que d'un délai de 90 jours à compter de la notification de ce transfert par Alnaft.

▪ *La dérogation à la libre cession du contrat*

Après avoir posé le principe de la libre cession du contrat, le législateur a autorisé le ministre chargé des Hydrocarbures à y déroger éventuellement en s'appuyant sur l'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures (art. 31, al. 04, de la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Cette mesure de sauvegarde est apparemment destinée à permettre au ministre soit de déroger au droit de préemption accordé à Sonatrach, soit d'écarter, le cas échéant, tout cessionnaire indésirable.

2. Les prérogatives exorbitantes du droit commun

Bien que les gisements d'hydrocarbures et les puits soient des immeubles, ils ne sont pas susceptibles d'hypothèque (art. 28 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Et cette solution s'explique par le fait que l'État est l'unique propriétaire du domaine minier. Il importe de rappeler que sous l'empire de la loi pétrolière reconduite au lendemain de l'accession de l'Algérie à l'indépendance, les compagnies concessionnaires pouvaient recourir à cette hypothèque puisqu'elles bénéficiaient d'un droit immobilier distinct du droit réel résultant de la propriété du domaine minier.

Mais si la nouvelle loi interdit au contractant d'hypothéquer un gisement, elle lui reconnaît en revanche le bénéfice des prérogatives exorbitantes de droit commun en raison du fait que l'activité de recherche et d'exploitation des hydrocarbures peut nécessiter de multiples emprises sur les propriétés du domaine public ou privé.

Aux termes de l'article 07 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, le contractant et le titulaire d'une concession de transport par canalisation peuvent bénéficier des droits suivants :

- l'acquisition des terrains, des droits annexes, et des servitudes ;

- l'acquisition de droits d'utilisation du domaine maritime ;
- l'expropriation.

Les procédures nécessaires à l'octroi du bénéfice de ces prérogatives sont respectivement initiées auprès de l'autorité compétente, soit par l'Agence de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures, soit par Alnaft, selon qu'il s'agit d'une concession de transport par canalisation ou d'un contrat de recherche et /ou d'exploitation.

Les frais inhérents à la mise en œuvre de ces procédures et les coûts de toute nature qui en résultent sont à la charge du contractant ou de l'entreprise chargée de l'exploitation de la concession de transport, selon le cas.

C. La résiliation du contrat de recherche et/ou d'exploitation

L'article 57 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures prévoit que lorsque le contractant ne respecte pas les engagements qu'il a souscrits ou que, d'une manière générale, il viole les conditions et les obligations mises à sa charge par la législation en vigueur, le contrat peut faire l'objet d'une résiliation. C'est ainsi, par exemple, que cette solution peut être mise en œuvre si le contractant ne satisfait pas au programme minimum de travaux, qu'il ne s'acquitte pas de sa redevance ou encore qu'il ne remplit pas ses obligations fiscales. Même si la disposition précitée ne désigne pas expressément l'auteur de cette éventuelle résiliation, il est clair qu'il ne peut s'agir que de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, puisque c'est elle qui est partie au contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Cette faculté de résiliation, qui est ainsi reconnue à cette agence, ne constitue qu'une application particulière d'un principe général de droit commun selon lequel une partie peut mettre un terme à une relation contractuelle si son cocontractant n'exécute pas ses obligations. Il n'en demeure pas moins qu'il s'agit là d'une mesure radicale dont les conséquences peuvent être tout aussi graves pour les pouvoirs publics que pour l'investisseur. C'est pourquoi elle ne devrait, en principe, être utilisée que comme une ultime solution.

C'est d'ailleurs ce qui explique que le législateur a pris la précaution de rappeler un principe de droit commun — qui constitue une expression de la loyauté qui doit prévaloir dans toute relation contractuelle — selon

lequel cette faculté de résiliation est subordonnée à une mise en demeure. C'est seulement si, au terme d'un délai de trente jours à compter de la date de cette formalité, le contractant s'obstine à ne pas exécuter ses obligations que cette résiliation peut devenir effective ; et que l'Agence peut recourir à l'arbitrage pour demander la réparation du préjudice qu'elle a subi.

1.6.2.2 Les règles particulières du contrat de recherche et d'exploitation

Ces règles particulières ont trait à la conclusion du contrat de recherche entre un investisseur et l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, à sa durée et à la possibilité qui est reconnue au contractant de renoncer à ce contrat si certaines conditions sont réunies.

A. La conclusion du contrat de recherche et d'exploitation

Deux aspects retiennent l'attention : la sélection du contractant et le droit qui lui est conféré d'exercer exclusivement une activité de recherche.

1. La sélection du contractant

La sélection du futur partenaire cocontractant avec Sonatrach de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures s'effectue en principe à la suite d'un appel à la concurrence.

S'agissant de la conclusion du contrat de recherche et d'exploitation, Alnaft doit d'abord déterminer, pour chaque périmètre objet de l'appel à la concurrence, quel est le critère unique de sélection des offres. À cet égard, et comme indiqué plus haut, l'article 33, alinéa 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures lui laisse le choix entre l'un des trois paramètres suivants qui est déterminé au cas par cas :

- le programme minimum de travaux prévu durant la phase de recherche ;
- le montant non déductible du bonus à payer au Trésor public ;
- le taux de la redevance proposé au dessus du minimum fixé par la nouvelle loi.

2. Le droit exclusif d'exercer une activité de recherche

Après la signature et l'entrée en vigueur du contrat de recherche et d'exploitation, le contractant jouit d'un droit exclusif d'exercer des activités de recherche et d'exploitation dans le périmètre défini par ce contrat.

Cette exclusivité qui est ainsi reconnue à l'investisseur trouve essentiellement une justification dans le fait que celui-ci a consenti à immobiliser d'importants capitaux dans une entreprise qui est par définition aléatoire.

Concrètement, ce droit exclusif permet tout d'abord au contractant d'effectuer, sur le périmètre qui lui a été attribué, des forages de puits qui conditionnent toute découverte de gisements.

La réalisation de ces opérations ne peut, en effet, intervenir que dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation. Elle est par définition proscrite pour le titulaire d'une simple autorisation de prospection.

B. La durée de l'activité de recherche

Conformément aux prescriptions de l'article 35, alinéa 1, de la nouvelle loi, l'activité de recherche s'étale en principe sur une période globale de sept ans à compter de l'entrée en vigueur du contrat. Elle se décompose en trois phases, mais cette durée peut exceptionnellement faire l'objet d'une extension.

1. La première phase de recherche

Cette phase initiale de recherche dure trois ans. Au terme de cette période, le périmètre contractuel doit être réduit de trente pour cent. Mais cette réduction ne touche pas les parcelles qui sont entrées en exploitation ou celles qui sont susceptibles de faire l'objet d'une extension du délai (art. 38 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). C'est bien sûr dans le but d'inciter le contractant à entreprendre des travaux de recherche dans les meilleurs délais, avec le maximum de moyens et sur tout le périmètre contractuel que le législateur a imposé cette réduction à la fin de cette première phase. Il empêche ainsi indirectement le contractant de stériliser toute la superficie du périmètre contractuel en ne lui consacrant pas un investissement approprié.

2. La deuxième phase de recherche

À la fin de cette deuxième phase de recherche, dont la durée est de deux années, le périmètre contractuel restant sera également réduit de trente pour cent. Tout comme lors de l'échéance de la première période, cette nouvelle réduction, qui se justifie par les mêmes raisons évoquées précédemment, ne concerne ni les parcelles éventuellement entrées en exploitation, ni celles qui sont susceptibles de bénéficier d'une extension du délai en vertu des dispositions de l'article 42 de la nouvelle loi.

3. La troisième phase de recherche

À l'expiration de cette troisième phase, qui s'étale également sur deux années, « il sera automatiquement mis fin au contrat de recherche » (art. 37, 63 al. 1), à moins que le contractant n'ait effectué une déclaration de gisement commercial, qui suppose une découverte d'hydrocarbures exploitable, ou qu'il ait introduit une demande d'extension du délai.

4. L'extension exceptionnelle de la période de recherche

Comme nous venons de le voir, la période de recherche ne dure en principe que sept ans à compter de l'entrée en vigueur du contrat. Mais le contractant peut bénéficier d'une extension exceptionnelle de ce délai, soit pour lui permettre d'achever un forage et/ou d'évaluer un puits de recherche, soit en l'absence d'infrastructures de transport par canalisation ou de marché de gaz.

▪ L'achèvement d'un forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche

Conformément aux dispositions de l'article 37, alinéa 2, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, le contractant pourra bénéficier d'une extension exceptionnelle de la période de recherche d'une durée maximum de six mois. Cette prorogation du délai ne lui est accordée que dans un but précis : lui permettre de mener à terme le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche. Le législateur a néanmoins imposé une condition : cette opération doit avoir été initiée au cours des trois derniers mois avant l'expiration de la période de recherche.

Lorsque ces deux exigences sont remplies, le contractant doit présenter, avant l'échéance de la période de recherche, une demande motivée à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

Après examen de cette requête, c'est cette agence qui accorde éventuellement au contractant cette prorogation du délai de l'activité de recherche.

▪ *L'absence d'infrastructures de transport par canalisation ou de marché de gaz*

Il peut arriver que le contractant découvre un ou plusieurs gisements d'hydrocarbures sans pour autant être en mesure de présenter une déclaration de gisement commercial au cours de la période de recherche. Deux raisons peuvent expliquer une telle situation :

- la première résulte de l'insuffisance ou de l'absence totale d'infrastructures de transport par canalisation ;
- la seconde est constituée par un défaut vérifiable de marché pour la production du gaz.

Lorsque l'une au moins de ces conditions est caractérisée, le contractant doit notifier par écrit à Alnaft, et avant l'expiration de la période de recherche, « sa décision de garder une surface couvrant le ou lesdits gisements pour une période de rétention de :

- trois ans au maximum à partir de la date de réception de la notification pour les gisements de pétrole ou de gaz humide ;
- cinq ans au maximum (...) pour les gisements de gaz sec » (art. 42, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

C'est seulement après avoir approuvé les obstacles invoqués par le contractant à l'appui de sa demande et la délimitation des gisements découverts que l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures consent une telle extension exceptionnelle du délai de la phase de recherche.

Mais le législateur prend soin de préciser que « la période de rétention effectivement utilisée ne pourra s'ajouter qu'à la période de recherche » (art. 42, in fine, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Ce qui signifie en clair que cette prorogation du délai ne pourra pas être répercutée sur la durée légale d'exploitation des hydrocarbures.

C. La renonciation totale ou partielle au contrat pendant la période de recherche

Pendant la période de recherche, qui normalement ne doit pas excéder sept ans, le contractant peut toujours renoncer, totalement ou partiellement à son contrat. Mais l'article 40 de la nouvelle loi ne lui permet de se libérer de cette relation contractuelle que s'il a déjà rempli toutes les conditions et les obligations stipulées par le contrat ou prévues par la législation en vigueur.

En imposant ainsi une telle exigence, le législateur semble décourager, d'une manière indirecte, une telle initiative. Il serait trop facile en effet de confier un périmètre de recherche au contractant, le plus souvent au détriment d'un ou de plusieurs autres candidats, et de lui permettre ensuite de renoncer à son contrat sans avoir respecté ses engagements. D'un autre côté, on peut se demander quel serait l'intérêt pour le contractant de prendre une telle décision après avoir exécuté toutes ses obligations sauf évidemment le cas où l'effort de recherche n'a pas abouti à une découverte commerciale.

Même si la disposition précitée ne le précise pas, le contractant est tenu de notifier sa volonté de renoncer, totalement ou partiellement, à son contrat à Alnaft. Et cette agence doit vérifier qu'il a bien rempli ses obligations avant d'accepter sa résiliation.

Le passage de la phase de recherche à la phase d'exploitation suppose la découverte d'un ou de plusieurs gisements d'hydrocarbures commercialement exploitables.

1.6.2.3 Les règles particulières à la période d'exploitation

Pour étudier les règles particulières à l'exploitation des hydrocarbures, deux situations bien distinctes doivent être envisagées : celle où le contractant a conclu directement un contrat d'exploitation et l'hypothèse de la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation. C'est-à-dire qu'il convient de traiter à part l'exploitation d'un gisement non découvert par le contractant et celle d'un gisement mis au jour, après une phase de recherche, par le contractant.

Il faudra ensuite aborder les droits et les obligations du contractant communs à ces deux types de contrats.

A. Le contrat d'exploitation

Deux questions méritent d'être envisagées à ce sujet : l'appel à la concurrence en vue de l'exploitation d'un gisement déjà découvert et la durée de ce contrat.

1. L'appel à la concurrence pour l'exploitation d'un gisement découvert

L'appel à la concurrence en vue de la conclusion d'un contrat d'exploitation porte par définition sur des gisements déjà découverts. Il est plus complexe que l'appel à la concurrence concernant un contrat de recherche car il s'effectue en deux phases bien distinctes.

La première phase a un caractère purement technique. Elle a essentiellement pour objet de définir l'offre technique de référence. Elle devra répondre aux critères retenus par l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Aux termes de l'article 34, alinéa 2, de la nouvelle loi, les principaux paramètres qui seront pris en considération sont les suivants :

- le pourcentage de récupération des volumes en place ;
- l'optimisation de la production ;
- les capacités des installations de production ;
- les délais de réalisation des investissements nécessaires ;
- le montant minimum d'investissements garanti, basé sur des coûts standard, communiqué par Alnaft.

La seconde phase a un caractère plutôt économique. Elle est destinée à permettre à Alnaft de choisir le soumissionnaire. À ce titre, elle devra déterminer et signifier aux candidats, dès le lancement de la première phase, lequel parmi les deux paramètres suivants sera retenu comme critère unique de sélection :

- le taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la loi n° 05- 07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures ;
- le montant non déductible du bonus à payer au Trésor public à la signature du contrat (art. 34, al. 2, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Même si les dispositions de cet article 34 ne sont pas suffisamment claires, on peut raisonnablement penser que la première phase ne sert qu'à présélectionner les meilleurs candidats, eu égard aux critères techniques. Mais c'est seulement à l'ouverture des plis concernant la phase économique que le contrat d'exploitation sera immédiatement conclu avec le mieux-disant. (art. 34, in fine, de la loi 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

2. La durée du contrat d'exploitation

La période d'exécution d'un contrat d'exploitation est variable en fonction de la nature de l'activité. Lorsqu'il s'agit de la production d'hydrocarbures liquides, cette durée est de vingt-cinq ans. Elle est en revanche de trente ans dans le cas de l'exploitation d'un gisement de gaz sec.

B. Le contrat de recherche et d'exploitation

Après la découverte d'un ou de plusieurs gisements dans ce périmètre contractuel, le contractant doit faire une notification de déclaration de commercialité. Il doit prendre certaines mesures particulières lorsque le gisement s'étend au moins sur un autre périmètre dont il n'est pas titulaire. Il peut, enfin, demander à bénéficier d'une autorisation de production anticipée.

1. La notification de déclaration de commercialité

Dès qu'il découvre un gisement commercialement exploitable, le contractant doit obligatoirement faire une notification de déclaration de commercialité à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Il doit en même temps soumettre à cette agence « un projet de plan de développement accompagné d'une estimation des coûts de développement et d'une délimitation du périmètre d'exploitation » (art. 47, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Pour faire face à ses futures dépenses, le contractant doit également prévoir un budget annuel.

La mise en œuvre de ce plan de développement, son éventuel amendement et le budget annuel doivent être approuvés par Alnaft. Ce plan devra, enfin, préciser le ou les points de mesure dans le périmètre d'exploitation. C'est ce qui permettra de déterminer le volume d'hydrocarbures servant d'assiette au calcul de la redevance.

2. L'extension du gisement sur des périmètres distincts

a) Il peut arriver qu'un gisement déclaré commercial s'étende au moins sur deux périmètres qui ont fait l'objet de contrats distincts. Dans un tel cas de figure, les contractants qui sont impliqués par ces accords doivent établir, après une notification que leur adresse l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, un plan conjoint pour le développement et l'exploitation de ce gisement. Si les parties en présence s'accordent pour élaborer ce « plan d'unitisation », elles doivent le soumettre à l'approbation d'Alnaft (art. 54, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

b) Dans le cas contraire,, c'est-à-dire si elles ne s'entendent pas sur l'établissement de ce plan dans un délai de six mois après la réception de la notification de l'agence ou encore si cette dernière n'approuve pas le plan qui lui a été soumis, un expert indépendant est alors engagé par Alnaft, aux frais de ces contractants. Il aura pour mission de confectionner un plan d'unitisation qui « entrera en vigueur dès son achèvement » (art. 54, al. 2).

c) Lorsque le gisement déclaré commercial s'étend sur un ou plusieurs périmètres qui n'ont pas encore été attribués, l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures lancera un appel à la concurrence en vue de la conclusion d'un contrat d'exploitation concernant cette extension du gisement (art. 54, al. 3).

Le nouveau contractant sera tenu de respecter le processus d'élaboration du plan d'unitisation défini par la nouvelle loi (art. 54, al. 4).

3. L'autorisation de production anticipée

À partir de l'instant où le contractant découvre un gisement commercialement exploitable, il peut demander à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures de lui accorder une autorisation de production anticipée. Cette licence, dont la durée ne doit pas excéder douze mois, peut couvrir un ou plusieurs puits. Elle permet en particulier au contractant « de préciser les caractéristiques nécessaires à l'élaboration du plan de développement » (art. 46 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

C. Les droits et les obligations du contractant communs à ces deux types de contrats

1. Les droits du contractant

En dehors des droits qui ont déjà été abordés ou de ceux qui le seront à propos des garanties, dans cette phase d'exploitation, le contractant bénéficie essentiellement du droit exclusif d'exercer des activités d'exploitation et de la propriété des hydrocarbures extraits au point de mesure.

a) Le droit exclusif d'exercer des activités d'exploitation

Le contrat de recherche et/ou d'exploitation reconnaît au contractant le droit exclusif d'exercer des activités, soit après la découverte d'un gisement déclaré commercial, soit lorsqu'il s'agit d'un gisement déjà découvert. Mais l'exercice de ce droit est subordonné à l'approbation par l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures du plan de développement (art. 24 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

Dans le périmètre d'exploitation, le contractant est également habilité à effectuer des opérations de recherche, par exemple forer des puits, en vue de mettre éventuellement au jour d'autres gisements.

Ce droit exclusif reconnu au contractant est en réalité une conséquence normale dans ces types de contrats. En effet, s'il n'était pas assuré de bénéficier d'une telle exclusivité, le contractant n'aurait certainement pas accepté de prendre le risque d'investir des sommes importantes dans ce secteur.

b) La propriété des hydrocarbures extraits au point de mesure

En vertu de l'article 25, alinéa 1, de la nouvelle loi, « les hydrocarbures extraits, dans le cadre du contrat de recherche et/ou d'exploitation, sont propriété du contractant au point de mesure et soumis à une redevance selon les termes et conditions établis par ledit contrat ».

En dehors de la question de la redevance qui sera abordée dans les obligations fiscales du contractant, il est important d'observer que celui-ci ne s'approprie les hydrocarbures qu'au point de mesure, c'est-à-dire l'endroit prévu par le périmètre d'exploitation où sont comptabilisées les

quantités d'hydrocarbures extraites. C'est, en d'autres termes, ce point de mesure qui permet de distinguer le droit de propriété de l'État sur les hydrocarbures contenus dans le gisement découvert et le droit de propriété du contractant sur les hydrocarbures extraits et mesurés à cet endroit.

Il va sans dire que le contractant a la libre disposition des quantités d'hydrocarbures ainsi extraits.

2. Les obligations du contractant

Abstraction faite des dispositions fiscales auxquelles est soumis le contractant et qui seront abordées plus loin, les principales obligations de ce dernier sont relatives à la conservation optimale des gisements, à la limitation éventuelle de la production, à la satisfaction des besoins nationaux et à l'interdiction du torchage de gaz.

a) La conservation optimale des gisements

Tout en étant obligé de mettre en œuvre les méthodes adéquates de récupération (art. 24, al. 3), le contractant est, par ailleurs, tenu d'exploiter les gisements d'hydrocarbures en utilisant les moyens les plus efficaces et les plus rationnels pour assurer leur conservation optimale. En d'autres termes, il est tenu de respecter les règles de l'art inhérentes à cette activité. Il ne faut pas oublier qu'il s'agit là de la gestion de la principale ressource naturelle du pays ; elle ne doit pas être dilapidée en prenant en considération uniquement les intérêts immédiats du contractant.

Pour atteindre cet objectif de préservation, le contractant doit manifester sa volonté d'agir dans ce sens à travers chaque plan de développement d'un gisement ; il doit comporter « des engagements de travaux et de dépenses visant à l'optimisation de la production pendant la durée de vie du gisement » (art. 49, al. 02, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures).

b) La limitation éventuelle de la production

Les objectifs définis dans le cadre de la politique nationale en matière énergétique peuvent éventuellement justifier une limitation de la production des gisements imposée aux contractants (art. 50, al. 1, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures). Ces objectifs

pourraient être liés notamment aux exigences de conservation des gisements et au système des quotas de production qui est actuellement appliqué par l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (Opep)

La décision de limitation de la production est prise par le ministre chargé des Hydrocarbures qui a le pouvoir de fixer les quantums de cette limitation de la production, la date de son intervention et sa durée (art. 50, al. 02). Il appartiendra, ensuite, à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures de mettre en application une telle limitation. Elle est tenue de répartir cette restriction d'une manière équitable, entre tous les contractants, au prorata de leur production respective (art. 50, al. 3).

c) La satisfaction des besoins nationaux en gaz

En conformité avec les dispositions de l'article 51, alinéa 2, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures peut demander à chaque producteur de gaz de contribuer à satisfaire les besoins du marché national. Cette participation des contractants est proportionnelle à leur production de gaz servant d'assiette au paiement de la redevance.

Même si la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures ne le précise pas, il est loisible de se demander si cette obligation qui peut être imposée au contractant de commercialiser une partie de sa production au prix local ne constitue pas une sujétion susceptible de faire l'objet d'une subvention.

d) L'interdiction du torchage du gaz

La prohibition du torchage du gaz se justifie sans doute par une double raison :

- une raison économique d'abord, qui consiste à proscrire le gaspillage de cette richesse naturelle ;
- une raison écologique, c'est-à-dire la protection de l'environnement.

Mais après en avoir posé le principe, le législateur a introduit une atténuation.

En effet, l'article 52, alinéa 1 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures dispose: «Exceptionnellement et pour des durées

limitées qui ne peuvent excéder 90 jours, l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures pourra accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur », c'est-à-dire la personne qui est chargée de la conduite des opérations pétrolières.

En contrepartie des bénéfices de cette dérogation, l'opérateur doit payer au Trésor public une taxe, non déductible, de huit mille dinars par millier de normaux mètres cubes qui est actualisée chaque année en fonction du taux de change du dollar des États-Unis.

1.6.2.4 Les règles particulières au gaz

Trois questions seront abordées rapidement. Il s'agit des missions d'Alnaft en matière de gaz, des contrats de vente de gaz et de l'émission de gaz à effet de serre.

A. Les missions d'Alnaft concernant le gaz

En dehors des attributions que lui reconnaît l'article 14 de la nouvelle loi, en matière de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures exerce des missions importantes dans l'activité gazière.

Aux termes de l'article 59 de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, elle est notamment chargée de :

- «- Tenir et actualiser un état des réserves de gaz, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national et un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation ;
- Déterminer périodiquement (...) un prix de référence du gaz ;
- Veiller à ce que l'approvisionnement du marché national soit assuré par les contractants ;
- Fournir et publier des études de marché pour le gaz aux différents contractants ».

Cette agence doit également organiser, d'une manière périodique, un forum de consultation et d'échange d'informations concernant le marché du gaz. Parmi les participants à ce forum doivent figurer en particulier les producteurs de gaz en Algérie et à l'étranger ainsi que les contractants qui ont découvert du gaz et qui, pour une raison ou une autre, ne sont pas encore passés au stade du développement.

Au début de chaque année, elle doit, par ailleurs, élaborer un « plan décennal glissant actualisé » comprenant (art. 62) :

- les réserves de gaz développées ;
- les réserves de gaz non développées ;
- les besoins en gaz du marché national ;
- les besoins en gaz pour la récupération assistée et le cyclage ;
- les quantités de gaz disponibles pour l'exportation.

Enfin, pour satisfaire les besoins en gaz identifiés par la Commission de régulation de l'électricité et du gaz, Alnaft doit informer chaque contractant de la quantité de gaz, déterminée au prorata de sa production, qu'il doit commercialiser (art. 64, al. 4). Il ressort clairement de ces dispositions légales que les pouvoirs reconnus à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures sont assez vastes. L'Agence devra donc se doter des moyens matériels et humains nécessaires au bon accomplissement de ses missions.

B. Les contrats de vente de gaz

Trois aspects retiennent essentiellement l'attention en ce qui concerne ces contrats : la conclusion de ces accords, l'obligation d'insérer une clause « *Take or Pay* » et la faculté de recourir à une procédure de *swap* pour satisfaire les besoins du marché national.

1. La conclusion des contrats de vente de gaz

Il convient de signaler que les contrats de vente de gaz, conclus avant ou après la publication de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, doivent être transmis à Alnaft pour lui permettre de fixer le prix de référence de ce produit.

La conclusion des contrats de vente de gaz doit intervenir dans un délai de soixante jours après que cette agence a notifié au contractant la quantité de gaz qu'il peut écouler.

Les contrats qui sont ainsi conclus avec les entreprises de distribution doivent contenir certaines mentions obligatoires, telles que la quantité totale de gaz vendue, la durée du contrat, les conditions de la livraison, le marché d'écoulement du gaz, le prix et sa révision...

2. L'insertion d'une clause « Take or Pay »

Il est important de noter que les accords qui sont ainsi négociés doivent nécessairement inclure une clause « Take or Pay ». En vertu de cette stipulation, l'acheteur s'engage à enlever une quantité de gaz qui ne saurait être inférieure à quatre-vingt-cinq pour cent (85 %) de la quantité prévue au contrat. Dans le cas où il ne respecte pas cette obligation d'enlèvement, l'acheteur doit néanmoins en payer le prix.

Cette clause « Take or Pay », qui figure traditionnellement dans les contrats de vente de gaz, trouve sa justification dans l'importance de l'investissement préalable à la commercialisation de cette ressource naturelle.

3. La libre négociation d'une procédure de swap

Afin que la demande en gaz du marché national soit satisfaite dans les meilleures conditions, les fournisseurs sont autorisés à négocier librement une procédure de swap et à la mettre en œuvre. Cette technique juridique a pour but de permettre aux producteurs d'échanger entre eux des obligations de fourniture de gaz sur le marché national. Mais son utilisation ne doit en aucun cas exercer une influence négative sur le niveau des recettes fiscales.

Une copie de chaque contrat de swap doit être adressée à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures qui assume une obligation de confidentialité (art. 66).

C. L'émission de gaz à effet de serre

En s'inscrivant apparemment dans le cadre du Protocole de Kyoto, le législateur fait obligation au contractant, qui veut utiliser, transférer ou céder un crédit relatif à l'émission de gaz à effet de serre, de demander une approbation conjointe des ministres chargés des Hydrocarbures et de l'Environnement.

En contrepartie de cette approbation, le contractant est soumis au paiement d'une taxe spécifique en faveur du Trésor public. Cette taxe doit être calculée — selon des modalités qui seront définies par voie

réglementaire — en fonction du crédit que ce contractant a obtenu sur le marché international.

1.7 Les garanties reconnues au contractant

Deux garanties essentielles sont reconnues à l'investisseur qui exerce une activité dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation. La première a trait au régime des changes alors que la seconde est relative au règlement des différends.

1.7.1 Le régime des changes

L'incitation des entreprises pétrolières étrangères à investir en Algérie est pour le moins incompatible avec la réglementation actuelle en matière de contrôle des changes. C'est pourquoi le législateur a pris soin d'organiser un régime des changes en distinguant entre une personne non résidente et une personne résidente.

1.7.1.1 La personne non résidente

Deux questions méritent d'être posées :

- Quelles sont les conditions que doit réunir une personne pour être considérée comme non résidente?
- Quels sont les effets qui en découlent ?

A. Les conditions de la non-résidence

Aux termes de l'article 55, alinéa 2, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, est considérée comme non résidente toute personne morale dont le siège social est situé à l'étranger. Cette entreprise garde son statut de non-résidente même lorsqu'elle prend une participation au capital d'une société de droit algérien, mais à condition que cette participation dont le quantum n'est pas défini soit libérée au moyen d'une importation de devises convertibles dûment constatée.

La même solution s'impose également dans le cas où cette personne non résidente implante une simple succursale sur le territoire national, dans la mesure où la dotation de cette succursale est financée au moyen de devises convertibles importées.

À la lumière de ces dispositions, il ressort clairement que le législateur a introduit une importante innovation en matière de changes afin d'inciter davantage les investisseurs à opérer sur le territoire.

B. Les effets de la non-résidence

À partir de l'instant où une entreprise remplit toutes les conditions précitées de la non-résidence, elle est autorisée, pendant toute la période d'exploitation des gisements, à conserver à l'étranger le produit de ses exploitations. Mais la jouissance de ce droit est subordonnée à une condition. Cette entreprise étrangère doit importer et céder à la Banque d'Algérie les devises convertibles nécessaires à toutes les dépenses induites par son activité. Qu'il s'agisse de financer la recherche, le plan de développement, l'exploitation, le transport par canalisation, le paiement de la redevance ou des impôts et taxes. La personne non résidente bénéficie d'un second avantage. En ce qui concerne la commercialisation sur le marché national des hydrocarbures extraits dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, elle jouit de toute la liberté dans l'utilisation des produits de ses ventes. Et elle a encore le droit de transférer à l'étranger tous ses excédents.

1.7.1.2 La personne résidente

Si, par extraordinaire, une société étrangère décide de créer une filiale de droit algérien en implantant son siège social sur le territoire et en lui confiant l'activité de recherche et d'exploitation des hydrocarbures, cette filiale sera alors considérée comme résidente.

De ce fait, elle est tenue de rapatrier et de céder à la Banque d'Algérie le produit de ses exportations d'hydrocarbures (art. 55, al. 7).

Elle est néanmoins autorisée à transférer librement à l'étranger le montant des dividendes revenant annuellement à ses associés ou à sa société mère, à condition qu'ils soient non résidents.

Après accord du Conseil de la monnaie et du crédit, elle peut également effectuer à l'étranger tout transfert lui permettant de faire face aux besoins que nécessite son activité d'exploitation.

Le Conseil de la monnaie et du crédit doit donner sa réponse dans un délai de trente (30) jours après le dépôt de la demande. Son refus d'autoriser le transfert doit être motivé et parvenir au demandeur dans le même délai.

La question qui se pose alors consiste à se demander quel est le recours dont ce dernier dispose.

1.7.2 Le règlement des différends

Lorsqu'un différend oppose la Sonatrach à l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, à propos de l'interprétation ou de l'exécution d'un contrat dont elles sont les seules parties, il est réglé par l'arbitrage du ministre chargé des Hydrocarbures (art. 58, al. 2).

En revanche, si le litige est né entre cette Agence de valorisation et un contractant autre que la Sonatrach, à propos d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures, il doit d'abord faire l'objet d'une conciliation préalable en respectant les conditions stipulées par cet accord.

Toutefois, en application de l'article 58 de l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006, Sonatrach ne peut pas aller en arbitrage dans le cadre des litiges opposant le contractant à Alnaft.

Dans ce cas de figure, le terme contractant signifiera « le partenaire étranger » uniquement.

Le recours à l'arbitrage international n'est autorisé par l'article 52, alinéa 1, de la nouvelle loi qu'en cas d'échec de cette procédure de conciliation. En prévoyant que cet arbitrage international doit obéir aux « conditions convenues dans le contrat », le législateur laisse aux parties contractantes toute liberté d'organiser cette technique privée de règlement des différends. C'est dire que la convention d'arbitrage peut en particulier, soit mettre en place un tribunal arbitral ad hoc, soit recourir à un arbitrage institutionnel en faisant expressément référence au règlement d'arbitrage d'une institution d'arbitrage. De la même façon, les parties au contrat sont libres de déterminer la langue et le lieu de l'arbitrage ou encore de donner leur préférence à un arbitre unique ou à un collège arbitral...

Il convient de rappeler que la législation pétrolière antérieure, et notamment la loi de 1986 modifiée en 1991, ne prévoyait pas un tel procédé de règlement des litiges, sans doute parce que, à cette époque, les personnes morales de droit public ne pouvaient pas compromettre.

L'arbitrage commercial international n'a été définitivement consacré en Algérie, par un texte de portée générale, que depuis la promulgation de décret législatif n° 93-02 du 25 avril 1993. C'est donc depuis cette date que les personnes morales de droit public peuvent compromettre dans leurs relations économiques internationales.

L'article 58 précité de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures n'innove pas en la matière, il ne fait donc que reprendre un principe énoncé par ce texte de 1993.

1.7.3 Le droit applicable au contrat de recherche et/ou d'exploitation

S'agissant de la détermination du droit applicable à un contrat international, le Code civil consacre un principe quasi universel qui est celui de l'autonomie de la volonté. Mais ce n'est pas cette solution traditionnelle que reprend la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures puisqu'elle impose l'application du droit algérien dans le contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures dans la mesure où ce dernier est soumis à des règles édictées par des textes législatifs et réglementaires applicables indépendamment de la volonté des parties et, qui, plus est, dérogent au droit commun.

1.7.3.1 L'application du droit algérien au contrat de recherche et/ou d'exploitation

L'article 58, alinéa 3, de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures ayant prévu que « le droit algérien, notamment la présente loi et les textes pris pour son application, seront appliqués au règlement des différends », même si, d'une certaine façon, ce texte fait référence « au règlement des différends », il est raisonnable de l'interpréter comme visant la législation régissant le fond du litige né à propos de l'interprétation ou de l'exécution du contrat de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures.

1.7.3.2 La stabilisation du droit applicable

Dans les contrats internationaux de longue durée, la stabilisation ou le gel du droit applicable sont souvent considérés comme une garantie par les contractants étrangers. Car ils craignent qu'une modification de la législation applicable ait pour conséquence de porter atteinte à l'équilibre

du contrat. C'est pourquoi, l'article 15 de l'ordonnance n° 01-03 du 20 août 2001 relative au développement de l'investissement, consacre cette stabilisation du droit applicable en prévoyant que « les révisions ou abrogations susceptibles d'intervenir à l'avenir ne s'appliquent pas aux investissements réalisés dans le cadre de la présente ordonnance à moins que l'investisseur ne le demande expressément ».

Force est de constater que la nouvelle loi sur les hydrocarbures ne contient pas de dispositions similaires pour les contrats de recherche et/ou d'exploitation. Cela n'exclut pas, toutefois, la possibilité que lesdits contrats qui seront approuvés par décret puissent contenir des dispositions à ce sujet.

1.8 Le transport par canalisation

Le titre IV que la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures a consacré au transport par canalisation ne comporte en tout que neuf articles qui ont été substantiellement amendés par l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006.

En attendant les textes réglementaires qui devront apporter davantage de lumière, il convient de rappeler ici les principes essentiels applicables à cette activité, tels que modifiés par l'ordonnance précitée en distinguant l'octroi de la concession de transport par canalisation et la garantie du droit d'utilisation des infrastructures.

1.8.1 L'octroi de la concession de transport par canalisation

Il n'est pas inutile de rappeler brièvement quelle est la nature juridique de la concession, avant d'étudier le choix du concessionnaire et la durée de la concession de transport par canalisation.

1.8.1.1 La nature juridique de la concession

Ainsi que nous l'avons montré plus haut, l'exercice d'une activité dans le domaine minier est essentiellement lié à la conclusion du contrat de recherche et/ou d'exploitation entre un investisseur et l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

En revanche, une entreprise ne peut exercer une activité de transport par canalisation que si elle bénéficie de l'attribution d'une concession. Et un tel droit ne peut lui être octroyé, sur recommandation de l'Autorité de

régulation des hydrocarbures, que par un arrêté du ministre chargé des Hydrocarbures (art. 68, loi 2005). La forme qui est ainsi utilisée pour conférer ce droit suffit à elle seule à révéler la nature juridique de cette concession.

Il s'agit non pas d'un contrat, mais d'un acte administratif qui, par définition, a un caractère unilatéral.

Contrairement aux dispositions initialement prévues dans la loi de 2005 qui permettaient l'attribution de la concession à toute personne sélectionnée par suite d'un appel à la concurrence, l'ordonnance modificative de 2006 impose désormais que la concession ne peut être octroyée qu'à Sonatrach, et ce quand bien même les activités de transport sont exercées par une société constituée de Sonatrach et d'autres personnes résidentes et/ou non résidentes, laquelle doit, dans tous les cas, être régie par le droit algérien et donc avoir un statut de résident.

1.8.1.2 Les conditions d'octroi de la concession

La désignation de Sonatrach en tant que concessionnaire en vue de l'exercice d'une activité de transport par canalisation peut se faire chaque fois qu'un besoin ou une demande est exprimée pour l'évacuation des hydrocarbures produits. Le recours à une procédure d'adjudication pour réaliser l'infrastructure concernée par la concession est ensuite nécessaire.

A. Les cas d'octroi de la concession

L'Autorité de régulation des hydrocarbures formule une recommandation au ministre chargé des Hydrocarbures pour l'attribution d'une concession à Sonatrach dans les trois cas suivants :

- lorsque Sonatrach en fait elle-même la demande ;
- lorsque la demande émane d'un contractant — c'est-à-dire d'une partie à un contrat de recherche et/ou d'exploitation — en vue de l'évacuation de sa production d'hydrocarbures ;
- chaque fois que l'octroi d'une concession est nécessaire pour répondre aux besoins du plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation.

Lorsqu'il s'agit d'une demande de concession concernant une canalisation internationale, c'est-à-dire de celle qui arrive de l'extérieur

pour traverser le territoire national ou dont l'origine se trouve en Algérie, la concession peut être accordée par le ministre directement à la personne exploitante après avis de l'Autorité de régulation des hydrocarbures avec faculté de permettre une prise de participation de Sonatrach si elle n'est pas initialement partie prenante (art. 73).

B. Les conditions d'exercice de l'activité TRC

Sur la base du titre de concession délivré à Sonatrach, l'activité de transport par canalisation peut être exercée par Sonatrach seule ou par toute société de droit algérien constituée de Sonatrach et de toute autre personne résidente ou non résidente, dans laquelle Sonatrach doit participer à hauteur de 51 % au minimum.

C. L'appel à la concurrence pour réaliser l'infrastructure de transport par canalisation

Après l'octroi de la concession à Sonatrach par un arrêté du ministre chargé des Hydrocarbures, un appel à la concurrence pour l'adjudication de la réalisation de l'infrastructure de transport par canalisation est nécessaire. Le contenu de la procédure d'appel à la concurrence est légalement défini.

1. Le contenu de la procédure d'appel à la concurrence

Pour réaliser l'infrastructure de transport par canalisation, un appel à la concurrence doit être lancé en deux phases comme en matière de conclusion d'un contrat d'exploitation d'un gisement déjà découvert.

La première phase a un caractère purement technique. Elle a pour objet de permettre de définir « l'offre technique de référence qui servira de base pour l'établissement de l'offre économique » (art. 70-2).

Elle doit être conforme au cahier des charges, en particulier en ce qui concerne :

- les capacités des installations de transport par canalisation ;
- les délais de réalisation des investissements ;
- la continuité du service ;
- la consommation de fuel gaz.

La deuxième phase est économique. Elle est destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires en prenant en considération comme critère de sélection « le tarif du transport sur la base d'un retour de l'investissement minimum exigé par l'Autorité de régulation » (art. 70-2).

Après l'ouverture des plis, qui doit être publique, la réalisation de l'infrastructure de transport par canalisation doit être adjugée immédiatement au mieux-disant.

2. La participation de la Sonatrach

En vertu de l'article 68 de la loi tel que modifié par l'ordonnance de 2006, la concession est attribuée uniquement à Sonatrach. Sur la base d'une telle concession, Sonatrach peut exercer l'activité seule ou dans le cadre d'une société de droit algérien constituée entre elle et toute autre personne et dans laquelle Sonatrach doit détenir au moins 51% du capital.

3. la durée de la concession de transport des hydrocarbures par canalisation

La concession de transport des hydrocarbures par canalisation est octroyée en principe pour une durée maximale de cinquante (50) ans (art. 71).

En dehors d'un cas de force majeure, c'est-à-dire d'un événement imprévisible, irrésistible et extérieur à sa volonté, le concessionnaire ne peut pas suspendre son activité. Il est obligé d'assurer la continuité du service de transport des hydrocarbures par canalisation (art. 76) jusqu'à l'échéance du terme prévu par l'arrêté ministériel.

En principe, c'est seulement s'il ne respecte pas les obligations mises à sa charge par le cahier des charges et la législation en vigueur, que le concessionnaire est passible de la sanction ultime du retrait de sa concession, à condition qu'il ait été mis en demeure de modifier son comportement et qu'il soit resté inactif.

En dehors de cette interruption anticipée et exceptionnelle, le législateur a prévu qu'au terme de la durée de la concession, la propriété des ouvrages et des installations de transport des hydrocarbures par canalisation doit être transférée à l'État, gratuitement et libre de toute charge (art. 81, al. 1). Mais la puissance publique n'est pas obligée d'accepter le transfert de propriété de toute l'infrastructure. En effet, trois années avant l'échéance

du terme, l'Autorité de régulation doit notifier au concessionnaire la liste des ouvrages que l'État ne veut pas reprendre.

Les ouvrages que le concessionnaire doit transférer à l'État doivent être opérationnels et en bon état de fonctionnement. C'est pourquoi le concessionnaire est tenu de verser annuellement une provision dans un compte séquestre. Cette provision, qui est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables, est destinée à financer les coûts des opérations d'abandon et de remise en état des infrastructures.

1.8.2 La garantie d'utilisation du transport par canalisation

Les contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures seraient vidés de leur substance si les contractants n'avaient pas la possibilité d'évacuer leur production vers les ports de chargement ou, éventuellement, vers le réseau des marchés intérieurs. C'est pour cette raison que la loi prend soin de leur garantir expressément un droit d'utilisation des infrastructures de transport par canalisation, « sur la base du principe de libre accès des tiers » (art. 72) à ces installations.

Par ailleurs, l'utilisation de ces infrastructures de transport pour acheminer les hydrocarbures, liquides ou gazeux, est faite en contrepartie du paiement d'un tarif par zone qui doit être, de surcroît, non discriminatoire.

À cet égard, il importe de signaler que le législateur a créé une caisse de transport par canalisation, qui est gérée par l'Autorité de régulation et qui a pour objet de prendre en charge la péréquation des tarifs par zone de transport par canalisation.

Cette caisse — dont l'organisation et le fonctionnement seront précisés par voie réglementaire — doit établir une tarification en prenant en compte plusieurs critères :

- offrir aux utilisateurs le tarif le plus bas possible ;
- améliorer l'efficacité des opérations ;
- réduire les coûts des opérations ;
- permettre au concessionnaire d'avoir, après le paiement de toutes ses charges, un taux de rentabilité raisonnable (art. 74).

1.9 Les activités de raffinage et les autres activités de transformation

À l'instar du transport par canalisation, les activités de raffinage sont exercées par Sonatrach seule ou en association avec toute autre personne. Lorsqu'elles sont exercées en association, Sonatrach doit détenir au moins 51 % de participation dans l'entreprise de raffinage ainsi créée.

Toutes les autres activités de transformation peuvent être exercées sans obligation d'association avec Sonatrach. Sont définies comme activités de transformation les opérations de séparation des gaz de pétrole liquéfiés, la liquéfaction du gaz, les opérations de transformation du gaz en produits pétroliers ou tous autres produits, Gas to Liquids (GTL), la pétrochimie et la gazochimie (article 5 tel que modifié par l'ordonnance).

1.10 Les dispositions transitoires

Les dispositions transitoires concernent pour l'essentiel le sort des contrats d'association conclus antérieurement à la promulgation de la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures et les autres relations entre la Sonatrach et Alnaft.

1.10.1 Le sort des contrats d'association antérieurs à la loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Sous l'empire des dispositions de la loi n° 86-14 modifiée et complétée par la loi n° 91-21, tous les contrats d'association ayant trait à l'activité de recherche et d'exploitation des hydrocarbures étaient conclus entre la Sonatrach et des investisseurs étrangers. La loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures décide le maintien en vigueur de ces accords. Mais, pour chacun d'eux, la Sonatrach doit conclure un « contrat parallèle » avec l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

1.10.1.1 Le maintien en vigueur des contrats d'association

L'article 101, alinéa 1, de la nouvelle loi prévoit que les contrats d'association et leurs avenants conclus avant la date de sa publication au *Journal officiel* « demeurent en vigueur jusqu'à la date de leur

expiration ». Cela veut clairement dire qu'ils continueront à produire leurs effets tant que leur date d'échéance n'est pas arrivée à son terme.

Le législateur ajoute que « l'autonomie de la volonté des parties au contrat d'association est préservée par la présente loi ». Comme nous l'avons souligné plus haut, cette «autonomie de la volonté» a une signification juridique précise : elle constitue le pouvoir reconnu aux parties à un contrat international de choisir librement la législation applicable à leur accord. Mais ce n'est certainement pas cette signification que les rédacteurs de l'alinéa 2 de l'article 101 précité ont voulu lui donner, puisque, même sous l'empire de la loi de 1986, la soumission du contrat au droit algérien était imposée. En réalité, il paraît raisonnable d'interpréter ce texte comme voulant tout simplement dire que la volonté des parties, qui constitue le fondement du contrat d'association, n'est pas remise en cause par la nouvelle loi, que cet accord doit continuer à être exécuté conformément à ce qui avait été convenu par les parties sans, toutefois, remettre en cause le pouvoir souverain de l'État de modifier la fiscalité applicable par la création de nouvelles taxes, comme c'est le cas pour la taxe sur les profits exceptionnels instituée par l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006.

1.10.1.2 La conclusion de « contrat parallèle »

Tout en préservant l'effectivité des contrats d'association entrés en vigueur sous l'empire de l'ancienne législation, le législateur fait obligation à la Sonatrach de conclure, pour chacun d'eux, un « contrat parallèle » avec l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, et cela dans un délai de quatre-vingt-dix jours après l'installation de cet organisme (art. 102).

Même si ce contrat parallèle est porteur d'ambiguïté, il faut observer qu'il intervient dans le cadre de l'application de l'article 23 prévoyant que les activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures sont exercées sur le fondement d'un titre minier attribué exclusivement à Alnaft.

Comme les prérogatives résultant de cette appropriation du domaine minier relevaient antérieurement de la compétence de la Sonatrach, il est normal que cette dernière le transfère désormais à l'Alnaft. Le contrat parallèle a pour objet notamment de fixer les termes et conditions de

versement par Sonatrach des nouveaux impôts et taxes prévus par la nouvelle législation dans le cadre des contrats d'association antérieurs.

Sans entrer dans les détails, il suffit de dire que le contrat parallèle doit organiser les conditions de ce transfert en distinguant, d'une part, les contrats de partage de production ou de service et, d'autre part, les associations en participation. Et, ce qu'il est très important de noter à cet égard, c'est que la Sonatrach doit être soumise au nouveau régime fiscal alors que ses partenaires étrangers restent assujettis à l'impôt sur la rémunération prévu par la loi n° 86-14 modifiée et complétée.

Comme déjà indiqué plus haut, il convient, à cet égard, de préciser que nonobstant les dispositions fiscales de ces contrats telles qu'elles résultent de la loi n° 86-14 modifiée et complétée, une taxe sur les profits exceptionnels a été instituée par la nouvelle législation et mise à la charge des associés étrangers par voie de retenue à la source opérée par Sonatrach pour le compte du Trésor public.

1.10.2 Les autres relations entre la Sonatrach et Alnaft

Ces autres relations ont essentiellement trait à un transfert de compétences et à la conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation.

1.10.2.1 Le transfert de compétences

À la demande de l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures, la Sonatrach doit lui transférer, totalement ou partiellement, les banques de données qu'elle détient ainsi que toutes les données techniques relatives aux activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.

Ce transfert à titre gratuit doit être effectué au plus tard dans un délai de six mois après la publication de la nouvelle loi.

Sonatrach doit également fournir à Alnaft, dans un délai de trente jours après l'installation de cette dernière, la délimitation des périmètres de recherche ou d'exploitation qu'elle désire conserver.

Les titres miniers relatifs aux périmètres que la Sonatrach ne veut pas conserver doivent être restitués au ministère chargé des Hydrocarbures qui, à son tour, les attribue à Alnaft.

Les périmètres ainsi récupérés feront l'objet d'un appel à la concurrence en vue de la conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation.

1.10.2.2 La conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation

Pour chacun des périmètres de recherche qu'elle désire conserver, la Sonatrach ou l'une de ses filiales désignée par elle doit conclure, dans un délai de quatre-vingt-dix jours, un contrat de recherche avec l'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures. Cet accord doit notamment prévoir le programme minimum des travaux que le contractant doit s'engager à exercer au cours de la phase de recherche. Mais il bénéficiera d'un crédit couvrant les travaux qu'il a déjà réalisés pendant une période de trois ans avant la conclusion de ce contrat.

Par ailleurs, pour chacun des périmètres conservés, les mêmes parties doivent également conclure un contrat d'exploitation.

Le régime fiscal a lui aussi été profondément remanié par les dispositifs de la nouvelle loi. Cela fait l'objet d'un examen détaillé dans le chapitre ci-après.

RÉGIME FISCAL DES HYDROCARBURES

INTRODUCTION

La nouvelle loi sur les hydrocarbures complétée par l'ordonnance du 29 juillet 2006 a profondément réformé la fiscalité applicable aux activités de ce secteur, que celles-ci relèvent de l'amont ou de l'aval pétrolier.

L'ambition de la nouvelle loi est de mettre en place un régime fiscal incitatif, de façon à relancer l'investissement dans le secteur des hydrocarbures tout en maintenant, dans un premier temps, les recettes fiscales au même niveau, et par la suite, à les porter à un niveau plus conséquent, grâce aux nouveaux investissements et à l'élargissement de l'assiette de l'impôt.

Il serait hasardeux de faire, avant la mise en place du nouveau dispositif fiscal, une comparaison avec l'ancien et encore moins de tirer des conclusions sur le taux effectif de l'impôt. Toutefois, il est permis d'avancer qu'à première vue, les nouveaux taux réels d'imposition devraient être plus avantageux pour les opérateurs et, en particulier, pour les plus performants d'entre eux.

De par son architecture, le nouveau système fiscal semble, en effet, inspiré par le triple souci :

- d'accélérer le rythme des investissements dans le secteur ;
- d'inciter les opérateurs à réduire les coûts d'exploitation de manière à maintenir leurs profits à des niveaux satisfaisants, et ;
- enfin, d'augmenter la matière imposable par le double effet de l'élasticité des prix et de l'augmentation de la production.

Plus précisément, les principales caractéristiques de ce nouveau système fiscal peuvent être résumées comme suit :

- introduction d'une fiscalité attractive et compétitive par rapport à celle des autres producteurs ;
- application uniforme et non discriminatoire du nouveau régime à tous les opérateurs, y compris l'entreprise nationale Sonatrach, en ce qui concerne tous les nouveaux contrats à conclure sous l'empire de la nouvelle législation ;

- imposition d'une taxe sur la superficie, modulée en fonction de la zone et de la durée, dont le but est d'inciter les opérateurs à accélérer le rythme d'exploration et de recherche ;
- imposition d'une redevance modulée par zone pour encourager l'exploration dans des zones à risques ou des régions présentant des difficultés particulières ;
- imposition du revenu pétrolier à des taux progressifs avec comme objectif d'écrémer les plus-values résultant d'augmentation significative des prix de vente ou de découvertes de gisements plus importants que prévu ;
- incitation des opérateurs à développer les gisements de taille modeste, éparpillés ou d'accès difficile ;
- institution d'une taxe sur les profits exceptionnels, applicable à la part de production des associés étrangers dans le cadre des contrats conclus sous l'empire de l'ancienne législation, part qui reste soumise à la taxe sur rémunération prévue par cette dernière ;
- possibilité de consolidation des activités amont et aval pour le paiement de l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) afin d'encourager l'investissement dans les activités aval (transport par canalisations, distribution, pétrochimie, etc.) ainsi que dans la production et la distribution de l'électricité et la distribution du gaz naturel, permettant ainsi le bénéfice du taux réduit de l'impôt sur les bénéfices des sociétés pour le calcul de l'ICR.

Le nouveau système fiscal ainsi institué prévoit, en fait, deux régimes d'imposition différents avec, cependant, une passerelle pour la consolidation des résultats au titre de l'ICR :

- un régime spécifique pour les activités de recherche et/ou d'exploitation ;
- le régime de droit commun pour les activités aval.

Des mesures transitoires sont, par ailleurs, prévues pour tenir compte de la situation préexistante et notamment des dispositions fiscales régissant les nombreux contrats de partage de production signés sous l'empire de la loi n° 86-14 tel que modifiée et complétée.

1.11 Régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation dans le cadre de la loi n° 05-07

Le nouveau régime fiscal mis en place pour ce type d'activités se caractérise par le statut dévolu au contractant étranger, qui est dorénavant considéré comme sujet fiscal à part entière et, par conséquent, légalement et contractuellement responsable de la liquidation et du paiement des impôts et taxes dus dans le cadre de l'exercice des activités, objet de la loi, étant entendu que certains de ces impôts et taxes sont liquidés et payés par l'opérateur désigné tandis que d'autres sont de la responsabilité de chaque membre participant au contrat.

1.11.1 Régime applicable aux futurs contrats dans le cadre de la loi n° 05-07

Les principaux impôts et taxes applicables sont :

- la redevance pétrolière, dont l'assiette est constituée par les quantités produites et décomptées au point de mesure. Les quantités perdues, inutilisées ou réinjectées ne sont pas prises en considération pour le calcul de cette taxe ;
- la taxe sur le revenu pétrolier (TRP), dont l'assiette est constituée par les quantités commercialisées, déduction faite des amortissements valorisés, compte tenu d'un coefficient d'« uplift » fixé par la loi ;
- l'impôt complémentaire sur les résultats (ICR), dont l'assiette est constituée par le revenu après paiement de la taxe sur le revenu pétrolier, déduction faite des charges liées à l'exploitation et légalement déductibles, en application de la loi n° 05-07 elle-même et/ou des dispositions du Code des impôts directs ;
- la taxe superficielle dont l'assiette est la superficie du périmètre, valorisée sur la base d'un tarif fixé par la loi. Le barème est révisable annuellement et cette taxe est considérée comme étant une charge non déductible.

D'autres taxes accessoires (torchage, utilisation de l'eau) peuvent s'appliquer. Le torchage éventuel du gaz est soumis au paiement d'une taxe conformément à l'article 52 de la loi. Il en est de même pour l'utilisation de l'eau pour les besoins de la récupération assistée, dont le montant de la taxe est fixé par l'article 53.

Les exonérations édictées sous l'empire de l'ancienne loi demeurent. En effet, les activités de recherche et / ou d'exploitation sont exonérées d'un certain nombre de droits et taxes, notamment les droits de douane et la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

1.11.1.1 La redevance pétrolière

A. Champ d'application et assiette

L'assiette de la redevance est constituée de toutes les quantités extraites de chaque périmètre d'exploitation.

Celle-ci est établie sur la base des quantités décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure. La localisation du point de mesure est définie dans le périmètre d'exploitation. De cette façon, les quantités consommées pour les besoins de la production ainsi que les quantités perdues avant le point de mesure ou réinjectées dans les gisements d'un même contrat sont exclues de l'assiette de la redevance.

L'assiette de la redevance est égale aux quantités d'hydrocarbures extraites multipliées par la moyenne mensuelle des prix de base.

La loi n° 05-07 fixe, en son article 90, les conditions de détermination des prix de base selon la nature des hydrocarbures :

- pour le pétrole, les GPL, le butane et le propane produits en Algérie, il s'agit des moyennes mensuelles des prix FOB publiés par une revue spécialisée incontestable ou, à défaut, des prix notifiés par Alnaft ;
- pour le condensat, il s'agit des moyennes mensuelles des prix FOB publiés dans une revue spécialisée incontestable ou, à défaut, des prix notifiés par Alnaft ;
- pour les hydrocarbures liquides et produits pétroliers destinés au marché national, il s'agit des prix en vigueur durant l'année considérée ;
- pour le gaz (vente de gaz à l'exportation), il s'agit des prix figurant au contrat si ceux-ci sont égaux ou supérieurs aux prix de référence, ou, dans le cas contraire, des prix de référence ;
- pour le gaz (vente de gaz sur le marché national), il s'agit des prix en vigueur pendant l'année civile considérée.

B. Modalités de paiement

La redevance est mensuelle et réglée spontanément, par l'opérateur, au nom et pour le compte de la personne physique ou morale signataire du contrat de recherche et/ou d'exploitation.

La redevance doit être payée avant le 10 de chaque mois auprès d'Alnaft et le retard de paiement entraîne une majoration de la redevance due de 1 % par jour de retard. Le législateur n'a pas fixé de montant maximal pour cette pénalité de retard.

C. Taux de la redevance

Le taux effectif d'imposition à la redevance est l'objet d'une négociation entre les parties au contrat, qui le fixent dans le contrat, mais la loi prévoit des taux légaux minimaux pour chaque tranche de production.

La redevance est perçue aux taux minimaux suivants :

Zones	A	B	C	D
(00 000 à 20 000 bep/jour ⁵)	5,5 %	8,0 %	11,0 %	12,5 %
(20 001 à 50 000 bep/jour)	10,5 %	13,0 %	16,0 %	20,0 %
(50 001 à 100 000 bep/jour)	15,5 %	18,0 %	20,0 %	23,0 %
> à 100 000 bep/jour	12,0 %	14,5 %	17,0 %	20,0 %

D. Exemple chiffré

Soit une production journalière de 45 000 bbls, d'un gisement situé dans la zone A.

Le prix de base du baril (PV), calculé conformément à l'article 90 de la loi n° 05-07, est de 60 US\$ et le taux de change (Tch) est 1US\$ = 75 DA.

⁵ Bep : baril équivalent pétrole

La redevance due, dans le cas d'espèce, est de :

-1re tranche de production (P1) = $(20\,000 * 60 * 75) * 5,5\%$ = 4 950 000,00 DA

-2e tranche de production (P2) = $(25\,000 * 60 * 75) * 10,5\%$ = 11 812 500,00 DA

- redevance mensuelle due (Rm) = 4 950 000,00 DA + 11 812 500,00 DA

= 16 762 500,00 DA

La redevance est une charge déductible de la base d'imposition à l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

1.11.1.2 La taxe sur le revenu pétrolier (TRP)

A. Champ d'application et assiette

L'assiette de la taxe sur le revenu pétrolier (TRP) est constituée par la valeur de la production annuelle de chaque périmètre d'exploitation retenue pour le calcul de la redevance. Il est fait ensuite déduction des charges légalement déductibles.

En premier lieu, il est fait déduction du tarif de transport par canalisation entre le point de mesure et, selon le cas, le port de chargement et point frontière algérienne d'exportation, ou le point de vente en Algérie. Pour le gaz vendu sous forme liquéfiée, le GPL vendu sous forme de butane et de propane et le gaz transformé en produits pétroliers ou tous autres produits, un coût supplémentaire de façonnage sera déduit en tenant compte uniquement des investissements.

B. Les charges déductibles

Il s'agit de :

- la redevance ;
- les provisions pour abandon et/ou restauration ;
- les frais de formation aux activités, régies par la présente loi, des ressources humaines nationales ;
- le coût d'achat du gaz, pour la récupération assistée ;
- les tranches annuelles d'investissement de recherche ainsi que celles relatives au développement (« taux d'amortissement ») corrigées par le coefficient d'« up lift » correspondant à la nature de l'investissement.

Ces investissements ne doivent pas inclure les intérêts et les frais généraux. De plus, les investissements de développement pris en compte sont uniquement ceux concernant le périmètre d'exploitation passible de la redevance et qui sont approuvés dans le budget annuel.

Les taux d'amortissement des investissements ainsi que les coefficients d'«uplift» applicables aux annuités de ces amortissements sont les suivants :

	Recherche & développement		Récupération assistée
	A et B	C et D	
Taux amortissement	20,0 %	12,5 %	20,0 %
Taux d'uplift	15,0 %	20,0 %	20,0 %

Pour le cas particulier du gaz vendu sous forme liquéfiée et du GPL vendu sous forme de butane et de propane et le gaz transformé en produits pétroliers ou tous autres produits, le taux d'amortissement est de 10 % et le taux d'uplift de 20 %.

C. Modalités de paiement

La TRP est payée mensuellement, sous forme d'acomptes, avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel la taxe est due.

Le retard de paiement de la TRP est sanctionné par une pénalité de retard de 1 % par jour de retard. Le législateur n'a pas fixé un maximum pour cette pénalité de retard.

Le solde de liquidation est constitué par la différence entre la TRP réellement due et la somme des acomptes déjà réglés. Ce solde doit être liquidé auprès du Trésor public au plus tard le dernier jour du délai fixé pour le dépôt de la déclaration annuelle des résultats de l'exercice considéré.

D. Taux de la taxe sur le revenu pétrolier

Le taux de la TRP est fonction de la valeur cumulée de la production (PV) depuis la mise en exploitation.

Ainsi, pour une année donnée, si :

PV (en 10 ⁹ DA)	Taux de la TRP
70	30 %
30 < PV < 385	$(40/385-70)*(PV-70)+30$
385	70 %

Les seuils de la PV en dinars algériens figurant dans le tableau ci-dessus seront actualisés par application du taux de change moyen à la vente du dollar des États-Unis en dinars algériens, du mois précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par 70 et multiplié par le montant de chaque seuil.

E. Exemple chiffré

Si PV = 250

$$\begin{aligned} \text{Taux TRP} &= (40 / 385 - 70) * (250 - 70) + 30 \\ &= (40 / 315) * (180 + 30) = 55,92 \% \end{aligned}$$

Par ailleurs, la PV est exprimée en milliards de dinars. Dans le cas d'espèce, la PV est égale à 250 000 000 000,00 DA.

La TRP est une charge déductible de l'assiette de l'impôt complémentaire sur le résultat (ICR).

1.11.1.3 L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR)

A. Champ d'application et assiette

L'impôt complémentaire sur le résultat (ICR) est dû par chaque personne participante au contrat de recherche et / ou d'exploitation.

L'assiette de l'ICR est constituée par le revenu annuel tiré de l'exploitation d'un périmètre donné, déduction faite :

- des sommes payées au titre de la TRP ;
- des sommes payées au titre de la redevance ;
- des annuités d'amortissements des biens et équipements, dont le taux d'amortissement est fixé par la loi (voir tableau en annexe de la loi n° 05-01 annexée au présent guide) ;
- des charges d'exploitation légalement déductibles en application de la législation fiscale de droit commun (Code des impôts directs).

B. Taux de l'ICR

Le taux de l'ICR est de 30 %.

Les bénéfices réinvestis sont passibles de l'ICR au taux réduit de 15 %.

C. Consolidation des activités amont et aval

Les parties à un contrat de recherche et / ou d'exploitation peuvent consolider leurs activités relevant de la loi n° 05-07, d'une part, comme ils peuvent consolider leurs activités relevant de ladite loi avec les activités relevant de la loi sur l'électricité et la distribution de gaz par canalisation, d'autre part.

1.11.1.4 La taxe superficielle

A. Champ d'application et assiette

La taxe superficielle est une taxe annuelle assise sur la superficie du périmètre⁶ que Alnaft a accordé à l'opérateur soumis à cette taxe.

B. Tarifs de la taxe superficielle

La taxe est calculée sur la base de tarifs unitaires en dinars algériens. Le tarif unitaire tient compte de la zone de situation du périmètre et de la phase dans laquelle se trouve l'opérateur et éventuellement de la durée de cette phase.

Les tarifs de la taxe superficielle sont repris dans le tableau ci-dessous :

⁶ Une partie limitée du domaine minier énergétique relatif aux hydrocarbures, composée d'une ou plusieurs parcelles.

Zones	Période de recherche (DA)			Période de rétention ⁷ (art. 42 de la loi n° 05-07) et Période exceptionnelle ⁸ (art. 37)	Période d'exploitation
	(1-3 ans)	(4-5 ans)	(6-7 ans)		
A	4 000	6 000	8 000	400 000	16 000
B	4 800	8 000	12 000	560 000	24 000
C	6 000	10 000	14 000	720 000	28 000
D	8 000	12 000	16 000	800 000	32 000

La taxe superficière est une charge, non déductible. Le montant de cette taxe est actualisé annuellement. La formule d'actualisation est la suivante :

(Taux de change US\$ du mois précédent / 80) * (Tarif * Superficie du périmètre).

1.11.1.5 Les taxes de torchage et d'utilisation d'eau

A. La taxe de torchage

Le torchage est, en principe, interdit. Toutefois, Alnafi peut accorder des autorisations exceptionnelles pour des périodes qui ne sauraient dépasser quatre-vingt-dix (90) jours. Dans ces conditions, l'opérateur, bénéficiaire de l'autorisation, doit s'acquitter d'une taxe de huit mille (8 000,00 DA) par millier de normaux mètres cubes (nm³).

Le paiement de cette taxe ne libère pas l'opérateur des obligations mises à sa charge par l'article 109 de la loi n° 05-07 relatif à la mise en conformité des installations et des opérations à la législation fixant les normes et standards techniques de sécurité industrielle, de prévention et de gestion des risques majeurs et de prévention de l'environnement.

Cette taxe n'est pas une charge déductible.

Cette taxe est actualisée le 1^{er} janvier de chaque année, selon la formule suivante :

⁷ Il s'agit de la période durant laquelle un ou plusieurs gisements ne sont pas déclarés commerciaux pour raison de limitation ou d'absence véritable de marché pour la production du gaz.

⁸ Il s'agit d'une extension exceptionnelle de la période de recherche d'une durée maximale de six mois.

(Taux de change US\$, du mois précédent / 80) * (Montant de la taxe).

B. La taxe relative à l'utilisation d'eau

L'utilisation d'eau prélevée du domaine public pour les besoins de la récupération assistée est soumise au paiement d'une redevance de quatre-vingts (80,00) DA le m³.

Cette taxe n'est pas une charge déductible.

Cette taxe est actualisée le 1^{er} janvier de chaque année, selon la formule suivante :

(Taux de change US\$, du mois précédent / 80) * (Montant de la taxe).

1.11.1.6 La cession d'intérêts

La cession d'intérêts dans un contrat de recherche et/ou d'exploitation est passible d'une taxe de 1 % assise sur la valeur de la transaction. Elle est à la charge de la partie cédante.

Cette taxe est non déductible.

1.11.1.7 L'impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation

Les biens autres que ceux destinés à l'exploitation sont passibles de l'impôt foncier, dans le cadre des dispositions du droit commun⁹.

Cette taxe annuelle est due sur les propriétés bâties.

La base d'imposition est constituée de la valeur locative de la propriété.

La valeur locative est déterminée de la façon suivante :

A. Immeubles à usage d'habitation

ZONE 01	ZONE 02	ZONE 03	ZONE 04
A 445 DA	408 DA	371 DA	334 DA
B 408 DA	371 DA	334 DA	297 DA
C 371 DA	334 DA	297 DA	260 DA

⁹ Régi par les articles 248 à 261-t du Code des impôts directs.

B. Immeubles commerciaux et industriels

ZONE 01	ZONE 02	ZONE 03	ZONE 04
A 891 DA	816 DA	742 DA	669 DA
B 816 DA	742 DA	669 DA	594 DA
C 742 DA	669 DA	594 DA	519 DA

L'impôt est calculé après abattement, de la base d'imposition, de 2 % par an, avec un maximum de 40 % pour les habitations et 50 % pour les locaux commerciaux.

1.11.1.8 Les exonérations

La nouvelle législation a reconduit dans leur totalité les exonérations prévues antérieurement en faveur des activités d'exploration et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux.

Les activités de recherche et / ou d'exploitation sont ainsi exonérées d'un certain nombre de droits et taxes, notamment les droits de douane et la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

Dans ce cadre, les équipements de même que les services affectés directement à ces activités sont exonérés de la TVA (à l'importation et sur les opérations réalisées localement) et des droits de douane sur les équipements importés.

Quant aux équipements et biens nécessaires à l'exécution du contrat importés par les contractants des compagnies pétrolières, ceux-ci peuvent bénéficier du régime de l'admission temporaire, ce qui permet de les importer en suspension de droits et taxes. Les biens bénéficiant d'un tel régime doivent être réexportés en fin de contrat ou faire l'objet d'une déclaration de « mise à la consommation » avec paiement, dans ce cas, des droits et taxes.

Les sous-traitants des sociétés pétrolières bénéficient des mêmes avantages en ce qui concerne les équipements, travaux et services incorporables, sous réserve que la société pétrolière leur délivre une attestation d'exonération. Il s'agit exclusivement des fournisseurs et sous-traitants directs des sociétés pétrolières.

En effet, l'article 42 du Code des taxes sur le chiffre d'affaires prévoit que « peuvent bénéficier de la franchise de TVA, les biens et services listés par la législation sur les hydrocarbures, acquis par les fournisseurs de sociétés pétrolières, destinés à être affectés directement aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures liquides et gazeux ».

Les compagnies pétrolières étrangères seront également dispensées du paiement des cotisations de Sécurité sociale en Algérie sur les salaires payés à leurs employés lorsque ces derniers sont déjà soumis à un régime de protection sociale étranger avant leur emploi en Algérie.

1.11.2 Régime transitoire applicable aux contrats d'association en cours d'exécution

Ce régime s'applique exclusivement aux contrats en cours d'exécution et seulement en ce qui concerne les sociétés étrangères, la Sonatrach étant soumise, depuis la publication de la loi n° 05-07, au nouveau régime fiscal tel que décrit au point 3.1.

1.11.2.1 Les dispositions fiscales transitoires

Sonatrach sera assujettie au nouveau régime fiscal, en tant qu'opérateur, au titre de ses activités de recherche et/ou d'exploitation objet des contrats de partage de production et des contrats de services à risques conclus avant la loi.

Les associés étrangers continueront de bénéficier du même traitement fiscal que celui prévu par la législation antérieure.

L'impôt sur la rémunération payé par Sonatrach pour le compte de ses associés étrangers continuera d'être acquitté par elle et sera déductible au titre du revenu pétrolier imposable à la TRP et à l'ICR. Sera également déductible pour le calcul de ces deux impôts la valeur de la production représentant la rémunération de l'associé étranger.

Pour les contrats d'association en participation, seule la part de production de Sonatrach sera soumise au nouveau régime fiscal, la part des associés étrangers reste, quant à elle, soumise aux conditions fiscales établies par le contrat d'association.

1.11.2.2 Rappel des règles fiscales issues de la loi n° 86-14

A. Le principe

Dans le cadre des contrats conclus sous l'empire de la loi n° 86-14, l'opérateur étranger n'est pas considéré comme un sujet fiscal algérien à part entière au titre du revenu tiré de sa participation, et ce quand bien même il est soumis à des obligations déclaratives. Son revenu issu de l'exploitation des hydrocarbures est, toutefois, soumis à imposition sous forme de retenue à la source.

B. Traitement fiscal des contrats de partage de production

Dans le cadre de ces contrats, s'appliquent les taxes et impôts suivants :

- *La redevance*

Elle s'applique sur le revenu brut et est payée par Sonatrach pour la production totale. Le taux normal de cette redevance est de 20 % et peut être réduit à 16,25 % pour la zone A ou à 12,5 % pour la zone B.

- *L'impôt sur la rémunération*

Cet impôt s'applique sur la part du *profit oil* réalisé par le partenaire étranger.

Pour déterminer le profit oil, il convient de déduire du revenu brut le montant de la redevance, les coûts de transport, les coûts d'amortissements (les coûts d'investissements pour l'exploration, le développement et l'exploitation) ainsi que les coûts d'exploitation.

Ce profit est ensuite multiplié par le pourcentage de la part du partenaire étranger au contrat. Le montant obtenu est la rémunération nette avant impôt du partenaire étranger. Elle lui sera remise par Sonatrach en nature.

Cette rémunération est soumise à une imposition de 38 % retenue à la source par Sonatrach. Cette imposition est supportée par cette dernière.

▪ *L'impôt sur les bénéfices*

Cet impôt ne touche que la part du profit oil revenant à Sonatrach.

Cette part est déterminée à partir du profit oil après déduction de la part revenant au partenaire étranger et de l'impôt sur la rémunération correspondant.

L'impôt est de 85 % au maximum. Des taux réduits de 75 % pour la zone A et de 65 % pour la zone B s'appliquent.

1.11.2.3 La taxe sur les profits exceptionnels

A. Champ d'application et assiette de la TPE

La taxe sur les profits exceptionnels (TPE) a été introduite par l'article 3 de l'ordonnance n° 06-10 du 29 juillet 2006, modifiant et complétant la loi n° 05-07 du 28 avril 2005.

La taxe sur les profits exceptionnels, bien qu'introduite par la loi n° 05-07 modifiée et complétée, ne vise que les contrats signés sous l'empire de la loi n° 86-14. En effet, elle ne s'applique qu'aux revenus réalisés par les partenaires étrangers dans le cadre de la mise en œuvre des contrats signés antérieurement à l'entrée en vigueur de la loi n° 05-07.

La TPE s'applique à la part de production revenant aux associés étrangers lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du pétrole Brent est supérieure à 30 US\$, prix FOB. La logique voudrait que cette taxe ne s'applique que sur la part de production de l'associé étranger correspondante au profit dit exceptionnel, c'est-à-dire perçu sur la part du prix du baril supérieur à 30 US\$. Toutefois, étant donné l'ambiguïté du texte du décret n° 06-440 du 2 décembre 2006 fixant la procédure, les conditions d'application et la méthode de calcul de la TPE, l'interprétation qui en est faite est contestée par les compagnies concernées et reste donc à clarifier.

B. Taux de la TPE

Le taux de la taxe est compris entre 5 % et 50 %.

Le décret exécutif relatif à la taxe sur les profits exceptionnels prévoit des règles de taux et de calcul différentes selon le type de contrat conclu par le partenaire étranger.

a. Cas des contrats contenant une clause de partage de production sans distinction de la part destinée à la rémunération de l'associé étranger et sans mécanisme de « price cap » (article 8.1 du décret n° 06-440)

Dans le cas d'espèce, le taux de la taxe sur les profits exceptionnels (TPE) dépend de «la moyenne de la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux de l'associé étranger durant le mois civil ».

La notion de « part de production de l'associé » est ambiguë. Elle est, normalement, constituée :

- de la rémunération ;
- du remboursement des coûts pétroliers (remboursement des investissements de recherche, des investissements de développement, des coûts opératoires et de toutes les charges, à la double condition qu'elles soient légalement déductibles et considérées comme des coûts pétroliers) ;
- Le remboursement des investissements et/ ou coûts financés au nom et pour le compte du cocontractant.

Les différents taux sont repris dans le barème progressif suivant :

NIVEAU DE PRODUCTION	TAUX DE LA TPE
Inférieur ou égal à 5 000 barils/jour	05 %
De 5 001 à 10 000 barils/jour	15 %
De 10 001 à 25 000 barils/jour	25 %
De 25 000 à 40 000 barils/jour	35 %
Supérieur à 40 000 barils/jour	50 %

b. Cas des contrats contenant une clause spécifique de rémunération, sans mécanisme de « price cap » (article 8.2 du décret exécutif n° 06-440)

Dans ce cas d'espèce, le taux de la taxe sur les profits exceptionnels (TPE) dépend également de « la moyenne de la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux de l'associé étranger durant le mois civil ».

Les différents taux sont repris dans ce barème progressif :

NIVEAU DE PRODUCTION	TAUX DE LA TPE
Inférieur ou égal à 1 000 barils/jour	15 %
De 1 001 à 3 000 barils/jour)	25 %
De 3 001 à 5 000 barils/jour)	35 %
De 5 001 à 7 000 barils/jour)	45 %
Supérieur à 7 000 barils/jour	50 %

c. Cas des contrats contenant une clause spécifique de rémunération et un mécanisme de « price cap » (article 8.3 du décret n° 06-440)

Dans ce cas d'espèce, le taux de la TPE est calculé à partir d'une formule prévue par les textes. Cette formule s'applique si le produit du prix du baril de pétrole d'un mois donné avec le coefficient de price cap du même mois défini dans le contrat est supérieur à 30 US\$/baril.

$$\text{Coefficient} = ((\text{PB}_n - \text{PC}_n) / \text{PC}_n)$$

PB_n : Prix du baril pétrole

PC_n : valeur du price cap indexé du mois civil n

Cette formule permet de calculer un coefficient et le taux de la TPE dépend du montant de ce coefficient.

Les différents taux sont repris dans le barème progressif ci-après:

VALEUR DU COEFFICIENT	TAUX DE LA TPE
Inférieur ou égal à 0,2	05 %
De 0,2 à 0,5	10 %
De 0,5 à 1,0	15 %
De 1,0 à 1,5	20 %
De 1,5 à 2,0	30 %
De 2,0 à 2,5	40 %
Supérieur à 2,5	50 %

d. Cas de contrats contenant une formule de partage de production de type

Pi = (a-b) ou Pi = (K* a-b) (article 8.4 du décret exécutif n° 06-440)

Dans ce cas d'espèce, le taux de la TPE dépend de « la moyenne de la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux de l'associé étranger durant le mois civil ».

Les différents taux sont repris dans le barème progressif suivant :

NIVEAU DE PRODUCTION	TAUX DE LA TPE
Inférieur ou égal à 20 000 barils/jour	05 %
De 20 001 à 40 000 barils/jour)	15 %
De 40 001 à 60 000 barils/jour)	25 %
De 60 001 à 80 000 barils/jour)	35 %
De 80 001 à 100 000 barils/jour	45 %
Supérieur à 100 000 barils/jour	50 %

L'art 8.4 s'applique aux contrats qui comportent une formule de rémunération de type (Pi = K*a-b) ou (Pi = a-b).

Dans ce genre de contrats, le partenaire aura une part de (Pi) comprenant d'une part, sa rémunération, qui est fonction de son niveau de participation, et d'autre part, le remboursement des dépenses d'investissements réalisées.

e. Cas des contrats d'association en participation (article 8.5 du décret exécutif n° 06-440)

Dans les cas précédents, il s'agissait de contrats de partage de production que l'on appelle communément PSCs. Ici, il s'agit d'un autre type de contrat d'association avec Sonatrach prévu par la loi n° 86-14.

Dans ce cas d'espèce, le taux de la TPE dépend également de « la moyenne de la part de production des hydrocarbures liquides et gazeux de l'associé étranger durant le mois civil ».

Les différents taux sont repris dans ce barème progressif :

NIVEAU DE PRODUCTION	TAUX DE LA TPE
Inférieur ou égal à 20 000 barils/jour	05 %
De 20 001 à 40 000 barils/jour)	15 %
De 40 001 à 60 000 barils/jour)	25 %
De 60 001 à 80 000 barils/jour)	35 %
De 80 001 à 100 000 barils/jour	45 %
Supérieur à 100 000 barils/jour	50 %

1.12 Régime fiscal des activités aval dans le cadre de la loi n° 05-07

1.12.1 Impositions

Les activités d'aval pétrolier (transport par canalisation des hydrocarbures, raffinage, liquéfaction de gaz et séparation de GPL) vont désormais être assujetties à la fiscalité de droit commun applicable aux sociétés de capitaux en général, et seront donc soumises aux impôts et taxes actuellement en vigueur, à savoir :

- l'impôt sur le bénéfice des sociétés (IBS) calculé à raison de 25 % du bénéfice net annuel avant impôt, avec éligibilité au taux réduit de 12,5 % pour les bénéfices réinvestis ;
- la taxe sur l'activité professionnelle calculée au taux de 2 % sur le chiffre d'affaires imposable hors taxes. Certaines opérations limitativement énumérées bénéficient de réfections allant de 30 à 75 %.

Les opérateurs sont autorisés à consolider leurs résultats concernant les activités hydrocarbures, électricité et distribution de gaz, étant entendu que dans ce cas, les taux applicables sont ceux de l'ICR, c'est-à-dire le taux plein de 30% et le taux réduit de 15%.

1.12.2 Exonérations

Les activités de transport par canalisation des hydrocarbures, de liquéfaction de gaz et de séparation des gaz de pétrole liquéfiés sont exonérées des impôts et taxes suivants :

- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) sur les biens et services exclusivement destinés aux activités citées ci-dessus ;
- les droits, taxes et redevances douanières sur les importations de biens, matières et produits destinés à être affectés et utilisés exclusivement dans les activités citées ci-dessus.

Il était prévu qu'une liste des biens et équipements objet de ces exonérations serait établie par voie réglementaire. Celle-ci n'a pas encore été publiée.

1.13 Obligations comptables et contrôle des changes

Le contractant¹⁰ devra tenir une comptabilité distincte pour chacun des périmètres d'exploitation, permettant d'établir des comptes « valeur ajoutée » et « résultats d'exploitation » et un bilan faisant ressortir les résultats desdites activités.

La durée de l'exercice est de douze (12) mois qui doit coïncider avec une année civile. Si cette durée est inférieure à douze (12) mois, l'exercice doit être compris dans la même année civile.

Les opérateurs étrangers non résidents sont tenus d'importer en Algérie et de céder à la Banque d'Algérie les devises convertibles nécessaires pour le paiement des impôts et taxes dus.

¹⁰ L'entreprise nationale Sonatrach - SPA ou l'entreprise nationale Sonatrach - SPA et toute personne signataire du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures.

Est non résident au sens de la loi, toute personne¹¹ dont le siège social est à l'étranger.

À cet effet, la succursale en Algérie d'une personne non résidente est considérée comme non résidente au sens de la réglementation des changes, elle doit donc être financée au moyen de devises convertibles importées.

De même, les opérateurs non résidents ont le droit de conserver à l'étranger ou de transférer librement hors d'Algérie les revenus dérivés de leurs activités dans le cadre des contrats conclus.

¹¹ Toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée ou publique algérienne, y compris l'entreprise nationale Sonatrach - SPA, disposant des capacités financières et/ou techniques requises par la présente loi et par les textes réglementaires pris pour son application.

ANNEXES

Loi n° 05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Ordonnance n° 2006-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 2005-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 12, 17, 18, 119, 122-24 et 126 ;

Vu l'ordonnance n° 66-154 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code de procédure civile ;

Vu l'ordonnance n° 66-155 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code de procédure pénale ;

Vu l'ordonnance n° 66-156 du 8 juin 1966, modifiée et complétée, portant code pénal ;

Vu l'ordonnance n° 75-58 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code civil ;

Vu l'ordonnance n° 75-59 du 26 septembre 1975, modifiée et complétée, portant code de commerce ;

Vu l'ordonnance n° 75-74 du 12 novembre 1975, modifiée, portant établissement du cadastre général et institution du livre foncier ;

Vu l'ordonnance n° 76-80 du 23 octobre 1976, modifiée et complétée, portant code maritime ;

Vu l'ordonnance n° 76-101 du 9 décembre 1976, modifiée et complétée, portant code des impôts directs et taxes assimilées ;

Vu la loi n° 79-07 du 21 juillet 1979, modifiée et complétée, portant code des douanes ;

Vu la loi n° 81-10 du 11 juillet 1981 relative aux conditions d'emploi des travailleurs étrangers ;

Vu la loi n° 83-13 du 2 juillet 1983, modifiée et complétée, relative aux accidents du travail et aux maladies professionnelles ;

Vu la loi n° 83-17 du 16 juillet 1983, modifiée et complétée, portant code des eaux ;

Vu l'ordonnance n° 84-02 du 8 septembre 1984 portant définition, composition, formation et gestion du domaine militaire ;

Vu la loi n° 84-12 du 23 juin 1984, modifiée et complétée, portant régime général des forêts ;

Vu la loi n° 84-17 du 7 juillet 1984, modifiée et complétée, relative aux lois de finances ;

Vu la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, relative aux activités de prospection, de recherche, d'exploitation et de transport par canalisation des hydrocarbures ;

Vu la loi n° 88-07 du 26 janvier 1988 relative à l'hygiène, à la sécurité et à la médecine du travail ;

Vu la loi n° 90-08 du 7 avril 1990 relative à la commune ;

Vu la loi n° 90-09 du 7 avril 1990 relative à la wilaya ;
Vu la loi n° 90-11 du 21 avril 1990, modifiée et complétée, relative aux relations de travail ;
Vu la loi n° 90-25 du 18 novembre 1990, modifiée et complétée, portant orientation foncière ;
Vu la loi n° 90-30 du 1er décembre 1990 portant loi domaniale ;
Vu la loi n° 91-11 du 27 avril 1991, modifiée, fixant les règles relatives à l'expropriation pour cause d'utilité publique ;
Vu le décret législatif n° 94-07 du 7 Dhou El Hidja 1414 correspondant au 18 mai 1994, modifié, relatif aux conditions de la production architecturale et à l'exercice de la profession d'architecte ;
Vu l'ordonnance n° 95-04 du 19 Chaâbane 1415 correspondant au 21 janvier 1995 portant approbation de la convention pour le règlement des différends relatifs aux investissements entre les Etats et les ressortissants d'autres Etats ;
Vu l'ordonnance n° 95-05 du 19 Chaâbane 1415 correspondant au 21 janvier 1995 portant approbation de la convention portant création de l'agence internationale de garantie des investissements ;
Vu l'ordonnance n° 95-07 du 23 Chaâbane 1415 correspondant au 25 janvier 1995 relative aux assurances ;
Vu l'ordonnance n° 95-20 du 19 Safar 1416 correspondant au 17 juillet 1995 relative à la Cour des comptes ;
Vu l'ordonnance n° 96-05 du 19 Chaâbane 1416 correspondant au 10 janvier 1996 portant approbation de la convention des Nations unies sur le droit de la mer ;
Vu l'ordonnance n° 96-22 du 23 Safar 1417 correspondant au 9 juillet 1996, modifiée et complétée, relative à la répression de l'infraction à la législation et à la réglementation des changes et des mouvements de capitaux de et vers l'étranger ;
Vu la loi n° 98-04 du 20 Safar 1419 correspondant au 15 juin 1998 relative à la protection du patrimoine culturel ;
Vu la loi n° 01-10 du 11 Rabie Ethani 1422 correspondant au 3 juillet 2001 portant loi minière ;
Vu l'ordonnance n° 01-03 du Aouel Joumada Ethania 1422 correspondant au 20 août 2001 relative au développement de l'investissement ;
Vu l'ordonnance n° 01-04 du Aouel Joumada Ethania 1422 correspondant au 20 août 2001 relative à l'organisation, la gestion et la privatisation des entreprises publiques économiques ;
Vu la loi n° 01-20 du 27 Ramadhan 1422 correspondant au 12 décembre 2001 relative à l'aménagement et au développement durable du territoire ;

Vu la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation ;
Vu la loi n° 03-10 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la protection de l'environnement dans le cadre du développement durable ;
Vu l'ordonnance n° 03-03 du 19 Joumada El Oula 1424 correspondant au 19 juillet 2003 relative à la concurrence ;
Vu l'ordonnance n° 03-11 du 27 Joumada Ethania 1424 correspondant au 26 août 2003 relative à la monnaie et au crédit ;
Vu la loi n° 04-08 du 27 Joumada Ethania 1425 correspondant au 14 août 2004 relative aux conditions d'exercice des activités commerciales ;
Vu la loi n° 04-20 du 13 Dhou El Kaada 1425 correspondant au 25 décembre 2004 relative à la prévention des risques majeurs et à la gestion des catastrophes dans le cadre du développement durable ;
Vu la loi n° 04-21 du 17 Dhou El Kaada 1425 correspondant au 29 décembre 2004 portant loi de finances pour 2005 ;

Après adoption par le Parlement ;

Promulgue la loi dont la teneur suit :

TITRE I DISPOSITIONS GENERALES ET DEFINITIONS

Article 1er. — La présente loi a pour objet de définir :

- le régime juridique des activités de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de raffinage, de transformation des hydrocarbures, de commercialisation, de stockage, de distribution des produits pétroliers ainsi que des ouvrages et installations permettant leur exercice ;
- le cadre institutionnel permettant d'exercer les activités susvisées ;
- les droits et obligations des personnes exerçant une ou plusieurs des activités susvisées.

Art. 2. — La mise en place du cadre institutionnel susvisé conduit à appliquer le principe de mobilité et d'adaptabilité qui caractérise l'action de l'Etat, et dès lors à restituer à ce dernier celles de ses prérogatives autrefois exercées par SONATRACH - S.P.A.

Ainsi déchargée d'une mission qui contredit et entrave sa vocation économique naturelle, SONATRACH - S.P.A bénéficie, en vertu même de la présente loi, d'un renforcement accru et d'une pérennisation de son

rôle fondamental dans la création de richesses au bénéfice de la collectivité nationale.

Art. 3. — Les substances et les ressources en hydrocarbures découvertes ou non découvertes situées dans le sol et le sous-sol du territoire national et des espaces maritimes relevant de la souveraineté nationale sont propriété de la collectivité nationale, dont l'Etat est l'émanation.

Ces ressources doivent être exploitées en utilisant des moyens efficaces et rationnels afin d'assurer une conservation optimale, tout en respectant les règles de protection de l'environnement.

Art. 4. — Les activités visées à l'article 1er ci-dessus doivent être l'un des vecteurs de l'utilisation et, de la formation des ressources humaines nationales et à ce titre, bénéficient de mesures incitatives prévues par la présente loi.

Art. 5. — Au sens de la présente loi, on entend par :

Amont pétrolier : Les opérations de recherche et d'exploitation des hydrocarbures.

Autorisation de prospection : L'autorisation délivrée par l'agence nationale de valorisation des ressources en hydrocarbures conférant, à son titulaire sur sa demande, le droit non exclusif d'exécuter des travaux de prospection dans un ou plusieurs périmètres.

Aval pétrolier : Les opérations de transport par canalisation, de raffinage, de transformation, de commercialisation, de stockage et de distribution.

Baril : Volume de pétrole brut égal à 158,9 litres aux conditions normales de pression et de température.

Baril équivalent pétrole (b.e.p) : Volume d'hydrocarbures liquides ou gazeux ayant une teneur énergétique de 1.400.000 kilocalories égale à celle d'un baril de pétrole brut.

Client éligible : client qui a le droit de conclure des contrats de fourniture de gaz naturel avec un producteur, un distributeur ou un agent commercial de son choix, et à ces fins, il a un droit d'accès sur le réseau de transport et/ou de distribution.

Client non éligible : Client n'ayant pas le droit de conclure des contrats de fourniture de gaz naturel avec un producteur, un distributeur ou un agent commercial de son choix de par la quantité qu'il consomme. C'est le client du distributeur actuel (opérateur historique) et il n'a pas le droit d'accès au réseau de transport et/ou de distribution.

Collectes et dessertes : Réseaux de conduites enterrées ou aériennes de différents diamètres permettant d'acheminer les hydrocarbures dans un

champ entre les puits et les installations de traitement et de stockage dans le champ ou, d'acheminer des fluides entre les installations de réinjection et les puits injecteurs.

Sont aussi considérées comme collectes, les conduites enterrées ou aériennes permettant d'acheminer les hydrocarbures entre les stockages sur champ et les réseaux de transport par canalisation.

Commercialisation : L'achat et la vente d'hydrocarbures et de produits pétroliers.

Conservation : Mode d'exploitation des gisements assurant, à un coût aussi bas que possible, un niveau de production aussi élevé que possible compatible avec un taux de récupération des réserves le plus élevé possible.

Concession : Acte par lequel le ministre chargé des hydrocarbures autorise le concessionnaire à construire et à exploiter pour une durée déterminée des ouvrages de transport par canalisation sous réserve d'exécuter les obligations mises à sa charge dans ledit acte.

Concessionnaire : La personne qui bénéficie, à ses risques, frais et périls, d'une concession de transport par canalisation.

Contractant : La ou les personnes signataires du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures.

Contrat de recherche et/ou d'exploitation ou contrat : Contrat permettant de réaliser les activités de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures conformément à la présente loi.

Contrat d'association : Les contrats de recherche et/ou d'exploitation des hydrocarbures conclus entre SONATRACH - S.P.A et un ou plusieurs partenaires étrangers sous le régime de la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, susvisée avant la date de publication de la présente loi.

Cyclage : Opération qui concerne les gisements de gaz humides et qui consiste à réinjecter le gaz produit après extraction des fractions liquides (condensât) et éventuellement de GPL afin d'améliorer la récupération de ces fractions liquides.

Distribution : Toute activité de vente en gros ou en détail de produits pétroliers.

Espace maritime : Les eaux territoriales ainsi que le plateau continental et la zone économique exclusive, tels que définis par la législation algérienne.

Exploitation : Les travaux permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures, pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation.

Force majeure : Tout événement prouvé, imprévisible, irrésistible et extérieur à la volonté de la partie qui l'invoque, qui rend momentanément

ou définitivement impossible l'exécution par cette dernière de l'une ou de plusieurs de ses obligations contractuelles.

Gaz associés : Les hydrocarbures gazeux associés de quelque façon que ce soit à un réservoir contenant des hydrocarbures liquides.

Gaz humide : Hydrocarbures gazeux contenant en quantité suffisante une fraction d'éléments devenant liquides à la pression et à la température ambiante, justifiant la réalisation d'une installation de récupération de ces liquides.

Gaz naturel ou gaz : Tous les hydrocarbures gazeux produits à partir de puits y compris le gaz humide et le gaz sec qui peuvent être associés ou non associés à des hydrocarbures liquides et le gaz résiduaire qui est obtenu après l'extraction des liquides de gaz naturel. Les spécifications de ce gaz doivent être conformes aux spécifications algériennes du gaz de vente.

Gaz non associés : tous les hydrocarbures gazeux, qu'ils soient humides ou secs, qui :

— sont produits à la tête du puits et qui contiennent plus de 100 MCF (millier de pieds cubes) de gaz pour chaque baril de pétrole brut ou de liquide de gaz naturel produit par ce réservoir.

— sont produits d'un réservoir qualifié comme ne contenant que du gaz même si celui-ci se trouve dans un forage de puits par lequel du pétrole brut est aussi produit par l'intérieur d'une autre colonne de casing ou de tubing.

Gaz de pétrole liquéfié (G.P.L) : Hydrocarbures composés essentiellement d'un mélange de butane et de propane qui n'est pas liquide aux conditions normales.

Gaz sec : Hydrocarbures gazeux contenant essentiellement du méthane, de l'éthane et des gaz inertes.

Gisement : L'aire géographique dont le sous-sol est constitué par un ou plusieurs réservoirs empilés et dont la surface est distincte et séparée d'un ou plusieurs autres réservoirs, d'après les résultats des études géologiques et d'ingénierie.

Gisement commercial : Un gisement d'hydrocarbures que le contractant s'engage à développer et à produire conformément aux termes du contrat.

Hydrocarbures : Les hydrocarbures liquides, gazeux et solides notamment les sables bitumineux et les schistes bitumineux.

Hydrocarbures liquides : Le pétrole brut, les liquides de gaz naturel et les gaz de pétrole liquéfiés.

Indexation : La formule qui tient compte de l'inflation, en vue de maintenir la valeur d'origine. Les indices de base seront les indices en vigueur au début de l'année de publication de la présente loi.

Jours : Jours calendaires.

Marché national : Tous les hydrocarbures nécessaires à la couverture des besoins énergétiques et industriels nationaux à l'exception du gaz pour la réinjection dans les gisements et pour le cyclage.

Marché national du gaz naturel : Constitué de fournisseurs de gaz et de clients nationaux. Ces clients consomment le gaz sur le territoire national.

Opérateur : Toute personne disposant de capacités techniques, chargée de la conduite des opérations pétrolières.

Parcelle : Un carré de huit (8) kilomètres de côté correspondant, en coordonnées U.T.M, à un carré de cinq (5) minutes de côté.

Périmètre : Une partie limitée du domaine minier énergétique relatif aux hydrocarbures, composée d'une ou plusieurs parcelles.

Périmètre contractuel : Une partie limitée du domaine minier énergétique relatif aux hydrocarbures, composée d'une ou plusieurs parcelles, telle que définie à l'entrée en vigueur du contrat.

Périmètre d'exploitation : Le périmètre contractuel moins les périmètres, objet de rendus tels que définis aux articles 38, 39 et 40 de la présente loi.

Personne : Toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée ou publique algérienne, disposant des capacités financières et/ou techniques requises par la présente loi et par les textes réglementaires pris pour son application. Pour les activités de vente en détail, la notion de personne inclut les personnes physiques.

Plan décennal glissant : Le plan qui est établi chaque année pour les dix (10) années suivantes.

Point de mesure : La localisation prévue dans le périmètre d'exploitation où s'effectuera la détermination des quantités d'hydrocarbures extraites.

Principe du libre accès des tiers : Le principe qui permet à toute personne tierce de bénéficier du droit d'accès aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage dans la limite des capacités disponibles, moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire et à condition que les produits concernés satisfassent aux spécifications techniques relatives à ces infrastructures.

Produits pétroliers : Tous les produits résultant des opérations de raffinage ainsi que les produits résultant de la séparation des gaz de pétrole liquéfiés.

Prospection : Les travaux permettant la détection d'hydrocarbures, notamment par l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques, y compris les forages stratigraphiques.

Raffinage : Opérations qui séparent le pétrole ou le condensât en produits liquides ou gazeux aptes à l'utilisation directe.

Recherche : L'ensemble des activités de prospection ainsi que les forages visant à mettre en évidence les gisements d'hydrocarbures.

Récupération primaire : L'extraction de réserves d'hydrocarbures au moyen des forces naturelles du réservoir ou des mécanismes de drainage de production.

Récupération secondaire : L'extraction additionnelle de réserves d'hydrocarbures par l'utilisation de méthodes de récupération améliorées notamment l'injection de gaz et/ou l'injection d'eau.

Récupération tertiaire : L'extraction additionnelle, par l'utilisation notamment de l'une des méthodes de récupération améliorées suivantes : thermique, chimique ou miscible, de réserves d'hydrocarbures inaccessibles par les méthodes de récupération primaire et secondaire.

Récupération assistée : L'utilisation de méthodes de récupération secondaire et/ou tertiaire pour récupérer des réserves d'hydrocarbures.

Réserves ultimes : Les hydrocarbures pouvant être produits à partir d'un gisement d'hydrocarbures sans prendre en considération les facteurs économiques.

Réservoir : La partie de la formation géologique poreuse et perméable contenant une accumulation distincte d'hydrocarbures, caractérisée par un système de pression unique telle que la production d'hydrocarbures d'une partie de réservoir affecte la pression du réservoir tout entier.

Stockage : Entreposage en surface ou souterrain des produits pétroliers comprenant notamment les produits raffinés, le butane, le propane et les gaz de pétrole liquéfiés, permettant de constituer des réserves pour assurer l'approvisionnement du marché national pour une durée déterminée.

Les installations permettant cet entreposage ne concernent ni les stockages liés aux canalisations de transport, ni ceux liés aux installations de raffinage, ni ceux liés aux activités d'exploitation sur champ, ni ceux liés aux installations de séparation des gaz de pétrole liquéfiés.

Swap : Procédure permettant d'échanger des obligations de fourniture de gaz sur le marché national entre différents producteurs.

Système de transport par canalisation : Une ou plusieurs canalisations transportant le même effluent, y compris les installations intégrées.

Titre minier : L'acte portant toute autorisation de recherche et/ou d'exploitation d'hydrocarbures; cet acte ne transfère pas de droit de propriété sur le sol ou sur le sous-sol.

Torchage : Opération consistant à brûler à l'atmosphère le gaz naturel.

Tranche annuelle d'investissement : Partie du montant de l'investissement correspondant au pourcentage fixé aux articles 87 et 91 de la présente loi, pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier.

Transformation : Les opérations de séparation des gaz de pétrole liquéfiés, la liquéfaction du gaz, la pétrochimie et la gazochimie.

Transport par canalisation : Le transport des hydrocarbures liquides et gazeux, des produits pétroliers et le stockage y afférent à l'exclusion des réseaux de collecte et de desserte sur les gisements et des réseaux de gaz desservant exclusivement le marché national.

Uplift : Le pourcentage par lequel les tranches annuelles d'investissement sont augmentées pour les besoins du calcul de la taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P). Ce pourcentage "d'Uplift" couvre les coûts opératoires.

Zone : La zone telle que définie à l'article 19 de la présente loi.

Art. 6. — L'exercice des activités visées à l'article 1er, tiret 1er ci-dessus, est un acte de commerce.

Toute personne établie en Algérie ou y disposant d'une succursale, ou organisée sous toute autre forme lui permettant d'être sujet fiscal peut exercer une ou plusieurs desdites activités sous réserve du respect des dispositions de la présente loi, du code de commerce, ainsi que de toutes autres dispositions législatives ou réglementaires en vigueur.

Art. 7. — Le contractant partie à un contrat de recherche et d'exploitation ou d'exploitation seule, ou le titulaire d'une concession de transport par canalisation, peut être rendu bénéficiaire des droits suivants :

— l'acquisition des terrains, des droits annexes et des servitudes, accordés conformément aux dispositions de la

loi n° 01-10 du 11 Rabie Ethani 1422 correspondant au 3 juillet 2001 portant loi minière et à la législation y afférente.

— l'acquisition des droits d'utilisation du domaine maritime, accordés conformément aux dispositions de l'ordonnance n° 76-80 du 23 octobre 1976, modifiée et complétée, portant code maritime.

— l'expropriation conformément à la loi n° 91-11 du 27 avril 1991 fixant les règles relatives à l'expropriation pour cause d'utilité publique complétée par l'article 65 de la loi de finances pour l'année 2005.

Les procédures nécessaires à l'octroi des droits ci-dessus énumérés sont initiées auprès de l'autorité habilitée à conférer ces droits, par l'agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures dans le cas d'une concession de transport par canalisation ou, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) dans le cas d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Les frais inhérents à cette procédure et les coûts en résultant sont à la charge :

— du contractant, dans le cas d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation,

— du concessionnaire, dans le cas d'une concession de transport par canalisation.

Art. 8. — L'importation et la commercialisation des hydrocarbures et produits pétroliers sur le territoire national sont libres sous réserve du respect de la présente loi.

Toute sujétion imposée par l'Etat donne lieu à une subvention dont le montant et les modalités d'octroi sont définis par voie réglementaire. Cette sujétion est à la charge de l'Etat.

Art. 9. — Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel sur le marché national sont établis de façon à :

— inciter les opérateurs à développer des infrastructures nécessaires à la satisfaction de la demande nationale ;

— encourager la consommation des produits pétroliers peu polluants tels que l'essence sans plomb, le gaz naturel comprimé et le GPL carburant, de préférence à d'autres carburants ;

— encourager la consommation du gaz naturel dans les activités économiques de production électrique, industrielle et pétrochimique.

Le prix de vente des produits pétroliers sur le marché national, non compris les taxes, doit inclure le prix du pétrole brut entrée raffinerie, les coûts de raffinage, de transport terrestre et par pipeline, de stockage et de distribution de gros et de détail, plus des marges raisonnables dans chaque activité. Les coûts doivent inclure les amortissements des investissements existants et des nouveaux investissements, ainsi que ceux des renouvellements d'investissements nécessaires à la continuité de ces activités.

Le prix du pétrole brut entrée raffinerie est calculé pour chaque année civile sur la base du prix moyen du pétrole brut à l'exportation sur les dix (10) dernières années civiles basé sur les statistiques du prix du pétrole brut à l'exportation enregistré et publié par le ministère chargé des hydrocarbures.

Les modalités et procédures que doit appliquer l'autorité de régulation des hydrocarbures pour déterminer, au début de chaque année civile, le prix de vente, non compris les taxes, des produits pétroliers pour ladite année civile, sont définies par voie réglementaire. Les modalités et procédures définies par voie réglementaire doivent préciser et identifier les paramètres à ajuster par des formules d'indexation spécifiques à l'activité.

Une fois déterminés, les prix de vente, non compris les taxes, des produits pétroliers sur le marché national, pour l'année civile concernée, sont notifiés par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Art. 10. — Le prix de cession du gaz à des clients éligibles et non éligibles sur le marché national par les producteurs, ne doit inclure que les coûts de production, les coûts des infrastructures nécessaires spécifiquement à la satisfaction du marché national, les coûts d'exploitation des infrastructures d'exportation utilisées pour satisfaire les besoins du marché national, plus des marges raisonnables dans chaque activité.

Les coûts doivent inclure les amortissements des investissements existants et des nouveaux investissements, ainsi que ceux des renouvellements d'investissements spécifiques nécessaires à la continuité de ces activités.

Les modalités et procédures que doit appliquer l'autorité de régulation des hydrocarbures pour déterminer, au début de chaque année civile, le prix de vente sur le marché national, non compris les taxes, du gaz pour la dite année civile sont définies par voie réglementaire.

Les modalités et procédures définies par voie réglementaire doivent préciser et identifier les paramètres à ajuster par des formules d'indexation spécifiques à l'activité.

Une fois déterminés, les prix de vente, non compris les taxes du gaz sur le marché national pour l'année civile concernée sont notifiés par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Un prix identique, non compris les taxes, est appliqué par le producteur de gaz à l'approvisionnement de tous les clients éligibles et non éligibles du marché national. Les clients éligibles s'adressent pour leur raccordement au gestionnaire du réseau de transport du gaz défini par la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisation et sont soumis aux dispositions de ses articles 65 et 68.

Les opérateurs visés dans la loi n° 02-01 du 22 Dhou El Kaada 1422 correspondant au 5 février 2002 portant loi sur l'électricité et la distribution du gaz par canalisation appliquent les tarifs du gaz aux clients tels que définis dans ses articles 100 et 103.

Art. 11. — Le ministre chargé des hydrocarbures veille à la valorisation optimale des ressources nationales d'hydrocarbures. Il est chargé de proposer la politique en matière d'hydrocarbures et de la mettre en oeuvre après son adoption.

Le ministre chargé des hydrocarbures introduit les demandes d'approbation des contrats de recherche et/ou d'exploitation qui sont approuvés par décret pris en conseil des ministres.

Art. 12. — Il est créé deux agences nationales indépendantes dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière dénommées agences hydrocarbures:

— une agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures ci-après désignée " autorité de régulation des hydrocarbures ".

— une agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ci-après désignée " ALNAFT ".

Les agences hydrocarbures ne sont pas soumises aux règles applicables à l'administration notamment en ce qui concerne leur organisation, leur fonctionnement et le statut du personnel qui y exerce.

Les agences hydrocarbures tirent leurs ressources conformément à l'article 15 de la présente loi.

Elles disposent d'un patrimoine propre.

La comptabilité des agences hydrocarbures est tenue sous la forme commerciale. Elles doivent dresser un bilan propre. Elles sont soumises au contrôle de l'Etat conformément à la réglementation en vigueur.

Elles sont régies par les règles commerciales dans leurs relations avec les tiers.

Chaque agence hydrocarbures est dirigée par un comité de direction.

Pour mener à bien sa mission, le comité de direction s'appuie sur des directions spécialisées.

L'agence est dotée de commissaires aux comptes pour le contrôle et l'approbation des comptes de l'agence, désignés conformément à la réglementation en vigueur.

Le comité de direction est composé d'un président et de (5) directeurs nommés par décret présidentiel, sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

Le comité de direction jouit des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de chaque agence hydrocarbures et faire autoriser tout acte et opération relatifs à sa mission.

Les délibérations du comité de direction ne sont validées qu'avec au moins la présence de (3) membres dont le président.

Les délibérations sont adoptées à la majorité simple des membres présents. En cas d'égalité des voix, celle du président est prépondérante.

Le président du comité de direction assure le fonctionnement de l'agence hydrocarbures concernée et assume tous les pouvoirs nécessaires, notamment en matière:

— d'ordonnancement ;

— de nomination et de révocation de tous employés et agents ;

— de rémunération de personnel ;

- d'administration des biens sociaux ;
- d'acquisition, d'échange ou d'aliénation des biens meubles ou immeubles ;
- de représenter le comité devant la justice ;
- d'accepter la main levée d'inscriptions ;
- de saisie ;
- d'opposition et d'autres droits avant ou après paiement ;
- d'arrêt d'inventaire et de comptes ;
- de représenter l'agence dans les actes de la vie civile.

Le président peut subdéléguer sous sa responsabilité tout ou partie de ses pouvoirs.

La rémunération du président et des membres du comité de direction est fixée par voie réglementaire. Le système de rémunération du personnel de chaque agence est défini par le règlement intérieur de chaque agence.

La fonction de membre du comité de direction est incompatible avec toute activité professionnelle, tout mandat électif national ou local, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte d'intérêts dans une entreprise du secteur des hydrocarbures.

Tout membre du comité de direction exerçant une des activités mentionnées ci-dessus est déclaré démissionnaire d'office, après consultation du comité de direction par décret présidentiel.

Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

Tout membre du conseil de direction ayant fait l'objet d'une condamnation judiciaire infamante, devenue définitive, est déclaré démissionnaire d'office après consultation du comité de direction, par décret présidentiel.

Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

A la fin de leur mission, les membres du comité de direction ne peuvent exercer une activité professionnelle dans les entreprises du secteur des hydrocarbures pendant une période de deux (2) ans.

Il est institué, auprès de chaque agence hydrocarbures, un organe consultatif dénommé " conseil consultatif ".

Il est composé de deux représentants des départements ministériels concernés et éventuellement de toutes les parties intéressées (opérateurs, consommateurs, travailleurs).

Chaque partie délègue son ou ses représentants. Le conseil consultatif formule des avis sur les activités du comité de direction. Le comité de direction assiste aux travaux du conseil consultatif. La composition et le fonctionnement du conseil consultatif sont fixés par voie réglementaire.

Le comité de direction adopte son règlement intérieur qui fixe l'organisation interne, le mode de fonctionnement et les statuts du personnel.

Les membres du comité de direction et agents de l'agence hydrocarbures exercent leurs fonctions en toute transparence, impartialité et indépendance.

Les membres du comité de direction, du conseil consultatif et les employés de l'agence hydrocarbures sont soumis au secret professionnel, hormis le cas où ils sont appelés à rendre témoignage en justice.

Le non-respect du secret professionnel établi par une décision de justice définitive entraîne la cessation d'office des fonctions au sein de l'agence hydrocarbures.

Le remplacement s'effectue conformément aux dispositions de la présente loi. L'autorité de régulation des hydrocarbures organise en son sein un service de conciliation pour les différends résultant de l'application de la réglementation et notamment celle relative à l'accès au système de transport par canalisation et de stockage des produits pétroliers et aux tarifs. L'autorité de régulation des hydrocarbures établit un règlement intérieur pour le fonctionnement de ce service.

Art. 13. — L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée notamment de veiller au respect :

- * de la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi ;

- * de la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage.

- * de la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement et de prévention et gestion des risques majeurs ;

- * du cahier des charges de la construction des infrastructures de transport par canalisation et de stockage ;

- * de l'application de normes et de standards établis sur la base de la meilleure pratique internationale, ces normes et standards sont définis par voie réglementaire ;

- * de l'application des pénalités et amendes payables au Trésor public en cas d'infraction aux lois et règlements relatifs à :

- la réglementation technique applicable aux activités régies par la présente loi ;

- la réglementation relative à l'application des tarifs et du principe de libre accès des tiers aux infrastructures de transport par canalisation et de stockage,

— la réglementation en matière d'hygiène, de sécurité industrielle et d'environnement.

Les montants et les modalités d'application des amendes et pénalités, prévues au présent article, sont définis par voie réglementaire.

Elle est aussi chargée :

— d'étudier les demandes d'attribution de concession de transport par canalisation et de soumettre des recommandations au ministre chargé des hydrocarbures.

— de recommander, au ministre chargé des hydrocarbures, le retrait d'une concession de transport par canalisation en cas de manquements graves aux dispositions prévues par le contrat de concession selon les conditions définies par voie réglementaire ;

— de gérer la caisse de péréquation et de compensation des tarifs de transport des hydrocarbures et des produits pétroliers dont les modalités de fonctionnement sont fixées par voie réglementaire;

— de collaborer avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaborer des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures.

Art. 14. — L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est chargée notamment :

— de la promotion des investissements dans la recherche et l'exploitation des hydrocarbures,

— de la gestion et la mise à jour des banques de données concernant la recherche et l'exploitation des hydrocarbures,

— de délivrer les autorisations de prospection,

— de procéder à des appels à la concurrence et d'évaluer les offres concernant les activités de recherche et/ou d'exploitation,

— de l'attribution des périmètres de recherche et des périmètres d'exploitation et de la conclusion de contrats de recherche et/ou d'exploitation,

— du suivi et du contrôle, en sa qualité de partie contractante, de l'exécution des contrats de recherche et/ou d'exploitation conformément aux dispositions de la présente loi,

— de l'étude et de l'approbation des plans de développement et de leurs mises à jour périodiques,

— de s'assurer que l'exploitation des ressources en hydrocarbures est réalisée en respectant une conservation optimale,

— de la détermination et de la collecte de la redevance et de son reversement au Trésor public dès le jour ouvrable suivant sa réception, après déduction des montants définis à l'article 15 ci-dessous,

— de promouvoir l'échange d'informations concernant le marché du gaz,

- de s'assurer que l'opérateur, tel que défini à l'article 29 ci-dessous, s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier, de la taxe superficielle prévues au titre VIII de la présente loi, ainsi que le cas échéant, des paiements des taxes concernant le torchage du gaz et l'utilisation de l'eau conformément aux articles 52 et 53 ci-dessous,
- d'aider à la promotion de l'industrie nationale,
- d'encourager les activités de recherche et de développement,
- de collaborer avec le ministre chargé des hydrocarbures en matière de politique sectorielle et d'élaborer des textes réglementaires régissant les activités hydrocarbures,
- de procéder à la consolidation d'un plan à moyen et long terme du secteur des hydrocarbures à partir des plans à moyen et long terme des contractants et de le transmettre au ministre chargé des hydrocarbures annuellement, au mois de janvier,
- d'échanger des informations fiscales concernant les contrats de recherche et/ou d'exploitation avec l'administration fiscale.

Art. 15. — L'alimentation des budgets des deux agences visées à l'article 12 ci-dessus est assurée au moyen de :

- zéro virgule cinq pour cent (0,5%) du produit de la redevance visée aux articles 25, 26 et 85 de la présente loi qui est versé dans le compte d'ALNAFT. Le ministre chargé des hydrocarbures veille à la répartition dans le cadre de l'approbation des budgets de chaque agence hydrocarbures,
- la rémunération des prestations fournies par les deux agences hydrocarbures,
- tout autre produit lié à leurs activités.

Les budgets et bilans de ces deux agences hydrocarbures sont approuvés par le ministre chargé des hydrocarbures.

Pour les six (6) premiers mois de fonctionnement de ces deux agences hydrocarbures, le Trésor public mettra à leur disposition une avance remboursable leur permettant d'exercer leurs activités.

Les modalités de libération et de remboursement de cette avance sont fixées par une convention du Trésor public avec l'agence concernée.

Art. 16. — Outre les dispositions prévues par les lois et règlements en vigueur concernant la sécurité industrielle, les activités régies par la présente loi doivent être conduites par les contractants et opérateurs de manière à prévenir tous risques qui leur sont inhérents.

Art. 17. — Dans l'exercice des activités, objet de la présente loi, est observé le plus strict respect des obligations et prescriptions afférentes:

- à la sécurité et à la santé des personnels ;
- à l'hygiène et à la salubrité publique ;
- aux caractéristiques essentielles du milieu environnant terrestre ou maritime,
- aux intérêts archéologiques ;
- au contenu des lois et règlements en vigueur en matière de protection de l'environnement.

Art. 18. — Toute personne doit, avant d'entreprendre toute activité objet de la présente loi, préparer et soumettre à l'approbation de l'autorité de régulation des hydrocarbures une étude d'impact environnemental et un plan de gestion de l'environnement comprenant obligatoirement la description des mesures de prévention et de gestion des risques environnementaux associés auxdites activités conformément à la législation et à la réglementation en vigueur en matière d'environnement. L'autorité de régulation des hydrocarbures est chargée de coordonner ces études en liaison avec le ministère chargé de l'environnement et d'obtenir le visa correspondant aux contractants et opérateurs concernés.

TITRE II

AMONT PETROLIER DE LA PROSPECTION, DE LA RECHERCHE ET DE L'EXPLOITATION DES HYDROCARBURES

Art. 19. — Pour les besoins de la recherche et de l'exploitation, le domaine minier national relatif aux hydrocarbures est partagé en quatre (4) zones appelées zones A, B, C, D. Cette subdivision est précisée par voie réglementaire.

Aucun changement de délimitation des zones ne peut être rétroactif. Le domaine minier national relatif aux hydrocarbures est subdivisé en parcelles qui sont l'unité de base pour la détermination des périmètres, objet d'autorisation de prospection et de contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Le nombre de parcelles composant chaque périmètre et la géométrie de ce périmètre sont établis par voie réglementaire.

Les tailles maxima des périmètres de chaque zone et les programmes minima de travaux sont établies par voie réglementaire.

Art. 20. — L'autorisation de prospection peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres. Cette

autorisation de prospection est délivrée pour une durée maximale de deux (2) années, selon des procédures et conditions établies par voie réglementaire.

Art. 21. — Le contrat de recherche et/ou d'exploitation a la primauté sur l'autorisation de prospection.

En conséquence, toute parcelle concernée par un contrat de recherche et/ou d'exploitation est *de facto* exclue du ou des périmètres, objet de l'autorisation de prospection.

Art. 22. — Toutes données et résultats issus des travaux de prospection doivent être mis à la disposition de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) selon des procédures établies par voie réglementaire.

Art. 23. — Les activités de recherche et/ou d'exploitation sont réalisées sur le fondement d'un titre minier délivré exclusivement à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) selon des conditions fixées par voie réglementaire. Pour exercer lesdites activités, toute personne doit, au préalable, conclure un contrat avec l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), conformément aux dispositions de la présente loi.

Art. 24. — Le contrat de recherche et d'exploitation confère au contractant le droit exclusif d'exercer dans le périmètre défini par ledit contrat :

— des activités de recherche ;

— des activités d'exploitation, en cas de découverte déclarée commerciale par le contractant et après approbation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) du plan de développement relatif à ladite découverte.

Le contrat d'exploitation relatif à un ou plusieurs gisements déjà découverts confère au contractant le droit exclusif d'exercer dans le périmètre défini par ledit contrat des activités d'exploitation, conformément au plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Pour tous les types de contrats définis ci-dessus, le contractant peut exercer des activités de recherche dans le périmètre d'exploitation et doit recourir à l'utilisation de toute méthode appropriée de récupération, conformément à l'article 3 de la présente loi.

Art. 25. — Les hydrocarbures extraits, dans le cadre d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, sont propriété du contractant au point de mesure et soumis à une redevance selon les termes et conditions établis par ledit contrat.

Cette redevance est réglée par chèque bancaire ou par tout autre instrument de paiement autorisé et pouvant s'effectuer au moyen de transfert de fonds électronique.

Art. 26. — La redevance est établie sur la base des quantités d'hydrocarbures produites et décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure.

Sont exclues pour le calcul de cette redevance les quantités d'hydrocarbures qui sont :

— soit consommées pour les besoins directs de la production ;
— soit perdues avant le point de mesure ;

— soit réintroduites dans le ou les gisements, à condition que ces gisements aient fait l'objet d'un seul et même contrat.

Les quantités d'hydrocarbures consommées ou perdues exclues du calcul de la redevance doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles et faire l'objet de justification.

Art. 27. — Le contrat de recherche et/ou d'exploitation ne donne pas de droit de propriété sur le sol défini par ledit contrat.

Art. 28. — Les gisements d'hydrocarbures et les puits sont immeubles mais ne sont pas susceptibles d'hypothèque.

Art. 29. — Si le contractant est composé de plus d'une personne, le contrat spécifie laquelle des personnes est l'opérateur. Tout changement d'opérateur doit être soumis à l'accord préalable de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Art. 30. — Le contrat de recherche et/ou d'exploitation ainsi que tout avenant à ce contrat est signé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), et par le contractant.

Le contrat visé ci-dessus ainsi que tout avenant à ce contrat est approuvé par décret pris en conseil des ministres et entre en vigueur à la date de la publication du décret d'approbation au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Cette date est désignée par "date d'entrée en vigueur". Le contractant et l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sont désignés "Parties contractantes".

Art. 31. — La personne constituant le contractant ou les personnes regroupées en " contractant " peuvent, individuellement ou conjointement, transférer tout ou partie de leurs droits et obligations dans le contrat entre elles ou à toute autre personne. Ce transfert, pour être valable, doit être préalablement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et concrétisé par un avenant à ce contrat qui est approuvé conformément aux dispositions de l'article 30 ci-dessus.

Dans tous les cas, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) donne un droit de préemption à SONATRACH - S.P.A qui doit l'exercer dans un délai n'excédant pas 90 jours à compter de la date de notification de ce transfert par ALNAFT.

Tout transfert est soumis au paiement au Trésor public, par la ou les personnes cédantes, d'un droit non déductible, dont le montant est égal à un pour cent (1%) de la valeur de la transaction. Le mode de calcul et de liquidation de ce droit est précisé par voie réglementaire.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger à ces dispositions pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures.

Art. 32. — Le contrat de recherche et/ou d'exploitation est conclu suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire.

Cette voie réglementaire définit, en particulier :

- les critères et les règles de pré-qualification ;
- les procédures de sélection des périmètres à offrir en concurrence ;
- les procédures de soumission des offres,
- les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats.

Les contrats de recherche et/ou d'exploitation fournis pour chaque appel à la concurrence sont approuvés par décision du ministre chargé des hydrocarbures.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, déroger à ces dispositions pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures.

Art. 33. — Pour chacun des périmètres, objet de l'appel à la concurrence, en vue de la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures

(ALNAFT) détermine et signifie, au cas par cas, lequel parmi les critères suivants est retenu comme critère unique de sélection des offres :

- programme minimum des travaux prévu durant la première phase de recherche ;
- montant non déductible du *bonus* à payer au Trésor public à la signature du contrat ;
- taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la présente loi.

L'ouverture des plis est publique et le contrat est conclu immédiatement avec le mieux disant.

Art. 34. — Pour les besoins de la conclusion des contrats d'exploitation concernant les gisements déjà découverts, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) lance un appel à la concurrence en deux phases :

* une première phase dite technique, destinée à définir l'offre technique de référence qui sert de base pour l'établissement de l'offre économique, et qui doit répondre aux critères définis par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), se composant notamment :

- du pourcentage de récupération des volumes en place,
- de l'optimisation de la production,
- des capacités des installations de production,
- des délais de réalisation des investissements nécessaires,
- du montant minimum d'investissement garanti, basé sur des coûts standards communiqués par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

* une deuxième phase dite économique, destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine et signifie, dès le lancement de la première phase, lequel parmi les deux critères suivants est retenu comme critère unique de sélection :

- le taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la présente loi, ou
- le montant non déductible du *bonus* à payer au Trésor public à la signature du contrat.

L'ouverture des plis concernant la phase économique est publique et le contrat est conclu immédiatement avec le mieux disant.

Art. 35. — Le contrat de recherche et d'exploitation comprend deux (2) périodes : une période de recherche et une période d'exploitation.

La durée du contrat de recherche et d'exploitation est de trente deux (32) ans et comprend :

* une période de recherche de sept (7) ans à compter de la date d'entrée en vigueur, sous réserve des dispositions des articles 37 et 42 ci-dessous, avec une phase initiale de trois (3) ans. Cette phase initiale est désignée comme première phase de recherche, elle est suivie d'une deuxième et d'une troisième phase de recherche, qui ont chacune une durée de deux (2) ans,

* une période d'exploitation correspondant à la durée totale du contrat diminuée de la période de recherche effectivement utilisée.

Cette durée de trente deux (32) ans est augmentée de toute période de rétention utilisée conformément à l'article 42 ci-dessous.

Pour les gisements de gaz sec, une période de cinq (5) ans supplémentaire est ajoutée à la période d'exploitation.

Art. 36. — Pour un contrat d'exploitation concernant un gisement déjà découvert, la durée est de vingt cinq (25) ans à partir de la date d'entrée en vigueur. Cette durée est de trente (30) ans dans le cas d'un gisement de gaz sec.

Art. 37. — Au terme de la période de recherche, il est automatiquement mis fin au contrat de recherche et de plein droit si le contractant n'a pas déclaré de gisement commercial ou s'il n'a pas sélectionné un périmètre, sujet à l'application de l'article 42 ci-dessous.

Le contractant peut prétendre à une extension exceptionnelle de la période de recherche d'une durée maximale de six (6) mois, pour lui permettre d'achever le forage et/ou l'évaluation d'un puits de recherche qui aura été initié au cours des trois (3) derniers mois avant l'expiration de la période de recherche. Cette extension sera accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sur demande motivée du contractant, exprimée avant la fin de la période de recherche.

Art. 38. — Le périmètre contractuel à l'exclusion de périmètres d'exploitation ou de périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42 ci-dessous, est réduit de trente pour cent (30%) à la fin de la première phase de la période de recherche. Le périmètre restant à l'exclusion de périmètres d'exploitation ou de périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42 ci-dessous, est réduit de trente pour cent (30%) à la fin de la seconde phase de la période de recherche.

Art. 39. — Au terme de la période de recherche ou de l'extension exceptionnelle définie à l'article 37 ci-dessus, le contractant doit remettre à la disposition de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), tout le périmètre contractuel à l'exclusion du ou des périmètres d'exploitation, et/ou du périmètre ou des périmètres ayant fait l'objet de l'application de l'article 42 ci-dessous.

Art. 40. — Le contractant peut renoncer totalement ou partiellement à son contrat durant la période de recherche s'il a déjà rempli les conditions et obligations dudit contrat et les conditions et obligations résultant de la présente loi et des textes pris pour son application.

Art. 41. — Les procédures de sélection et de délimitation :
— des périmètres sujets à l'application de l'article 42 ci-dessous,
— des périmètres d'exploitation,
— des périmètres des rendus, sont déterminés par voie réglementaire.

Art. 42. — Dans le cas où le contractant découvre un ou plusieurs gisements d'hydrocarbures, pour lesquels il ne peut présenter de déclaration de gisement commercial durant la période de recherche en raison de limitation ou d'absence avérées d'infrastructures de transport par canalisation ou de l'absence vérifiable de marché pour la production de gaz, il peut notifier par écrit à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) avant la fin de la période de recherche, sa décision de garder une surface couvrant le ou lesdits gisements pour une période de rétention de :

— trois (3) ans maximum à partir de la date de réception de ladite notification pour les gisements de pétrole ou de gaz humide,
— cinq (5) ans maximum à partir de la date de réception de ladite notification pour les gisements de gaz sec.

La détermination du périmètre délimitant le ou lesdits gisements, ainsi que les études concernant l'absence ou la limitation des infrastructures de transport par canalisation et l'absence de marché pour le gaz, doivent être approuvées par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

La période de rétention effectivement utilisée ne peut s'ajouter qu'à la période de recherche.

Art. 43. — Le contrat de recherche et d'exploitation doit spécifier le programme minimum de travaux que le contractant s'engage à réaliser pour chacune des phases de la période de recherche.

Le contrat de recherche et d'exploitation doit aussi spécifier le montant de la garantie bancaire de bonne exécution, payable en Algérie sur simple demande de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), établie par une institution financière de premier ordre acceptée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), couvrant le montant des travaux minimum à réaliser par le contractant durant chaque phase de recherche.

Art. 44. — L'Etat n'assume aucune obligation de financement ni de garantie de financement et n'est en aucun cas responsable vis-à-vis des tiers dans le cadre de l'exécution du contrat.

Le contractant assure la mobilisation des ressources techniques et financières et des équipements nécessaires à l'exécution du contrat. L'ensemble des dépenses nécessaires à l'exécution du contrat est à la charge du contractant.

Art. 45. — Le contractant doit satisfaire notamment aux normes et standards édictés par la réglementation en matière de :

- sécurité industrielle,
- protection de l'environnement,
- technique opérationnelle.

Il doit aussi fournir, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), régulièrement et sans retard, toutes les données et résultats obtenus dans le cadre de l'exécution du contrat, ainsi que tous les rapports requis par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), dans les formes et aux fréquences qui sont établies par les procédures publiées de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Art. 46. — Le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier d'une autorisation de production anticipée à partir d'un ou plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas douze (12) mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Cette autorisation doit permettre au contractant de préciser les caractéristiques nécessaires à l'élaboration du plan de développement.

Cette production anticipée est soumise au régime fiscal de la présente loi.

Art. 47. — Avec la notification de déclaration de commercialité, le contractant doit soumettre à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) un projet de plan de développement accompagné d'une estimation des coûts de développement et d'une délimitation du périmètre d'exploitation. Un budget doit être fourni annuellement.

Pour être réalisé, ce projet doit être approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Toute modification du plan de développement proposée doit aussi faire l'objet d'une approbation préalable de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures.

Le budget annuel doit aussi faire l'objet d'une approbation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Le plan de développement doit spécifier le ou les points de mesure, dans le périmètre d'exploitation, où est déterminé le volume d'hydrocarbures retenu pour les besoins du calcul de la redevance.

Art. 48. — Chaque contrat de recherche et d'exploitation contient une clause qui ouvre à SONATRACH - S.P.A, quand elle n'est pas contractante, une option de participation à l'exploitation pouvant atteindre trente pour cent (30 %) sans être inférieure à vingt pour cent (20 %).

Cette option ouverte à SONATRACH - S.P.A, doit être exercée au plus tard trente (30) jours après l'approbation du plan de développement de la découverte commerciale, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

SONATRACH - S.P.A ne peut pas transférer tout ou partie de sa participation, acquise dans le cadre de cette option, avant une période de cinq (5) ans à partir de la date d'exercice de l'option. Pour chaque découvert commercial où l'option est exercée, SONATRACH - S.P.A prend en charge, *au prorata* de sa participation, tous les coûts d'investissement et d'exploitation relatifs au plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

SONATRACH - S.P.A rembourse au contractant qui a réalisé la découverte, *au prorata* de sa participation, tous les coûts du puits de la découverte ainsi que les coûts des travaux d'appréciation de cette découverte, préalablement approuvés par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Au plus tard trente (30) jours après l'exercice de l'option, SONATRACH-S.P.A et les autres personnes constituant le contractant doivent conclure un accord d'opérations annexé au contrat.

Cet accord d'opérations doit définir les droits et obligations de SONATRACH - S.P.A et des autres personnes constituant le contractant, et doit préciser les modalités de paiement des coûts futurs dans le cadre du contrat, ainsi que le montant et les modalités de remboursement par SONATRACH - S.P.A des coûts de recherche mentionnés au paragraphe précédent. Une fois approuvé par ALNAFT, cet accord d'opérations est approuvé par décret pris en conseil des ministres et entre en vigueur à la date de la publication du décret d'approbation au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

L'accord liant SONATRACH - S.P.A et le contractant contient, obligatoirement, une clause de commercialisation conjointe de tout gaz, provenant de la découverte dans le cas où ce gaz doit être commercialisé à l'étranger.

Art. 49. — Le contractant est tenu d'appliquer les méthodes nécessaires permettant une conservation optimale des gisements.

A cet effet, chaque plan de développement d'un gisement doit contenir les engagements de travaux et de dépenses visant à l'optimisation de la production pendant toute la durée de vie du gisement.

Le contractant est tenu, à ce titre, d'appliquer les prescriptions réglementaires en matière de conservation et d'estimation des réserves d'hydrocarbures en particulier en ce qui concerne les réserves ultimes.

Art. 50. — Pour des raisons liées aux objectifs de la politique nationale énergétique, des limitations de production des gisements peuvent être éventuellement appliquées.

Ces limitations font l'objet d'une décision du ministre chargé des hydrocarbures qui fixe les quantités, la date d'intervention de ces limitations et leur durée.

La répartition de ces limitations est appliquée, de manière équitable, par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à l'ensemble des contractants, *au prorata* de leur production respective.

Art. 51. — Les procédures d'approvisionnement en gaz du marché national et d'exportation du gaz ainsi que le rôle de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) sont établis dans le titre III de la présente loi.

Pour satisfaire les besoins du marché national, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut demander à chaque producteur de gaz de contribuer à la satisfaction de ses besoins, *au prorata* de sa production de gaz soumise à redevance.

Art. 52. — Le torchage du gaz est prohibé. Cependant, et exceptionnellement pour des durées limitées qui ne peuvent excéder 90 jours, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur.

L'opérateur sollicitant cette exception doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au Trésor public, non déductible, de huit mille (8000) DA par millier de normaux mètres cubes (Nm³) sans préjudice de l'application de l'article 109 ci-dessous.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) se charge du contrôle des quantités torchées et s'assure du paiement par l'opérateur de cette taxe.

Cette taxe est actualisée suivant la formule suivante :

— taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie divisé par quatre-vingts (80) DA et, multiplié par le montant de la taxe fixée ci-dessus.

L'actualisation de cette taxe spécifique est appliquée au premier (1er) janvier de chaque année.

Art. 53. — Au cas où le plan de développement, proposé par le contractant et agréé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), prévoit l'utilisation d'eau potable ou d'eau propre à l'irrigation pour assurer une récupération assistée, une taxe spécifique non déductible doit être acquittée par l'opérateur pour rester en conformité avec la législation en vigueur.

Cette taxe spécifique, payable annuellement au Trésor public, est fixée à quatre vingt (80) DA par mètre cube utilisé.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) se charge du contrôle des quantités utilisées et s'assure du paiement par l'opérateur de cette taxe.

Cette taxe est actualisée suivant la formule suivante :

— taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par quatre vingt (80) DA et multiplié par le montant de la taxe fixée ci-dessus.

L'actualisation de cette taxe spécifique est appliquée au premier (1er) janvier de chaque année.

Art. 54. — Dans le cas où un gisement déclaré commercial s'étend sur au moins deux périmètres, objet de contrats distincts, les contractants concernés doivent, après notification par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), établir un plan conjoint pour le développement et l'exploitation du gisement. Ce plan est désigné par "plan d'unitisation". Il est soumis à l'approbation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Dans le cas où les contractants ne s'accordent pas sur un plan d'unitisation, six (6) mois après la notification de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), à l'effet de préparer un plan d'unitisation, ou si l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) n'approuve pas le plan d'unitisation soumis par les contractants, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) engage, à la charge des contractants, un expert indépendant choisi sur une liste figurant dans le contrat, pour établir un plan d'unitisation qui entre en vigueur dès son achèvement.

Dans le cas où ce gisement s'étend sur un ou plusieurs autres périmètres qui ne soient pas sous contrat, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) procède à un appel à la concurrence en vue de conclure un contrat d'exploitation concernant cette extension du gisement.

Le ou les signataires de ce contrat sont tenus de se conformer au processus d'élaboration du plan d'unitisation comme défini ci-dessus.

Lorsque le gisement déclaré commercial s'étend sur deux ou plusieurs zones, le régime fiscal applicable est déterminé à partir des paramètres de calcul applicables à chaque zone, *au prorata* des volumes originaux d'hydrocarbures contenus originellement dans chaque zone.

Art. 55. — La personne telle que définie dans la présente loi peut être résidente ou non résidente.

Est non résidente, toute personne dont le siège social est à l'étranger. La participation d'une personne non résidente au capital d'une société de droit algérien doit être libérée au moyen d'une importation de devises convertibles dûment constatée conformément à la réglementation des changes en vigueur.

La succursale en Algérie d'une personne non résidente est considérée comme non résidente au regard de la réglementation des changes.

La dotation de cette succursale doit être financée au moyen de devises convertibles importées.

Pour autant qu'elle ait couvert ses dépenses de recherche au moyen de devises convertibles dont l'importation a été dûment constatée, la personne non résidente est autorisée :

— pendant la période d'exploitation, à conserver à l'étranger le produit de ses exportations d'hydrocarbures acquis dans le cadre du contrat. Elle est cependant tenue au préalable d'importer en Algérie et de céder à la Banque d'Algérie les devises convertibles nécessaires pour faire face à ses dépenses de développement, de recherche le cas échéant, d'exploitation, de transport par canalisation et de fonctionnement, ainsi que les montants nécessaires pour le paiement de la redevance et des impôts et taxes dus.

— à utiliser librement les produits des ventes, sur le marché national, des hydrocarbures acquis dans le cadre du contrat et à transférer à l'étranger les montants excédant ses charges et obligations.

Elle doit fournir à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) un état trimestriel des importations de devises convertibles et des transferts.

Toute personne résidente est tenue de rapatrier et céder à la Banque d'Algérie le produit de ses exportations d'hydrocarbures conformément à la réglementation des changes en vigueur.

Elle peut effectuer librement le transfert à l'étranger des dividendes revenant à ses associés non résidents.

Toute personne résidente peut également effectuer après accord du Conseil de la monnaie et du crédit tout transfert lui permettant d'exercer, à l'étranger, des activités objet de la présente loi.

Cet accord du Conseil de la monnaie et du crédit devra intervenir au plus tard trente (30) jours après réception du dossier réglementaire de la demande.

En cas de refus, le Conseil de la monnaie et du crédit devra le motiver dans les mêmes délais.

Art. 56. — Le contractant doit tenir, conformément à la législation et à la réglementation en vigueur et par exercice, une comptabilité par périmètre d'exploitation, permettant d'établir des comptes " valeur ajoutée " et "résultats d'exploitation" et un bilan faisant ressortir les résultats desdites activités, les éléments d'actif et de passif qui y sont affectés ou s'y rattachant directement ainsi que le résultat brut afférent à ces activités.

Cependant, tout investissement, stock ou pièce de rechange acquis directement en devises ou localement avec des devises importées, sont enregistrés en dollars des Etats-Unis d'Amérique. Chaque tranche annuelle d'investissement est comptabilisée à la contre-valeur dinars au taux de change à l'achat du dollar des Etats-Unis d'Amérique, du dernier jour de l'exercice, fixé par la Banque d'Algérie.

Art. 57. — Lorsque le contractant ne satisfait pas aux engagements souscrits ou lorsqu'il cesse de remplir les conditions et obligations résultant de la présente loi et des textes pris pour son application, le contrat peut, après mise en demeure restée infructueuse pendant trente (30) jours à compter de la date de réception, être résilié sans préjudice des dispositions de l'article 58 ci-dessous.

Art. 58. — Tout différend, opposant l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) au contractant, né de l'interprétation et/ou de l'exécution du contrat ou de l'application de la présente loi et/ou des textes pris pour son application, fait l'objet d'une conciliation préalable dans les conditions convenues dans le contrat.

En cas d'échec de la procédure de conciliation, le différend peut être soumis à l'arbitrage international dans les conditions convenues dans le contrat.

Cependant, quand SONATRACH - S.P.A est le seul contractant, le différend est réglé par arbitrage du ministre chargé des hydrocarbures.

Le droit algérien, notamment la présente loi et les textes pris pour son application, sont appliqués au règlement des différends.

TITRE III DU GAZ

Art. 59. — Outre les missions définies dans l'article 14 de la présente loi, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) est chargée de :

1/ tenir et actualiser un état des réserves de gaz, un état des besoins en gaz pour la satisfaction du marché national et un état des quantités de gaz disponibles à l'exportation,

2/ déterminer périodiquement, conformément à l'article 61 ci-dessous, un prix de référence du gaz désigné ci-après prix de référence,

3/ veiller à ce que l'approvisionnement du marché national soit assuré par les contractants,

4/ délivrer des autorisations exceptionnelles de torchage du gaz et de s'assurer du paiement de la taxe spécifique comme stipulé à l'article 52 ci-dessus,

5/ fournir et publier des études de marché pour le gaz aux différents contractants,

6/ organiser périodiquement un forum de consultation et d'échange d'informations relatif au marché du gaz auquel sont invités à participer les producteurs de gaz en Algérie et à l'étranger, les contractants ayant découvert des réserves de gaz non encore développées, ainsi que des représentants de l'autorité de régulation des hydrocarbures, et de la commission de régulation de l'électricité et du gaz (C.R.E.G) créée par la loi sur l'électricité et la distribution du gaz susvisée.

Art. 60. — Les contrats de vente de gaz déjà en vigueur à la date de publication de la présente loi et leurs avenants et accords éventuels, ainsi que les contrats et accords engagés après cette publication, sont transmis à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures

(ALNAFT) pour lui permettre de déterminer un prix de référence. Ces contrats doivent contenir notamment :

- le nom de l'acheteur,
- la quantité totale de gaz prévue pour la transaction,
- la durée du contrat,
- les conditions et les rythmes de livraison,
- les points et les conditions d'enlèvement par le client,
- le marché où sera écoulé le gaz,
- le prix,
- les formules et paramètres de calcul du prix ainsi que les conditions de révision du prix.

Les contrats conclus après la publication de la présente loi doivent inclure une lettre d'engagement du vendeur précisant la non-existence de liens éventuels de dépendance avec l'acheteur. La nature de ces liens de dépendance est définie par voie réglementaire.

Toutes les informations contenues dans ces contrats et avenants sont tenues strictement confidentielles conformément aux dispositions de l'article 12 de la présente loi.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) publie périodiquement des statistiques sur les ventes de gaz algérien à l'étranger sous respect de la confidentialité de chacun des contrats et avenants.

D'autre part, la commission de régulation de l'électricité et du gaz (C.R.E.G), publie périodiquement des statistiques sur les ventes du gaz algérien sur le marché national sous respect de la confidentialité des contrats et avenants.

Art. 61. — L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine périodiquement le prix de référence et le fait approuver par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

Le prix de référence initial calculé à la date de publication de la présente loi est le prix moyen pondéré du semestre calendaire précédent obtenu à partir des différents contrats de vente de gaz algérien à l'exportation.

Le prix de référence est calculé en fonction des prix obtenus durant la période précédente à partir de toute exportation de gaz algérien.

Les prix utilisés pour le calcul du prix de référence sont les prix les plus élevés parmi les prix suivants :

- prix découlant de chaque contrat,
- prix de référence de la période précédente.

Le prix de référence en b.e.p ne peut être inférieur à un pourcentage de la moyenne du prix FOB du Sahara blend du trimestre précédent tel que publié par une revue spécialisée incontestable.

Ce pourcentage de la moyenne des prix FOB du Sahara blend est établi et réajusté périodiquement par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures en fonction des données du marché du gaz.

Art. 62. — L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) établi au début de chaque année un plan décennal glissant actualisé comprenant :

- les réserves de gaz développées,
- les réserves de gaz non encore développées,
- les besoins en gaz du marché national,
- les besoins en gaz pour la récupération assistée et le cyclage,
- les quantités de gaz disponibles pour l'exportation.

Art. 63. — Le prix du gaz destiné au marché national est fixé comme stipulé à l'article 10 ci-dessus.

SONATRACH - S.P.A doit continuer à assurer les besoins en gaz du marché national qu'elle assurait avant la publication de la présente loi.

Art. 64. — 1. Cent quatre vingt (180) jours au moins avant le début de chaque année civile, la commission de régulation de l'électricité et du gaz (C.R.E.G) doit fournir à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) par écrit :

- a) un programme décennal exprimant année par année les quantités prévisionnelles nécessaires à la satisfaction des besoins du marché national,
- b) les quantités nécessaires à la satisfaction du marché national, pour l'année suivante, excédant les quantités à fournir par SONATRACH - S.P.A conformément à l'article 63 ci-dessus,
- c) les quantités de gaz déjà contractées et faisant partie de cet excédent,
- d) les quantités de gaz faisant partie de cet excédent non encore contractées et nécessitant le recours par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) à l'application de l'article 51 ci-dessus.

Les bases et la méthodologie de calcul des quantités prévisionnelles nécessaires à la satisfaction des besoins du marché national sont fixées par voie réglementaire.

2. L'Agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) utilise les informations figurant dans le programme décennal précédent au cas où les informations définies au point 1 ci-dessus ne sont pas fournies dans les délais prescrits.

3. Pour satisfaire les besoins identifiés à l'alinéa 1.d ci-dessus, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine et informe chaque contractant de la quantité de gaz calculée *au prorata* de sa production annuelle, qu'il doit contracter directement avec l'entreprise ou les entreprises chargée(s) de l'activité distribution du gaz, au plus tard quatorze (14) jours après la réception des informations définies au point 1 ci-dessus.

4. L'entreprise ou les entreprises chargée(s) de l'activité distribution du gaz doivent, soixante (60) jours au plus tard après réception de la notification de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) comme défini au point 3 ci-dessus, conclure un contrat d'achat de gaz avec chaque contractant indiqué par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Le prix de vente du gaz est le prix au point de livraison ex-gazoduc défini aux articles 9 et 10 ci-dessus, ajusté périodiquement par voie réglementaire.

Le contrat stipulé au point 4 ci-dessus, conclu entre l'entreprise ou les entreprises chargée(s) de la distribution du gaz, et le ou les contractants comprend une clause de " take or pay " stipulant une obligation minimale d'enlèvement d'une quantité de gaz qui ne peut être inférieure à quatre vingt cinq pour cent (85 %) de la quantité contractée.

Art. 65. — Toute production de gaz à partir d'un périmètre destiné à approvisionner le marché national, à l'exception des besoins pour la réinjection et le cyclage, doit être conforme aux spécifications de gaz de vente algérien fixées par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 66. — Pour la satisfaction des besoins du marché national dans les meilleures conditions, une procédure de Swap peut être librement

négociée et appliquée entre les différents fournisseurs. Cette procédure ne doit en aucun cas influencer négativement sur le niveau des recettes fiscales.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) reçoit une copie de chaque contrat de Swap qu'elle garde confidentielle.

Art. 67. — Toute utilisation, transfert ou cession de crédit concernant l'émission de gaz à effet de serre sont approuvés par arrêté conjoint des ministres chargés des hydrocarbures et de l'environnement.

Cette approbation donne lieu au paiement d'une taxe spécifique payable par le contractant au Trésor public, correspondant au crédit que le contractant peut obtenir sur le marché international.

Les modalités et procédures de calcul de cette taxe sont définies par voie réglementaire.

TITRE IV DU TRANSPORT PAR CANALISATION

Art. 68. — Les activités de transport par canalisation peuvent être exercées par toute personne ayant bénéficié d'attribution de concession octroyée par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures.

Art. 69. —1. Toute demande de concession de transport par canalisation est soumise à l'autorité de régulation des hydrocarbures qui formule une recommandation adressée au ministre chargé des hydrocarbures.

2. Dans le cas d'une demande exprimée par un contractant afin d'évacuer sa production d'hydrocarbures, l'autorité de régulation des hydrocarbures formule une recommandation au ministre chargé des hydrocarbures visant l'octroi de la concession audit contractant.

3. Dans le cas des autres demandes de concession, l'autorité de régulation des hydrocarbures formule une recommandation adressée au ministre chargé des hydrocarbures :

— soit pour l'octroi de ladite concession à la personne l'ayant demandée,
— soit pour lancer un appel à la concurrence pour l'octroi de cette concession.

4. Dans le cadre du plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation, l'autorité de régulation des hydrocarbures propose au ministre chargé des hydrocarbures de recourir à un appel à la concurrence pour toute concession n'ayant pas fait l'objet d'une demande.

5. Pour toute concession octroyée, le concessionnaire doit recourir à un appel à la concurrence pour l'adjudication de la réalisation de l'infrastructure concernée.

6. Un arrêté du ministre chargé des hydrocarbures définit les canalisations d'hydrocarbures gazeux relevant du secteur des hydrocarbures et les canalisations faisant partie du réseau de gaz desservant exclusivement le marché national.

Art. 70. — 1. Pour les besoins de l'octroi de toute concession de transport par canalisation, dans les cas prévus aux alinéas 3 et 4 de l'article 69 ci-dessus où un appel à la concurrence est requis, l'autorité de régulation des hydrocarbures lance un appel à la concurrence dont le critère unique de sélection est le tarif de transport sur la base du retour sur investissement raisonnable exigé par l'autorité de régulation sous réserve que les dispositions techniques du cahier des charges soient respectées.

2. L'appel à la concurrence pour l'adjudication de la réalisation de l'infrastructure concernée par la concession se déroule en deux (2) phases :

* une première phase dite technique destinée à définir l'offre technique de référence qui sert de base pour l'établissement de l'offre économique et qui doit répondre au cahier des charges relatif à l'infrastructure envisagée, notamment en ce qui concerne :

- les capacités des installations de transport par canalisation ;
- les délais de réalisation des investissements nécessaires ;
- la continuité du service ;
- la consommation de fuel-gaz.

* une deuxième phase dite économique destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires. Le critère de sélection retenu est le tarif du transport sur la base d'un retour sur investissement raisonnable exigé par l'autorité de régulation.

L'ouverture des plis concernant la phase économique est publique et la réalisation est adjugée immédiatement au mieux disant.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, permettre une prise de participation de SONATRACH-S.P.A, quand elle n'est pas partie prenante, dans toute concession de transport des hydrocarbures par canalisation qui est octroyée.

Art. 71. — Les concessions visées ci-dessus sont octroyées pour une durée maximale de cinquante (50) ans.

Art. 72. — Le droit d'utilisation des infrastructures de transport par canalisation est garanti sur la base du principe du libre accès des tiers moyennant le paiement d'un tarif par zone non discriminatoire.

Il est créé, pour cela, une caisse du transport par canalisation, placée auprès et gérée par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Cette caisse prend en charge la péréquation des tarifs de transport par canalisation par zone de transport.

Le principe du libre accès des tiers, la méthodologie du calcul du tarif de transport par canalisation par zone, l'organisation de la caisse du transport par canalisation, son fonctionnement, sont précisés par voie réglementaire.

Art. 73. — Pour les canalisations internationales arrivant de l'extérieur du territoire national pour le traverser et les canalisations internationales dont l'origine est sur le territoire national, le ministre chargé des hydrocarbures octroie la concession de transport après avis de l'autorité de régulation des hydrocarbures.

Cette concession définit jusqu'à quelle limite, éventuellement, une partie de la capacité de ces canalisations fait l'objet du principe du libre accès aux tiers.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, permettre une prise de participation de SONATRACH - S.P.A, quand elle n'est pas partie prenante, dans toute concession de transport des hydrocarbures par canalisation qui est octroyée dans le cadre du présent article.

Art. 74. — Les principes de la détermination de la tarification du transport par canalisation doivent prendre en compte les critères suivants :

- offrir le tarif le plus bas possible pour les utilisateurs des infrastructures de transport par canalisation tout en respectant la réglementation en vigueur et en assurant la continuité du service ;
- améliorer l'efficacité des opérations ;
- réduire les coûts opératoires ;
- permettre au concessionnaire, dans le cadre d'une gestion prudente et rationnelle, de couvrir ses coûts opératoires, de payer ses impôts, droits et taxes, d'amortir ses investissements et les frais financiers et d'avoir un taux de rentabilité raisonnable.

Art. 75. — Pour les activités de transport par canalisation, sont établis par voie réglementaire :

- les critères et les règles de pré-qualification, y compris les moyens humains et matériels nécessaires pour assurer la sécurité industrielle des installations et opérations ;
- les procédures de demande d'une concession de transport par canalisation ;
- les procédures d'appel à la concurrence ;
- les procédures d'obtention des autorisations de construction et des opérations ;
- la tarification ;
- la régulation du principe de libre accès des tiers ;
- les normes et standards techniques ;
- les normes de sécurité industrielle ;
- les mesures de protection de l'environnement,
- les pénalités et amendes prévues à l'article 13 ci-dessus ;
- les provisions pour remise en état.

Art. 76. — Sauf cas de force majeure, le concessionnaire ne peut suspendre son activité. Il doit assurer la continuité du service dans le cadre prévu par l'article 75 ci-dessus, sans préjudice des dispositions prévues par la législation en vigueur en la matière.

TITRE V

DU RAFFINAGE ET DE LA TRANSFORMATION DES HYDROCARBURES

Art. 77. — Les activités de raffinage et de transformation des hydrocarbures peuvent être exercées par toute personne.

Les procédures d'obtention des autorisations requises pour la construction des ouvrages et pour leur exploitation sont définies par voie réglementaire.

TITRE VI DU STOCKAGE, DU TRANSPORT ET DE LA DISTRIBUTION DES PRODUITS PETROLIERS

Art. 78. — Les activités de transport par canalisation, de stockage et de distribution des produits pétroliers peuvent être exercées par toute personne.

Les procédures d'obtention des autorisations requises pour la construction des ouvrages et pour leur exploitation sont définies par voie réglementaire.

Art. 79. — Toute personne a le droit d'utiliser les infrastructures de transport par canalisation et de stockage des produits pétroliers sur la base du principe de libre accès des tiers moyennant le paiement d'un tarif non discriminatoire.

Le tarif pour l'utilisation des infrastructures de stockage est défini par voie réglementaire selon la même méthodologie utilisée pour la détermination du tarif de transport prévue à l'article 74 ci-dessus.

Les règles relatives à l'activité de transport par canalisation des produits pétroliers et de stockage des produits pétroliers sont établies par voie réglementaire et sont administrées par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

TITRE VII DU TRANSFERT DE PROPRIETE EN FIN DE CONTRAT OU DE CONCESSION

Art. 80. — Au terme de la durée d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation, le transfert de propriété de tous les ouvrages permettant la poursuite des activités, se fait au profit de l'Etat. L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) notifie au contractant, la liste des installations et ouvrages dont l'Etat ne désire pas le transfert de propriété, au moins trois (3) années avant le terme de la durée du contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Ce transfert de propriété se fait sans charge pour l'Etat.

Au moment du transfert, les ouvrages à transférer par le contractant doivent être opérationnels et en bon état de fonctionnement.

Pour tout ouvrage dont l'Etat ne désire pas le transfert de propriété, le contractant doit prendre en charge tous les coûts d'abandon et/ou de restauration du site prévus par le contrat conformément aux textes réglementaires en matière de sécurité industrielle et d'environnement.

Art. 81. — Au terme de la durée d'une concession de transport par canalisation, la propriété de tous les ouvrages et installations permettant l'exercice des opérations, revient à l'Etat libre de toute charge et gratuitement.

L'autorité de régulation des hydrocarbures notifie au concessionnaire la liste des ouvrages dont l'Etat ne désire pas le transfert de propriété, au moins (3) années avant le terme de la durée de la concession.

Au moment du transfert, les ouvrages à transférer par le concessionnaire doivent être opérationnels et en bon état de fonctionnement.

Pour tout ouvrage dont l'Etat ne désire pas le transfert de propriété, le concessionnaire doit prendre en charge tous les coûts d'abandon et/ou de restauration du site prévus par la concession conformément aux textes réglementaires en matière de sécurité industrielle et d'environnement.

Art. 82. — Le contrat ou la concession établit les termes et conditions permettant au contractant ou au concessionnaire de constituer des provisions pendant la durée du contrat ou de la concession pour faire face aux coûts d'abandon et/ou de restauration du site conformément aux articles 80 et 81 ci-dessus.

Afin de faire face aux coûts des opérations d'abandon et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation, le contractant doit verser, chaque année civile, une provision dans un compte séquestre.

Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice. Cette charge d'exploitation est fixée par unité de production sur la base des réserves récupérables restantes au début de chaque année civile.

Le programme d'abandon et de restauration des sites ainsi que le budget y afférent doivent faire partie intégrante du plan de développement pour les contrats de recherche et/ou d'exploitation.

Le montant de cette provision est défini par ALNAFT sur la base d'une expertise. ALNAFT doit s'assurer de son versement au niveau du compte séquestre.

Le contrôle de l'abandon et de la remise en état des sites doit se faire par ALNAFT en collaboration avec l'autorité de régulation des hydrocarbures et le ministère chargé de l'environnement.

Concernant les canalisations de transport des hydrocarbures et les installations annexes, et afin de faire face aux coûts des opérations d'abandon et de remise en état des sites qui doivent être effectuées à la fin de l'exploitation, le concessionnaire doit verser, chaque année civile, une provision dans un compte séquestre.

Cette provision est considérée comme une charge d'exploitation déductible des résultats imposables au titre de l'exercice. Au début de chaque année civile, le tarif de transport pour chaque unité de produit transportée doit inclure cette charge d'exploitation.

Le programme d'abandon et de restauration des sites ainsi que le budget y afférent doivent faire partie intégrante du plan de développement et d'exploitation des canalisations de transport des hydrocarbures et des installations annexes.

Le montant de cette provision est défini par l'autorité de régulation des hydrocarbures sur la base d'une expertise.

L'autorité de régulation des hydrocarbures doit s'assurer de son versement au niveau du compte séquestre.

Le contrôle de l'abandon et de la remise en état des sites doit se faire par l'autorité de régulation des hydrocarbures en collaboration avec le ministère chargé de l'environnement.

TITRE VIII DU REGIME FISCAL APPLICABLE AUX ACTIVITES DE RECHERCHE ET/OU D'EXPLOITATION

Art. 83. — Le régime fiscal applicable aux activités de recherche et/ou d'exploitation défini par les dispositions de la présente loi, consiste en :

— une taxe superficielle non déductible payable annuellement au Trésor public,

— une redevance payable mensuellement à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) telle que définie aux articles 25 et 26 ci-dessus,

— une taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) payable mensuellement au Trésor public,

— un impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R) payable annuellement au Trésor public,

— un impôt foncier sur les biens autres que les biens d'exploitation, tel que fixé par la législation et la réglementation fiscale générale en vigueur,

— ainsi que les droits et taxes prévus dans les articles 31, 52, 53 et 67 de la présente loi.

Art. 84. — La taxe superficière est payable annuellement en dinars algériens (DA) ou en dollars des Etats-Unis d'Amérique au taux de change à l'achat du dollar des Etats-Unis d'Amérique fixé par la Banque d'Algérie le jour du paiement, par l'opérateur tel que défini à l'article 29 ci-dessus, dès la mise en vigueur du contrat et conformément aux dispositions de l'article 55 de la présente loi.

Cette taxe est calculée sur la base de la superficie du périmètre à la date d'échéance de chaque paiement.

Tableau

ANNEE	PERIODE DE RECHERCHE			PERIODE DE RETENTION DEFINIE ARTICLE 42 + PERIODE EXCEPTIONNELLE DEFINIE ARTICLE 37	PERIODE D'EXPLOITATION
	1 à 3 inclus	4 et 5 ans	6 et 7 ans		
Zone A	4000	6000	8000	400 000	16 000
Zone B	4800	8000	12 000	560 000	24 000
Zone C	6000	10 000	14 000	720 000	28 000
Zone D	8000	12 000	16 000	800 000	32 000

Ces montants sont actualisés suivant la formule suivante :

Taux de change moyen à la vente du dollar des Etats Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par quatre vingt (80) et, multiplié par le montant de la taxe fixé ci-dessus.

L'indexation est appliquée le premier janvier de chaque année, au montant de la taxe due.

ALNAFT s'assure que la taxe est payée au Trésor public.

Art. 85. — Sont soumises à une redevance toutes les quantités d'hydrocarbures extraites à partir de chaque périmètre d'exploitation et déterminées conformément à l'article 26 de la présente loi.

Le montant de la redevance, pour un mois donné, est égal à la somme des valeurs de chaque tranche de production dudit mois, multipliée par le taux de redevance applicable à ladite tranche.

La valeur de la production est calculée comme stipulé aux articles 90 et 91 ci-dessous, et les taux de redevance applicables sont ceux figurant dans chaque contrat.

La redevance est déterminée mensuellement sur toutes les quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation et mesurées conformément à l'article 26 de la présente loi, en utilisant la moyenne mensuelle des prix de base, et calculée comme stipulé aux articles 90 et 91 ci-dessous.

Dans le cas où les quantités d'hydrocarbures extraites du périmètre d'exploitation exprimées en baril équivalent pétrole (b.e.p), sont inférieures ou égales à 100 000 b.e.p/jour, déterminées sur une moyenne mensuelle, les taux de redevance par tranche de production qui sont fixés dans chaque contrat ne peuvent être inférieurs aux niveaux figurant dans le tableau ci-après :

ZONE	A	B	C	D
00 à 20 000 b.e.p/jour	5,5 %	8 %	11 %	12,5 %
20 001 à 50 000 b.e.p/jour	10,5 %	13 %	16 %	20 %
50 001 à 100.000 b.e.p/jour	15,5 %	18 %	20 %	23 %

Pour les quantités d'hydrocarbures supérieures à 100 000 b.e.p par jour déterminées sur une moyenne mensuelle, le taux de redevance, qui est fixé dans chaque contrat, applicable à l'ensemble de la production ne peut être inférieur aux niveaux figurant dans le tableau ci-après:

ZONE	A	B	C	D
	12 %	14,5 %	17 %	20 %

Dans le cas où le contractant regroupe plus d'une personne, l'opérateur ou SONATRACH - S.P.A, lorsque cette dernière est seul opérateur sur un périmètre d'exploitation, tel que défini à l'article 29 de la présente loi, verse à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) le montant de la redevance sur l'ensemble de la production conformément aux dispositions de l'article 55 de la présente loi.

La redevance est une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'I.C.R.

Art. 86. — La taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) est payée mensuellement par l'opérateur.

Ce revenu pétrolier est égal à la valeur de la production annuelle des hydrocarbures de chaque périmètre d'exploitation, calculée conformément à l'article 91 ci-dessous, moins les déductions autorisées annuellement.

La valeur cumulée de la production, depuis la mise en exploitation des hydrocarbures (P.V), est égale au produit des quantités d'hydrocarbures provenant du périmètre d'exploitation passibles de la redevance conformément à l'article 26 de la présente loi, par le prix utilisé pour le calcul de la redevance.

Les déductions autorisées se composent des éléments suivants :

- la redevance ;
- les tranches annuelles d'investissement de développement en appliquant les règles de l'Uplift définies à l'article 87 ci-dessous. Ces investissements doivent concerner uniquement le périmètre d'exploitation et doivent être approuvés dans les budgets annuels ;
- les tranches annuelles d'investissement de recherche en appliquant les règles de l'Uplift définies à l'article 87 ci-dessous et le cas échéant ;
- les provisions pour faire face aux coûts d'abandon et/ou de restauration conformément à l'article 82 ci-dessus ;
- les frais de formation aux activités régies par la présente loi des ressources humaines nationales ;
- le coût d'achat du gaz pour la récupération assistée.

La nature des investissements à prendre en considération est définie par voie réglementaire.

Ces investissements ne doivent en aucun cas inclure les intérêts et les frais généraux.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) s'assure que l'opérateur, tel que défini à l'article 29 de la présente loi, s'est acquitté de la taxe sur le revenu pétrolier conformément aux dispositions de l'article 55 de la présente loi.

La T.R.P est une charge déductible de la base fiscale pour les besoins du calcul de l'I.C.R.

P.V. exprimée en 109 DA telle que définie à l'article 86 ci-dessus	Premier Seuil S1	70
	Deuxième Seuil S2	385
Taux de TRP	Premier Niveau	30 %
	Deuxième Niveau	70 %

La T.R.P est calculée en appliquant les taux ci-dessus au revenu pétrolier défini à l'article 86 ci-dessus.

Les seuils S1 et S2 figurant dans le tableau ci-dessus et dans la formule ci-dessous sont actualisés suivant la formule suivante :

Taux de change moyen à la vente du dollar des États Unis d'Amérique en dinars, du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie, divisé par soixante dix (70) et multiplié par le montant de chaque seuil figurant dans le tableau ci-dessus.

Lorsque la P.V est inférieure ou égale au seuil S1, la T.R.P est calculée en utilisant le taux relatif au premier niveau.

Lorsque la P.V est supérieure au seuil S2, la T.R.P est calculée en utilisant le taux relatif au deuxième niveau.

Lorsque la P.V est supérieure au seuil S1, et inférieure ou égale au seuil S2, on utilise la formule suivante pour le calcul du taux de la taxe sur le revenu pétrolier :

$$\text{Pourcentage (\%) TRP} = \frac{40}{S2 - S1} (PV - S1) + 30$$

Les tranches annuelles d'investissement de recherche et de développement à l'exception de celles concernant la récupération assistée, bénéficient d'un Uplift fixé comme suit :

Zone A) Taux d'Uplift quinze pour cent (15 %).
et

- Zone B) Tranche annuelle d'investissement :
vingt pour cent (20 %) correspondant à
une durée de cinq (5) ans
- Zone C) Taux d'Uplift vingt (20 %) pour cent.
et
- Zone D) Tranche annuelle d'investissement :
douze virgule cinq pour cent (12,5 %)
correspondant à une durée de huit (8) ans

Dans toutes les zones une tranche annuelle d'investissement de vingt pour cent (20 %) , correspondant à une durée de cinq (5) ans et un taux d'Uplift de vingt pour cent (20%) sont appliqués pour les investissements de récupération assistée.

Art. 87. — Pour les besoins du calcul de la T.R.P, on utilise les taux fixés dans le tableau suivant :

Le coût d'achat du gaz pour assurer les opérations de réinjection de gaz et de cyclage, les frais de formation des ressources humaines nationales et le cas échéant, les coûts d'abandon sont déductibles pour les besoins du calcul de la T.R.P sans bénéficier d'un Uplift.

Art. 88. — Chaque personne participant au contrat est soumise à un I.C.R calculé au taux de l'impôt sur le bénéfice des sociétés (I.B.S) selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi.

A cet effet, chaque personne peut consolider les résultats de l'ensemble de ses activités en Algérie, objet de la présente loi. La liste de ces activités est définie par voie réglementaire.

Chaque personne, investissant dans les activités, objet de la loi relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisation susvisée, peut bénéficier du taux réduit de l'I.B.S en vigueur, pour le calcul de l'I.C.R.

Les modalités de mise en oeuvre du taux réduit prévu au présent article sont fixées par voie réglementaire.

Art. 89. — Les activités de recherche et/ou d'exploitation régies par la présente loi sont exemptées :

* de la taxe sur la valeur ajoutée (T.V.A) portant sur les biens et services afférents aux activités de recherche et/ou d'exploitation,

* de la taxe sur l'activité professionnelle (T.A.P),

* des droits, taxes et redevances de douanes, sur les importations de biens d'équipement, matières et produits destinés à être affectés et utilisés

exclusivement pour les activités de recherche et/ou d'exploitation des gisements d'hydrocarbures,

* de tout autre impôt, droit ou taxe non visés aux articles 31, 52, 53 et 67 ci-dessus et au présent titre, frappant les résultats d'exploitation et établis au profit de l'Etat, des collectivités territoriales et de toute personne morale de droit public.

Les biens d'équipement, services, matières et produits visés dans cet article sont ceux servant exclusivement à ces activités et figurant sur une liste établie par voie réglementaire.

Art. 90. — Les prix de base utilisés pour le calcul de la redevance, des impôts, droits et taxes, visés à l'article 91 ci-dessous, sont les moyennes du mois calendaire précédant le mois pour lequel les paiements sont dus:

a) des prix FOB publiés par une revue spécialisée incontestable, pour le pétrole, les GPL, le butane et le propane, produits en Algérie.

b) des prix FOB publiés par une revue spécialisée incontestable, ou en l'absence de publication, des prix notifiés par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), pour le condensât produit en Algérie.

Les dites revues sont précisées dans le contrat.

A défaut de publication disponible pour l'un des produits définis ci-dessus, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) notifie les prix à appliquer qu'elle détermine, par calcul à rebours à partir des prix disponibles dudit produit aux points de livraison les plus proches, ou par toute autre méthode déterminée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Cependant pour les besoins du marché national, le prix de base utilisé pour les hydrocarbures liquides et les produits pétroliers est le prix en vigueur durant l'année civile considérée conformément aux dispositions des articles 8 et 9 de la présente loi.

Pour le gaz, le prix de base utilisé pour le calcul de la redevance, des impôts, droits et taxes, est le prix défini comme suit :

* Dans le cas d'un contrat de vente du gaz à l'exportation :

— le prix figurant au contrat, si ce prix est supérieur ou égal au prix de référence défini à l'article 61 ci-dessus, dans le cas contraire le prix de base est égal au prix de référence.

* Dans le cas d'un contrat de vente de gaz au marché national :

— le prix de vente du gaz appliqué sur le marché national est le prix en vigueur durant l'année civile considérée, conformément aux dispositions des articles 8 et 10 de la présente loi au point de livraison ex-gazoduc.

* Dans le cas d'achat de gaz pour les besoins de la récupération assistée, le prix de base est le prix librement négocié entre le vendeur et l'acheteur. Lorsque les prix de base sont exprimés en dollars des Etats-Unis d'Amérique, on utilise pour leur conversion en dinars algériens, le taux de change moyen à la vente du mois auquel ils se réfèrent, publié par la Banque d'Algérie.

Les taux de conversion en b.e.p sont notifiés par ALNAFT.

Art. 91. — La valeur de la production des hydrocarbures extraits du ou des gisement(s) inclus dans le périmètre d'exploitation est égale au produit des quantités d'hydrocarbures passibles de la redevance par les prix de base, définis à l'article 90 ci-dessus, moins le tarif de transport par canalisation entre le point de mesure et le port algérien de chargement, ou la frontière algérienne d'exportation et le cas échéant, entre le point de mesure et le point de vente en Algérie.

Pour le cas particulier du gaz vendu sous forme liquéfié et du GPL vendu sous forme de butane et de propane, il est déduit aussi un coût de façonnage calculé en tenant compte uniquement des investissements. Les tranches annuelles d'investissement bénéficient d'un Uplift fixé comme suit :

— taux Uplift vingt pour cent (20 %) ,

— tranche annuelle d'investissement: dix pour cent (10 %) correspondant à une durée de dix (10) ans.

Art. 92. — Les versements de la redevance sont effectués mensuellement, avant le 10 du mois qui suit celui de la production, à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

En cas de retard de paiement, les sommes dues sont majorées de un pour mille (1‰) par jour de retard.

Art. 93. — La durée de l'exercice ne peut excéder douze (12) mois. Si cette durée est de douze (12) mois, l'exercice doit coïncider avec l'année civile. Si elle est inférieure à douze (12) mois, l'exercice doit être compris dans la même année civile.

Art. 94. — La T.R.P d'un exercice est payée en douze (12) règlements provisoires valant acomptes sur la taxe due au titre de cet exercice.

Les modalités de calcul des montants des règlements mensuels provisoires sont définies par voie réglementaire.

Les acomptes sont versés sans avertissement avant le 25 du mois qui suit celui au titre duquel ils sont dus.

Avant la détermination de l'I.C.R, la liquidation de la taxe sur le revenu pétrolier est faite par l'opérateur et son montant versé par lui, après déduction des acomptes déjà réglés, au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour la remise de la déclaration annuelle des résultats de l'exercice.

En cas de retard de paiement, les sommes dues sont majorées de un pour mille (1‰) par jour de retard.

Art. 95. — L'impôt complémentaire sur le résultat est payé au plus tard le jour de l'expiration du délai fixé pour le dépôt de la déclaration annuelle des résultats de l'exercice.

Les modalités de calcul du montant de l'impôt complémentaire sur le résultat sont définies par voie réglementaire.

En cas de retard dans le paiement, les sommes dues sont majorées de un pour mille (1‰) par jour de retard.

Art. 96. — Le régime fiscal applicable dans le domaine des hydrocarbures aux activités autres que les activités de recherche et/ou d'exploitation est le régime de droit commun en vigueur.

Les personnes sont autorisées à consolider leurs résultats concernant les activités objet de la présente loi et de la loi relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisation, conformément à ce qui est stipulé à l'article 88 ci-dessus.

Les modalités de mise en œuvre de la consolidation des résultats susvisée sont définies par voie réglementaire.

Art. 97. — Les activités de transport par canalisation des hydrocarbures, de liquéfaction du gaz et de séparation des gaz de pétrole liquéfiés, sont exemptées :

— de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), portant sur les biens et services exclusivement afférents aux activités citées ci-dessus,

— des droits, taxes et redevances de douane, sur les importations de biens d'équipement, matières et produits destinés à être affectés et utilisés exclusivement pour les activités visées ci-dessus.

Les biens d'équipement, services, matières et produits visés dans cet article sont ceux figurant sur une liste établie par voie réglementaire.

Art. 98. — Les salaires des employés des entreprises et compagnies pétrolières étrangères sont dispensés des cotisations sociales nationales lorsque ces employés continuent à relever de l'organisme de protection sociale étranger auquel ils adhéraient avant leur venue en Algérie.

Art. 99. — Sont immeubles par destination les machines, équipements, matériels et outillages de sondage et autres travaux établis à demeure, utilisés pour l'exploitation des gisements, le stockage et le transport des produits extraits.

Sont aussi immeubles par destination les machines, engins, matériels et outillages directement affectés à l'exploitation des gisements d'hydrocarbures.

Sont meubles, les matières extraites ou produites, les approvisionnements et autres objets mobiliers, ainsi que les actions, parts et intérêts dans une société, une compagnie ou une association de sociétés ou de compagnies pour les activités de recherche, d'exploitation, de transport par canalisation, de raffinage, de transformation des hydrocarbures et de distribution des produits pétroliers.

TITRE IX DISPOSITIONS TRANSITOIRES

Art. 100. — En application des dispositions de la présente loi, SONATRACH - S.P.A doit transférer à la demande de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) tout ou partie des éléments composant les banques de données détenues par SONATRACH - S.P.A et des données techniques relatives aux activités de recherche et d'exploitation sur le domaine minier national relatif aux hydrocarbures.

Ce transfert est fait sans charge et à titre gratuit à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et doit être achevé au plus tard six (6) mois après l'installation de l'agence ALNAFT. SONATRACH - S.P.A peut conserver copie de tout ou partie des informations concernées par ce transfert.

Art. 101. — Les contrats d'association conclus avant la date de publication de la présente loi, ainsi que les avenants aux dits contrats conclus avant la date de publication de la présente loi, demeurent en vigueur jusqu'à la date de leur expiration.

L'autonomie de la volonté des parties au contrat d'association est préservée par la présente loi.

Art. 102. — Pour chacun des contrats d'association mentionnés à l'article 101 ci-dessus, et dans un délai de quatre vingt dix (90) jours après l'installation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en

hydrocarbures (ALNAFT), un contrat parallèle est conclu entre l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et SONATRACH - S.P.A en application de l'article 23 de la présente loi. Jusqu'à la signature de ce contrat parallèle, SONATRACH - S.P.A doit continuer d'assurer les mêmes prérogatives dans le cadre de la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée par la loi n° 91-21, susvisée.

A la signature du contrat parallèle SONATRACH - S.P.A doit restituer au ministère chargé des hydrocarbures, le titre minier en sa possession, pour attribution à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

La durée de ce contrat parallèle est égale à la durée restante du contrat d'association.

Ce contrat parallèle établit notamment les termes et conditions de versement par chèque bancaire ou tout autre instrument de paiement autorisé et pouvant s'effectuer au moyen de transfert de fonds électronique par SONATRACH - S.P.A :

1. Pour le cas des contrats de partage de production et de contrats de services à risques :

— à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), de la redevance sur l'ensemble de la production, calculée conformément à l'article 85 ci-dessus,

— de la taxe superficielle calculée conformément à l'article 84 ci-dessus,

— de la taxe sur le revenu pétrolier (T.R.P) aux taux prévus à l'article 87 ci-dessus lorsque SONATRACH - S.P.A participe au financement des investissements ou au taux maximum soit soixante dix pour cent (70%) lorsque SONATRACH - S.P.A ne participe pas au financement des investissements.

Le revenu pétrolier est la valeur de la production, calculée conformément à l'article 91 ci-dessus et diminuée de :

* la valeur de la redevance,

* les tranches d'investissement de recherche et de développement Upliftées,

* la valeur, calculée par application du prix de base défini à l'article 90 ci-dessus, de la part de production au titre de la rémunération de l'associé étranger,

* l'impôt sur la rémunération payé par SONATRACH-S.P.A pour le compte de son associé étranger conformément à la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, susvisée et le cas échéant :

* les frais de formation des ressources humaines nationales,

* le coût d'achat du gaz pour la récupération assistée,
* les provisions pour faire face aux coûts d'abandon et / ou de restauration conformément à l'article 82 ci-dessus.
En plus des déductions autorisées conformément aux articles 85 et 87 ci-dessus, sont aussi déductibles pour les besoins du calcul de l'impôt complémentaire sur le résultat (I.C.R) :
— la valeur calculée par application du prix de base défini à l'article 90 ci-dessus, de la part de production au titre de la rémunération de l'associé étranger,
— l'impôt sur la rémunération payé par SONATRACH-S.P.A pour le compte de son associé étranger conformément à la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée, susvisée.

2. Pour le cas des associations en participation :

— seule la part de production de SONATRACH-S.P.A est soumise au régime fiscal de la présente loi.
— la part de production de l'associé étranger reste soumise aux conditions fiscales établies dans le Contrat d'association.

Art. 103. — Dans un délai de trente (30) jours après l'installation de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), SONATRACH-S.P.A doit fournir à celle-ci les éléments suivants :

1 – La délimitation des périmètres de recherche opérés à cette date par SONATRACH-S.P.A et qu'elle désire conserver.

2 – La délimitation des périmètres en exploitation opérés à cette date par SONATRACH-S.P.A et qu'elle désire conserver.

Cette délimitation doit être conforme aux dispositions de la présente loi.

Art. 104. — Les périmètres de recherche que SONATRACH-S.P.A ne désire pas conserver font l'objet d'un appel à la concurrence pour la conclusion d'un contrat de recherche et/ou d'exploitation.

Les périmètres d'exploitation des hydrocarbures que SONATRACH - S.P.A ne désire pas conserver font l'objet d'un appel à la concurrence pour la conclusion d'un contrat d'exploitation, SONATRACH - S.P.A continue à opérer ces périmètres jusqu'au transfert de ses activités au nouveau contractant.

Si l'appel à la concurrence n'aboutit pas à la conclusion d'un nouveau contrat d'exploitation, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) décide de l'abandon du ou des périmètres concernés. Dans ce cas, SONATRACH-S.P.A doit se charger

de toutes les opérations nécessaires à l'abandon conformément à l'article 82 ci-dessus.

En tout état de cause, SONATRACH-S.P.A doit restituer les titres miniers en sa possession concernant ces périmètres au ministère chargé des hydrocarbures pour attribution à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), conformément à l'article 23 de la présente loi.

Art. 105. — Dans un délai de quatre vingt dix (90) jours après réception des éléments mentionnés à l'article 103 ci-dessus :

1 - Pour chacun des périmètres de recherche mentionnés à l'alinéa 1 de l'article 103 ci-dessus, un contrat de recherche et d'exploitation est conclu entre l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et SONATRACH-S.P.A ou une des filiales de SONATRACH-S.P.A, désignée par cette dernière, conformément aux dispositions de la présente loi, comprenant en particulier le programme minimum de travaux à réaliser durant chaque phase de recherche.

Le contractant bénéficie, au titre de ses engagements, d'un crédit correspondant aux travaux déjà réalisés, durant une période de (3) trois ans, avant la date de conclusion dudit contrat.

2 - Pour chacun des périmètres d'exploitation mentionnés à l'article 103-2 ci-dessus, un contrat d'exploitation est conclu entre l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et SONATRACH-S.P.A ou une des filiales de SONATRACH-S.P.A, désignée par cette dernière, conformément aux dispositions de la présente loi.

Ce contrat définit, en particulier, le seuil à prendre en compte pour le calcul de la T.R.P, afin de lui permettre d'en poursuivre l'exploitation, tout en provisionnant les coûts d'abandon et de restauration du site, le cas échéant.

A la signature des contrats cités ci-dessus, SONATRACH-S.P.A doit restituer au ministère chargé des hydrocarbures les titres miniers en sa possession, concernant les périmètres, objet des contrats cités ci-dessus pour attribution à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), conformément à l'article 23 de la présente loi.

Art. 106. — Pour chacun des contrats d'exploitation mentionnés au point 2 de l'article 105 ci-dessus, SONATRACH - S.P.A soumet à l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) pour approbation, dans une période n'excédant pas cent quatre vingt (180) jours à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat, un plan de développement comme défini dans le contrat et les

besoins financiers nécessaires pour sa mise en oeuvre, dans le strict respect de ce qui est stipulé à l'article 3 de la présente loi.

Au cas où SONATRACH-S.P.A et l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) n'aboutissent pas à un accord sur ledit plan dans une période n'excédant pas trois cent soixante (360) jours après la mise en vigueur du contrat, le ministre chargé des hydrocarbures décide du plan qui doit être mis en oeuvre par SONATRACH - S.P.A, pour se conformer à l'article 3 de la présente loi, après consultation d'un expert technique choisi par accord des deux parties avant l'expiration de la période de 360 jours ci-dessus.

Art. 107. — Pendant la période comprise entre la date de publication de la présente loi au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire et les dates d'entrée en vigueur des contrats définis aux articles 102 et 105 ci-dessus, SONATRACH-S.P.A continue à se soumettre au régime fiscal en vigueur avant la publication de la présente loi.

Les versements correspondants sont considérés comme acomptes.

Après l'entrée en vigueur des contrats, le régime fiscal défini dans la présente loi est appliqué en tenant compte des sommes déjà versées par SONATRACH-S.P.A comme acomptes.

Art. 108. — Dans un délai de quatre vingt dix (90) jours après l'installation de l'autorité de régulation des hydrocarbures, une concession pour le transport par canalisation pour chacun des systèmes de transport par canalisation est attribuée par le ministre chargé des hydrocarbures à SONATRACH-S.P.A ou à une des filiales SONATRACH-S.P.A, désignée par cette dernière, conformément aux dispositions de la présente loi et aux textes réglementaires prévus au titre IV de la présente loi.

SONATRACH-S.P.A doit tenir des comptes de résultats séparés pour chacun des systèmes de transport par canalisation, ainsi que pour chaque installation de raffinage et de transformation des hydrocarbures.

Art. 109. — Une période maximale de mise en conformité de sept (7) ans à compter de la date de publication de la présente loi au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire, est accordée pour adapter les opérations, les installations et les équipements réalisés avant la date d'entrée en vigueur de la présente loi aux textes législatifs et réglementaires fixant les normes et standards techniques de sécurité industrielle, de prévention et de gestion des risques majeurs et de protection de l'environnement.

Par ailleurs, et en dérogation à l'article 58 de la présente loi, quand SONATRACH-S.P.A est le seul contractant ou concessionnaire, tout différend né de l'interprétation et/ou de l'exécution de tout contrat ou acte de concession, est réglé par arbitrage du ministre chargé des hydrocarbures en l'absence d'un règlement à l'amiable.

TITRE X

DISPOSITIONS PARTICULIERES

Art. 110. — Toute demande d'autorisation ou d'approbation faite par le contractant ou le concessionnaire pour son compte et entrant dans le cadre de la présente loi et/ou ses textes d'application et nécessaire à l'exécution du contrat ou de la concession, doit dès lors que le dossier y afférent est complet, faire l'objet d'une décision d'approbation ou d'une décision de refus motivé. Cette décision d'approbation ou de refus doit être notifiée dans un délai n'excédant pas quatre vingt dix (90) jours.

Art. 111. — Pour l'ensemble des missions de l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et de l'autorité de régulation des hydrocarbures pour lesquelles est nécessaire un contrôle d'application et de conformité à des règles édictées, notamment l'audit des comptes des contractants ou des concessionnaires, ces agences peuvent faire appel à des cabinets professionnels, nationaux ou internationaux incontestables.

Les frais de ces cabinets sont à la charge de l'agence concernée.

Les frais d'expertises réalisées dans le cadre du règlement de litiges sur l'audit ou sur la détermination, par ALNAFT, du montant de la provision prévue à l'article 82 de la présente loi, sont à la charge des contractants ou concessionnaires concernés.

Art. 112. — Les dispositions prévues par la présente loi sont applicables à compter de la date de sa publication au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Art. 113. — Les modalités d'application de la présente loi sont fixées par voie réglementaire, en tant que de besoin.

Art. 114. — Toutes dispositions contraires à la présente loi sont abrogées notamment la loi n° 86-14 du 19 août 1986, modifiée et complétée susvisée, sous réserve des dispositions de l'article 101 ci-dessus.

Art. 115. — La présente loi sera publiée au *Journal officiel* de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.

Ordonnance n° 2006-10 du 29 juillet 2006 modifiant et complétant la loi n° 2005-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures

Le Président de la République,

Vu la Constitution, notamment ses articles 12, 17, 18, 122 et 124;

Vu la loi n° 2005-07 du 19 Rabie El Aouel 1426 correspondant au 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures;

Vu la loi n° 2005-12 du 19 Joumada Ethania 1426 correspondant au 4 août 2005 relative à l'eau;

Le Conseil des ministres entendu;

Promulgue l'ordonnance dont la teneur suit:

Article 1er. - La présente ordonnance a pour objet de modifier et compléter certaines dispositions de la loi n° 2005-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures.

Art. 2. - Les articles 5, 9, 12, 20, 32, 34, 44, 46, 48, 52, 53, 58, 68, 69, 70, 75, 77, 88 et 91 de la loi n° 2005-07 du 28 avril 2005, susvisée, sont modifiés et complétés comme suit:

"Art. 5 - Au sens de la présente loi, on entend par:
..... (sans changement jusqu'à)

Concessionnaire: L'entreprise nationale SONATRACH - SPA qui bénéficie, à ses risques, frais et périls, d'une concession de transport par canalisation.

Contractant: L'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et toute personne signataire du contrat de recherche et d'exploitation ou du contrat d'exploitation des hydrocarbures.

..... (sans changement jusqu'à)

Personne: Toute personne morale étrangère, ainsi que toute personne morale privée ou publique algérienne, y compris l'entreprise nationale

SONATRACH - SPA, disposant des capacités financières et/ou techniques requises par la présente loi et par les textes réglementaires pris pour son application.

Pour les activités de vente en détail, la notion de personne inclut les personnes physiques disposant des capacités financières et/ou techniques requises par la présente loi et par les textes réglementaires pris pour son application.

..... (sans changement jusqu'à)

Transformation: Les opérations de séparation des gaz de pétrole liquéfiés, la liquéfaction du gaz, les opérations de transformation du gaz en produits pétroliers ou tous autres produits, Gas To Liquids (GTL), la pétrochimie et la gazochimie.

..... (le reste sans changement).....".

"Art. 9. - Les prix des produits pétroliers et du gaz naturel sur le marché national sont établis de façon à:

..... (sans changement jusqu'à)

Le prix du pétrole brut entrée raffinerie est calculé pour chaque année civile sur la base du prix moyen du pétrole brut à l'exportation sur les dix (10) dernières années civiles basé sur les statistiques du prix du pétrole brut à l'exportation enregistré et publié par le ministère chargé des hydrocarbures. Les ajustements induits du prix du pétrole brut entrée raffinerie utilisé dans la détermination du prix de vente, non compris les taxes, des produits pétroliers sur le marché national, seront répartis selon une méthodologie et sur une période définie par voie réglementaire.

..... (le reste sans changement).....".

"Art. 12. - Il est créé deux agences nationales dotées de la personnalité juridique et de l'autonomie financière dénommées "agences hydrocarbures":

- une agence nationale de contrôle et de régulation des activités dans le domaine des hydrocarbures ci-après désignée "autorité de régulation des hydrocarbures ";

- une agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures ci-après désignée "ALNAFT".

Les agences hydrocarbures ne sont pas soumises aux règles applicables à l'administration notamment en ce qui concerne leur organisation, leur fonctionnement et le statut du personnel qui y exerce.

Les agences hydrocarbures tirent leurs ressources conformément à l'article 15 de la présente loi.

Elles disposent d'un patrimoine propre.

La comptabilité des agences hydrocarbures est tenue en la forme commerciale. Elles doivent dresser un bilan propre. Elles sont soumises au contrôle de l'Etat conformément à la réglementation en vigueur.

Elles sont régies par les règles commerciales dans leurs relations avec les tiers.

Chaque agence hydrocarbures est dirigée par un comité de direction.

Pour mener à bien sa mission, le comité de direction s'appuie sur des directions spécialisées.

L'agence est dotée de commissaires aux comptes pour le contrôle et l'approbation des comptes de l'agence, désignés conformément à la réglementation en vigueur.

Le comité de direction est composé d'un président et de cinq (5) membres, dénommés directeurs, nommés par décret présidentiel, sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

Dans le cadre de la politique énergétique nationale, le comité de direction jouit des pouvoirs les plus étendus pour agir au nom de chaque agence hydrocarbures et faire autoriser tous actes et opérations relatifs à sa mission conformément à la législation et la réglementation en vigueur.

Les délibérations du comité de direction ne sont valides qu'avec, au moins, la présence de deux (2) membres et celle du président du comité de direction.

Les délibérations sont adoptées à la majorité simple des membres présents. En cas d'égalité des voix, celle du président est prépondérante.

Le président du comité de direction assure le fonctionnement de l'agence hydrocarbures concernée et assume tous les pouvoirs nécessaires, notamment en matière:

- d'ordonnancement;
- de nomination et de révocation de tous employés et agents;
- de rémunération de personnel;
- d'administration des biens sociaux;
- d'acquisition, d'échange ou d'aliénation des biens meubles ou immeubles;
- de représentation du comité devant la justice;
- d'acceptation de la mainlevée d'inscriptions;
- de saisie;
- d'opposition et d'autres droits avant ou après paiement;
- d'arrêt d'inventaires et de comptes;
- de représentation de l'agence dans les actes de la vie civile.

Le président peut subdéléguer, sous sa responsabilité, tout ou partie de ses pouvoirs.

Chaque agence hydrocarbures est dotée d'un secrétaire général, nommé par décret présidentiel, sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

Le secrétaire général de l'agence hydrocarbures concernée est chargé, sous l'autorité du président du comité de direction, de:

- assister le président du comité de direction dans le fonctionnement et la coordination des activités de l'agence,
- superviser les activités de la structure communication et la gestion des archives et de la documentation,
- veiller à l'exécution, par les structures concernées, des procédures relatives à l'élaboration des budgets, plans et programmes prévisionnels,
- évaluer les procédures de travail et formuler éventuellement les propositions pour leur amélioration,

- veiller à la dotation, en moyens et outils de travail, des différentes structures, pour leur assurer un bon fonctionnement,
- veiller à la sauvegarde et à la protection du patrimoine de l'agence,
- centraliser les démarches et contacts au profit des intervenants du secteur des hydrocarbures,
- établir le plan de communication,
- publier des informations sur les activités de l'agence,
- coordonner les actions avec les autres institutions.

Le secrétaire général assiste aux travaux du comité de direction et en assure le secrétariat technique.

La rémunération du président et des membres du comité de direction est fixée par voie réglementaire. La rémunération du secrétaire général est alignée sur celle de membre du comité de direction.

La classification et le statut de président, de membre du comité de direction et de secrétaire général de chaque agence hydrocarbures sont définis par voie réglementaire.

Le système de rémunération du personnel de chaque agence est défini par le règlement intérieur de chaque agence, après approbation du ministre chargé des hydrocarbures.

Les fonctions de président, de membre du comité de direction et de secrétaire général sont incompatibles avec toute activité professionnelle, tout mandat électif national ou local, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur des hydrocarbures.

Le président ou tout membre du comité de direction ou le secrétaire général exerçant une des activités mentionnées ci-dessus est déclaré démissionnaire d'office, après consultation du comité de direction, par décret présidentiel.

Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

Le président ou tout membre du comité de direction ou le secrétaire général ayant fait l'objet d'une condamnation judiciaire infamante, devenue définitive, est déclaré démissionnaire d'office après consultation du comité de direction, par décret présidentiel.

Le Président de la République pourvoit à son remplacement sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures.

A la fin de leur mission, le président, les membres du comité de direction et le secrétaire général ne peuvent exercer une activité professionnelle dans les entreprises du secteur des hydrocarbures, de même qu'ils ne peuvent exercer des activités professionnelles de consultation, concernant les activités hydrocarbures, dans le cadre d'une activité libérale ou à quelque titre que ce soit et ce, pendant une période de deux (2) ans.

Durant ladite période de deux (2) ans, le président, les membres du comité de direction et le secrétaire général gardent le bénéfice de la rémunération attachée à la fonction versée, selon le cas, par l'agence concernée.

Il est institué, auprès de chaque agence hydrocarbures, un organe, dénommé "conseil de surveillance", chargé du suivi de l'exercice des missions de l'agence, dans le cadre de la mise en oeuvre de la politique nationale en matière d'hydrocarbures.

Le conseil de surveillance formule des avis et recommandations sur les activités du comité de direction de l'agence. Il adresse un rapport annuel au ministre chargé des hydrocarbures.

La composition, l'organisation et le fonctionnement du conseil de surveillance sont fixés par voie réglementaire.

Le comité de direction assiste aux travaux du conseil de surveillance.

Le comité de direction adopte son règlement intérieur qui fixe l'organisation interne, le mode de fonctionnement et les statuts du personnel.

Le président, les membres du comité de direction, le secrétaire général et les agents de l'agence hydrocarbures exercent leurs fonctions en toute transparence, impartialité et indépendance.

Le président, les membres du comité de direction, le secrétaire général, les membres du conseil de surveillance et les employés de l'agence hydrocarbures sont soumis au secret professionnel, hormis le cas où ils sont appelés à rendre témoignage en justice.

Le non-respect du secret professionnel, établi par une décision de justice définitive, entraîne la cessation d'office des fonctions au sein de l'agence hydrocarbures.

Le remplacement s'effectue conformément aux dispositions de la présente loi. L'autorité de régulation des hydrocarbures organise en son sein un service de conciliation pour les différends résultant de l'application de la réglementation et notamment celle relative à l'accès au système de transport par canalisation et de stockage des produits pétroliers et aux tarifs.

L'autorité de régulation des hydrocarbures établit un règlement intérieur pour le fonctionnement de ce service".

"Art. 20. - L'autorisation de prospection peut être accordée par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, à toute personne demandant à exécuter des travaux de prospection d'hydrocarbures sur un ou plusieurs périmètres. Cette autorisation de prospection est délivrée pour une durée maximale de deux (2) années, selon des procédures et conditions établies par voie réglementaire".

"Art. 32. - Le contrat de recherche et d'exploitation et le contrat d'exploitation sont conclus suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire.

Cette voie réglementaire définit, en particulier:

- les critères et les règles de pré-qualification;
- les procédures de sélection des périmètres à offrir en concurrence;
- les procédures de soumission des offres;
- les procédures d'évaluation des offres et de conclusion des contrats.

Les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation fournis pour chaque appel à la concurrence sont approuvés par décision du ministre chargé des hydrocarbures.

Le ministre chargé des hydrocarbures peut, sur rapport motivé et circonstancié, et après approbation du conseil des ministres, déroger aux dispositions ci-dessus pour des motifs d'intérêt général dans le cadre de la politique en matière d'hydrocarbures.

Les contrats de recherche et d'exploitation et les contrats d'exploitation contiennent obligatoirement une clause de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA.

Dans les deux cas, le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA est fixé à un minimum de 51 %, préalablement à chaque appel à concurrence, dans lesdits contrats".

"Art. 34. - Pour les besoins de la conclusion des contrats d'exploitation concernant les gisements déjà découverts, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) lance un appel à la concurrence en deux phases:

* Une première phase dite technique, destinée à définir l'offre technique de référence qui sert de base pour l'établissement de l'offre économique, et qui doit répondre aux critères définis par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), se composant notamment:

- du pourcentage de récupération des volumes en place,
- de l'optimisation de la production,
- des capacités des installations de production,
- des délais de réalisation des investissements nécessaires,

- du montant minimum d'investissement garanti, basé sur des coûts standards communiqués par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

L'ouverture des plis concernant la phase technique est publique.

* Une deuxième phase dite économique, destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) détermine et signifie, dès le lancement de la première phase, lequel parmi les deux critères suivants est retenu comme critère unique de sélection:

- le taux de redevance proposé au-dessus du minimum fixé par la présente loi, ou
- le montant non déductible du bonus à payer au Trésor public à la signature du contrat.

L'ouverture des plis concernant la phase économique est publique et le contrat est conclu immédiatement avec le mieux disant".

"Art. 44. - L'Etat n'assume aucune obligation de financement ni de garantie de financement et n'est en aucun cas responsable vis-à-vis des tiers dans le cadre de l'exécution du contrat.

En tout état de cause et en aucun cas, il ne saurait être établi, par le contractant ou toutes autres parties, de lien direct ou indirect avec ALNAFT ou l'Etat et il ne saurait être formulé de réclamations, directement ou indirectement, par le contractant ou toutes autres parties, à l'encontre de ALNAFT ou de l'Etat, du fait de tous dommages ou conséquences, de quelque nature que ce soit, résultant des opérations pétrolières et/ou de leur conduite.

Le contractant assure la mobilisation des ressources techniques et financières et des équipements nécessaires à l'exécution du contrat. L'ensemble des dépenses nécessaires à l'exécution du contrat est à la charge du contractant".

"Art. 46. - Le contractant ayant découvert un gisement peut bénéficier, après approbation du ministre chargé des hydrocarbures, d'une autorisation de production anticipée à partir d'un ou plusieurs puits pour une durée ne dépassant pas douze (12) mois à partir de la date d'attribution de cette autorisation par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Cette autorisation doit permettre au contractant de préciser les caractéristiques nécessaires à l'élaboration du plan de développement.

Cette production anticipée est soumise au régime fiscal de la présente loi".

"Art. 48. - Chaque contrat de recherche et d'exploitation conclu avec le contractant doit préciser le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA tel que fixé à l'article 32 ci-dessus ainsi que le mode et les conditions de financement des investissements de recherche.

Pour chaque découverte commerciale, l'entreprise nationale SONATRACH - SPA prend en charge, au prorata de sa participation, tous les coûts d'investissement et d'exploitation relatifs au plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Lesdits coûts doivent être préalablement approuvés par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT).

Au plus tard trente (30) jours après l'approbation du plan de développement de la découverte commerciale, l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et les autres personnes constituant le contractant doivent conclure un accord d'opérations annexé au contrat. Cet accord d'opérations doit définir les droits et obligations de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et des autres personnes constituant le contractant, et doit préciser les modalités de paiement des coûts futurs dans le cadre du contrat, ainsi que le montant et les modalités de remboursement par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA des coûts de recherche mentionnés au paragraphe précédent. Une fois approuvé par ALNAFT, cet accord d'opérations est approuvé par décret pris en conseil des ministres et entre en vigueur à la date de la publication du décret d'approbation au Journal officiel de la République algérienne démocratique et populaire.

L'accord d'opérations liant l'entreprise nationale SONATRACH - SPA et les personnes constituant le contractant contient, obligatoirement, une clause de commercialisation conjointe de tout gaz provenant de la découverte dans le cas où ce gaz doit être commercialisé à l'étranger".

"Art. 52. - Le torchage du gaz est prohibé. Cependant, et exceptionnellement pour des durées limitées qui ne peuvent excéder 90

jours, l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) peut accorder une autorisation de torchage à la demande de l'opérateur.

L'opérateur sollicitant cette exception doit s'acquitter d'une taxe spécifique payable au Trésor public, non déductible, de huit mille dinars (8000 DA) par millier de normaux mètres cubes (Nm³) sans préjudice de l'application de l'article 109 ci-dessous.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) se charge du contrôle des quantités torchées et s'assure du paiement de cette taxe par l'opérateur. Cette taxe est actualisée suivant la formule suivante:

- taux de change moyen à la vente du dollar des Etats-Unis d'Amérique en dinars du mois calendaire précédant chaque paiement, publié par la Banque d'Algérie divisé par quatre-vingt dinars (80 DA) et multiplié par le montant de la taxe fixée ci-dessus.

L'actualisation de cette taxe spécifique est appliquée au premier janvier de chaque année.

En outre, ladite taxe est soumise à indexation selon des formules spécifiques à l'activité".

"Art. 53. - Au cas où le plan de développement, proposé par le contractant et agréé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT), prévoit l'utilisation d'eau pour assurer une récupération assistée, une taxe spécifique non déductible, dénommée "redevance d'usage à titre onéreux du domaine public par prélèvement d'eau", doit être acquittée par l'opérateur et affectée en conformité avec la législation et la réglementation en vigueur.

Cette taxe spécifique, payable conformément aux dispositions arrêtées par voie réglementaire, est fixée à quatre-vingt dinars (80 DA) par mètre cube utilisé.

Ladite taxe est soumise à indexation selon des formules spécifiques à l'activité.

L'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) se charge du contrôle des quantités utilisées et s'assure du paiement par l'opérateur de cette taxe spécifique.

Une convention conclue entre l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) et l'agence de bassin hydrographique Sahara (ABH) ou tout autre organisme désigné par le ministre chargé des ressources en eau définit, notamment, les modalités de coordination entre les deux agences et précise les modalités et conditions de paiement, par l'ABH, à ALNAFT, les honoraires de prestations de services en matière de relève et de contrôle des quantités d'eau utilisées".

"Art. 58. - Tout différend, opposant l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT) au contractant, né de l'interprétation et/ou de l'exécution du contrat ou de l'application de la présente loi et/ou des textes pris pour son application, fait l'objet d'une conciliation préalable dans les conditions convenues dans le contrat.

En cas d'échec de la procédure de conciliation, le différend peut être soumis à l'arbitrage international dans les conditions convenues dans le contrat.

Dans tous les cas de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA, la procédure d'arbitrage international concerne exclusivement les personnes autres que l'entreprise nationale SONATRACH - SPA constituant le contractant.

Cependant, quand l'entreprise nationale SONATRACH - SPA est le seul contractant, le différend est réglé par arbitrage du ministre chargé des hydrocarbures.

Le droit algérien, notamment la présente loi et les textes pris pour son application, sont appliqués au règlement des différends".

"Art. 68. - Sous réserve des dispositions de l'article 73 de la présente loi, les activités de transport par canalisation peuvent être exercées par:

- l'entreprise nationale SONATRACH - SPA ou,

- toute société de droit algérien, constituée de toute personne et de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA qui doit participer dans la dite société à un taux minimum de 51 %.

L'entreprise nationale SONATRACH - SPA bénéficie de l'attribution de concession octroyée par arrêté du ministre chargé des hydrocarbures lorsque ladite société de droit algérien exerce les activités de transport par canalisation".

"Art. 69. - 1. Toute demande de concession de transport par canalisation est soumise à l'autorité de régulation des hydrocarbures qui formule une recommandation adressée au ministre chargé des hydrocarbures.

2. Dans le cas d'une demande exprimée par un contractant afin d'évacuer sa production d'hydrocarbures, l'autorité de régulation des hydrocarbures formule une recommandation au ministre chargé des hydrocarbures visant l'octroi de la concession à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA.

3. Dans le cas des autres demandes de concession, l'autorité de régulation des hydrocarbures formule une recommandation adressée au ministre chargé des hydrocarbures visant l'octroi de la concession à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA.

4. Dans le cadre du plan national de développement des infrastructures de transport par canalisation, l'autorité de régulation des hydrocarbures propose au ministre chargé des hydrocarbures d'octroyer à l'entreprise nationale SONATRACH - SPA toute concession n'ayant pas fait l'objet d'une demande.

..... (le reste sans changement).....".

"Art. 70. - 1. Pour les besoins de l'octroi de toute concession de transport par canalisation, dans les cas prévus à l'article 69 ci-dessus, l'autorité de régulation des hydrocarbures requiert du concessionnaire le tarif de transport le plus bas sur la base du retour sur investissement raisonnable exigé par l'autorité de régulation sous réserve que les dispositions techniques du cahier des charges soient respectées.

- 2. L'appel à la concurrence pour l'adjudication de la réalisation de l'infrastructure concernée par la concession se déroule en deux (2) phases:

* Une première phase dite technique destinée à définir l'offre technique de référence parmi les offres des soumissionnaires qui sert de base pour l'établissement de l'offre économique et qui doit répondre au cahier des charges relatif à l'infrastructure envisagée, notamment en ce qui concerne:

- les capacités des installations de transport par canalisation;
- les délais de réalisation des investissements nécessaires;
- la continuité du service;
- la consommation de fuel-gaz.

L'ouverture des plis concernant la phase technique est publique.

* Une deuxième phase dite économique destinée à sélectionner l'un des soumissionnaires. Le critère de sélection retenu est le montant des investissements basé sur des coûts maximums communiqués par l'autorité de régulation des hydrocarbures ou, à défaut, sur des coûts standards du marché approuvés par l'autorité de régulation des hydrocarbures.

L'ouverture des plis concernant la phase économique est publique et la réalisation est adjugée immédiatement au mieux disant".

"Art. 75 - Pour les activités de transport par canalisation, sont établis par voie réglementaire:

- les critères et les règles de pré-qualification, y compris les moyens humains et matériels nécessaires pour assurer la sécurité industrielle des installations et opérations;
- les procédures de demande d'une concession de transport par canalisation;
- les procédures d'appel à la concurrence;
- les procédures d'obtention des autorisations de construction et des opérations;
- les procédures de contrôle et de suivi de la construction et des opérations;
- la tarification;

- la régulation du principe de libre accès des tiers;
- les normes et standards techniques notamment en matière de construction et d'opérations;
- les normes de sécurité industrielle;
- les mesures de protection de l'environnement;
- les pénalités et amendes prévues à l'article 13 ci-dessus;
- les provisions pour remise en état".

"Art. 77. - Les activités de raffinage peuvent être exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA seule ou en association avec toute personne.

Lorsque lesdites activités sont exercées par l'entreprise nationale SONATRACH - SPA en association avec toute personne, le taux de participation de l'entreprise nationale SONATRACH - SPA est fixé à un taux minimum de 51 %.

Les activités de transformation des hydrocarbures peuvent être exercées par toute personne.

Les procédures d'obtention des autorisations requises pour la construction des ouvrages et pour leur exploitation sont définies par voie réglementaire".

"Art. 88. - Chaque personne participant au contrat est soumise à un I.C.R fixé à un taux de 30 % selon les termes et conditions en vigueur à la date du paiement et les taux d'amortissement prévus en annexe de la présente loi.

A cet effet, chaque personne peut consolider les résultats de l'ensemble de ses activités en Algérie, objet de la présente loi. La liste de ces activités est définie par voie réglementaire.

Chaque personne participant au contrat et investissant dans les activités, objet de la loi relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisation susvisée, et dans les activités aval pétrolier, peut bénéficier du taux réduit de l'I.C.R fixé à 15 %.

Les modalités de mise en oeuvre du taux réduit prévu au présent article sont fixées par voie réglementaire".

"Art. 91. - La valeur de la production des hydrocarbures extraits du ou des gisement(s) inclus dans le périmètre d'exploitation est égale au produit des quantités d'hydrocarbures passibles de la redevance par les prix de base, définis à l'article 90 ci-dessus, moins le tarif de transport par canalisation entre le point de mesure et le port algérien de chargement, ou la frontière algérienne d'exportation et, le cas échéant, entre le point de mesure et le point de vente en Algérie.

Pour le cas particulier du gaz vendu sous forme liquéfiée et du GPL vendu sous forme de butane et de propane et le gaz transformé en produits pétroliers ou tous autres produits, il est déduit aussi un coût de façonnage calculé en tenant compte uniquement des investissements. Les tranches annuelles d'investissement bénéficient d'un Uplift fixé comme suit:

- taux Uplift: vingt pour cent (20 %),

- tranche annuelle d'investissement: dix pour cent (10 %) correspondant à une durée de dix (10) ans".

Art. 3. - Il est inséré au sein de la loi n° 2005-07 du 28 avril 2005, susvisée, un article 101 bis rédigé comme suit:

"Art. 101 bis. - Nonobstant les dispositions de l'article 101 ci-dessus, pour les contrats d'association conclus entre SONATRACH et un ou plusieurs associés étrangers dans le cadre de la loi n° 86-14 du 19 août 1986, susvisée, une taxe, non déductible, sur les profits exceptionnels réalisés par ces associés étrangers, est applicable à la part de la production leur revenant lorsque la moyenne arithmétique mensuelle des prix du pétrole Brent est supérieure à 30 dollars par baril.

Ladite taxe est applicable à compter du 1er août 2006.

Le taux de cette taxe, applicable à la production revenant aux associés étrangers, est de 5 % au minimum et de 50 % au maximum.

Pour s'acquitter de cette taxe auprès du Trésor public, SONATRACH procédera à la déduction, à partir de la part de production revenant

auxdits associés étrangers, de la quantité d'hydrocarbures correspondant au montant de cette taxe.

La procédure et les conditions d'application de cette taxe, tenant compte du niveau de la production, ainsi que la méthodologie de calcul sont fixées par voie réglementaire.

Toute convention contraire aux dispositions ci-dessus est nulle".

Art. 4. - Le terme "SONATRACH - SPA" est remplacé, au niveau des articles 2, 31, 64, 85, 100, 102, 103, 104, 105, 106, 107, 108 et 109 de la loi n° 2005-07 du 28 avril 2005, susvisée, par le terme " l'entreprise nationale SONATRACH - SPA".

Art. 5. - La présente ordonnance sera publiée au Journal officiel de la République algérienne démocratique et populaire.

Fait à Alger, le 3 Rajab 1427 correspondant au 29 juillet 2006.

Abdelaziz BOUTEFLIKA.

