



FONDS
MONÉTAIRE
INTERNATIONAL

Département des
finances publiques



Mali

Fiscalité minière et pétrolière (diagnostic)

Septembre 2014



**POUR USAGE
OFFICIEL**

**Gégoire Rota-Graziosi, Oana Luca, Bertrand Laporte et
Maude Lavoie**

POUR USAGE OFFICIEL

FONDS MONÉTAIRE INTERNATIONAL

Département des finances publiques



MALI

FISCALITÉ MINIÈRE ET PÉTROLIÈRE (DIAGNOSTIC)

Grégoire Rota-Graziosi, Oana Luca, Bertrand Laporte et Maude Lavoie

Septembre 2014

Le présent rapport contient des conseils techniques fournis par les services du Fonds monétaire international (FMI) aux autorités du Mali, en réponse à leur demande d'assistance technique. Ce rapport (dans sa totalité, en partie ou sous une forme résumée) peut être communiqué par le FMI aux administrateurs du FMI et à leurs services, ainsi qu'aux autres organismes et entités du bénéficiaire de l'AT et, à leur demande, aux services de la Banque mondiale et aux autres fournisseurs d'assistance technique et bailleurs de fonds dont l'intérêt est légitime, sauf si le bénéficiaire de l'AT s'y oppose explicitement (voir <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2013/061013.pdf>, Operational Guidelines for the Dissemination of Technical Assistance Information à l'adresse disponible en anglais uniquement). La communication du présent rapport (dans sa totalité, en partie ou sous une forme résumée) en dehors du FMI, à des parties autres que les organismes et entités du bénéficiaire de l'AT, les services de la Banque mondiale et les autres prestataires d'assistance technique et bailleurs de fonds dont l'intérêt est légitime, requiert le consentement explicite du bénéficiaire de l'AT et du Département des finances publiques du FMI.

Table des matières	Page
Acronymes	6
Préface.....	7
Résumé des recommandations.....	8
I. Le secteur des ressources naturelles au Mali.....	9
II. Les principes d'une fiscalité optimale du secteur de l'industrie extractive (mines et pétrole)	11
A. La transparence	11
B. La simplicité des codes minier et pétrolier.....	12
C. La clause de stabilité	13
D. Le principe de progressivité de la charge fiscale	15
III. Fiscalité minière.....	17
A. Les activités de recherche et d'extraction	17
B. Les codes miniers au Mali.....	21
C. L'analyse du partage de la rente minière.....	28
IV. Fiscalité pétrolière	39
A. Commentaires généraux sur le projet de CP	40
B. Commentaires spécifiques.....	41
C. Analyse économique des régimes fiscaux pétroliers.....	52
V. Questions communes au secteur de l'industrie extractive (mines et pétrole).....	60
A. L'imposition de certaines transactions : les accords d'amodiation et les redevances dérogatoires	60
B. La réhabilitation des sites et la reconstitution de gisement.....	61
VI. La protection de l'assiette de certains impôts domestiques contre une optimisation fiscale agressive.....	64
A. Le principe de pleine concurrence et les prix de transfert.....	64
B. La surévaluation des coûts et le rôle de la liste minière	65
C. La taxation des plus-values résultant de transferts directs et indirects d'actifs maliens	67
D. Évaluation de services et achats d'équipement hautement spécialisés	69
Annexe I. Principales productions de minerais en 2010 en Afrique, par pays, hors pétrole et gaz.....	71

Annexe II. Les instruments fiscaux de la fiscalité du secteur de l'industrie extractive.....	72
Annexe III. Hypothèse du projet minier illustratif.....	76
Annexe IV. Régimes fiscaux dans le secteur minier dans quelques pays africains.....	77
Annexe V. Hypothèse du projet pétrolier	78
Annexe VI. Fiscalité applicable au pétrole dans des pays comparables.....	79

Tableaux

A.1. Matrice des objectifs et mesures	8
1. Recettes fiscales et non fiscales du secteur minier selon l'ITIE	10
2. Principaux pays producteurs d'or en Afrique (en kg).....	18
3. Mines en exploitation au Mali	19
4. Évolution des exportations des mines d'or du Mali (en kg)	20
5. Ratios financiers des sociétés minières en exploitation.....	20
6. L'organisation institutionnelle des différents prélèvements	22
7. Principales dispositions fiscales et douanières des codes miniers du Mali	24
8. Régimes fiscaux.....	30
9. Termes des régimes alternatifs proposés	38
10. Données économiques par scénario	38
11. Choix de contrats dans le Monde.....	43
12. Clauses fiscales clés des contrats pétroliers modélisés.....	53
13. Modélisation des clauses fiscales.....	56
14. Structure des importations des entreprises minières sur la période 2005–12	66
15. Taux effectif moyen du droit de douane par entreprise en 2012	67
16. Synthèse des effets des prélèvements sur le secteur minier pour l'investisseur et l'État	75

Graphiques

1. Nombre de titres d'exploration délivrés	18
2. TEMI en fonction du régime fiscal	30
3. TEMI au Mali	31
4. Flux de trésorerie nets et taxes perçues.....	31
5. Progressivité des régimes fiscaux miniers	32
6. TEMI dans divers pays	34
7. Progressivité des régimes fiscaux miniers dans divers pays.....	34
8. Progressivité du CM 2012 et des régimes proposés lorsque le prix de l'or varie.....	36
9. Progressivité du CM 2012 et des régimes proposés lorsque les coûts de production varient	37
10. Comparaison des régimes alternatifs : progressivité	56
11. Comparaison internationales : TEMI pour le secteur pétrolier.....	58
12. Comparaisons internationales : Progressivité	58

13. Répartition des biens importés (position HS) par taux de taxation en 2012 (%).....	66
14. Un exemple de projet minier.....	76
15. Un exemple de projet pétrolier	78

Encadrés

1. VAN, TRI, TEMI.....	28
2. Taxe sur la rente pétrolière et partage de la production selon le facteur R.....	55
3. Les différentes modalités de taxation de la rente minière.....	74

ACRONYMES

AFIE : Analyse fiscale des industries extractives
 AUREP : Autorité pour la promotion de la recherche pétrolière
 Bbl : Baril de pétrole
 BIC : Impôt sur les bénéfices industriels et commerciaux
 CA : Chiffre d'affaires
 CAHT : Chiffre d'affaires hors taxes
 CFE : Contribution forfaitaire des employeurs
 CGI : Code général des impôts
 CM : Code minier
 CP : Code pétrolier
 CPS : Contribution pour prestation de services
 DGD : Direction générale des douanes
 DGE : Direction des grandes entreprises
 DGI : Direction générale des impôts
 DNDC : Direction nationale des domaines et du cadastre
 DNGM : Direction nationale de la géologie et des mines
 FCFA : Franc des Communautés Financières d'Afrique
 FMI : Fonds Monétaire International
 INPS : Institut national de prévoyance sociale
 IRM : Impôt sur la rente minière
 IRVM : Impôt sur les revenus des valeurs mobilières
 IS : Impôt sur les sociétés
 ISCP : Impôt sur certaines catégories de produits
 ITIE : Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
 IVB : Impôt variable sur les bénéfices
 M : Million
 Md : Milliard
 OCDE : Organisation de Coopération et de Développement Économiques
 ONU : Organisation des Nations Unies
 PIB : Produit intérieur brut
 RAS : Retenue à la source
 SH : Système harmonisé
 TAF : Taxe sur les activités financières
 TEC : Tarif extérieur commun
 TEMI : Taux effectif moyen d'imposition
 TIPP : Taxe intérieure des produits pétroliers
 TRI : Taux de rentabilité interne
 TRM : Taxe sur la rente minière
 TVA : Taxe sur la valeur ajoutée
 UEMOA : Union Économique et Monétaire Ouest Africaine
 USD : Dollar États-Unis
 VAN : Valeur actuelle nette

PRÉFACE

Dans le cadre de la mise en œuvre du programme d'assistance technique financé par un fonds spécialisé (*Managing Natural Resource Wealth-Topical Trust Fund—MNRW-TTF*) une mission du Département des finances publiques (FAD) du FMI s'est rendue à Bamako du 19 au 30 juin 2014 ; un document détaillant les objectifs et l'assistance technique financés par ce fonds se trouve sur le site web du FMI :

<http://www.imf.org/external/np/otm/2010/110110.pdf>. La mission était composée de Grégoire Rota-Graziosi (chef de mission), Oana Luca (FMI, Département des finances publiques), Bertrand Laporte et Maude Lavoie (experts du FMI). Elle avait pour objectif d'établir un diagnostic de la fiscalité minière et pétrolière malienne.

La mission a présenté ses conclusions à M. le Ministre des Mines Boubou Cissé et ses principaux collaborateurs responsables des services centraux et des services extérieurs ; MM. Togola et Soussourou, Conseillers du Ministre des Finances ; M. Sidima Dienta, Directeur général des impôts (DGI) et ses principaux collaborateurs responsables des services centraux et des services extérieurs.

La mission a également rencontré certains représentants des sociétés minières, et les représentants des principaux partenaires au développement.

La mission a organisé un atelier le lundi 23 juin sur la modélisation du partage de la rente entre l'investisseur privé et l'État, en présence de M. le Ministre des mines et d'une trentaine de fonctionnaires des différentes administrations concernées par la fiscalité minière.

La mission a également animé un séminaire organisé par M. le Ministre des Mines Boubou Cissé, le vendredi 27 juin, relatif aux principes d'une fiscalité optimale de l'industrie extractive et les implications pour le Mali, en présence de M. le Ministre des Mines et d'une soixantaine de participants venant des administrations concernées, du secteur privé et de la société civile.

La mission a conduit ses travaux avec l'assistance de MM. Hamara Touré et Ousmane Mamadou Konaté, point focaux respectifs du secteur minier et pétrolier de la mission. Elle a également bénéficié du concours de M. Anton Op de Beke, Représentant résident du FMI, et de ses collaborateurs, qui ont facilité les contacts et l'organisation de la mission.

RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS

Le secteur minier a contribué directement et indirectement pour 21,6 % en 2011 aux recettes fiscales de l'État (3,28% du PIB), ou encore pour 18,6% des recettes totales (3,89% du PIB). L'objectif de ce diagnostic était d'identifier les principales faiblesses de la fiscalité minière et pétrolière malienne, et de proposer des pistes de réflexion pour y remédier. Les recommandations renvoient donc essentiellement à de futures missions de politique fiscale minière et pétrolière qui affineront les recommandations avancées ici et soutenues par les autorités maliennes. La mission a ainsi défini la matrice suivante du projet d'assistance technique financé par le fonds fiduciaire MNRW-TTF.

Tableau A.1. Matrice des objectifs et mesures (volet fiscalité minière et pétrolière du projet d'assistance technique)

Objectifs / mesures	Indicateurs de performance	Echéance
Objectif 1. Renforcer la transparence du secteur minier et pétrolier.		
Publier en ligne les conventions fiscales et les études de faisabilité des sociétés titulaire d'un titre d'exploitation	Définir avec les investisseurs du secteur un modèle type d'étude de faisabilité fournissant les informations économiques et financières suffisantes pour apprécier la rentabilité du projet minier ou pétrolier.	Décembre 2014
Garantir le financement de la réhabilitation des sites miniers et pétroliers	Création d'un fonds spécial domicilié à la Banque Centrale financé par les dotations pour réhabilitation des sites d'exploitation.	Loi de finances 2015
Objectif 2. Améliorer la gestion du secteur minier et pétrolier.		
Renforcer la coordination entre les administrations douanière, fiscale et la direction des mines.	Indicateur prioritaire : Créer une unité interministérielle en charge de la fiscalité minière et pétrolière ; Échange d'information systématique entre ces administrations.	Décembre 2014
Renforcer les capacités d'analyses financières des administrations	Développer et entretenir des modèles de partage de la rente minière pour chaque projet minier à partir des études de faisabilité publiées. Actualisation régulière des listes minières.	2014 et suivantes Decembre 2014 et mois suivants
Objectif 3. Lutter contre les comportements d'optimisation fiscale agressive.		
Renforcer la législation fiscale relative à la base imposable au titre de l'IS	Projet de loi portant sur l'introduction du principe de pleine concurrence dans le Code Général des Impôts ; Introduction d'une règle de sous-capitalisation.	Loi de finances 2016
Taxation des plus-values liées aux transferts indirects de titres miniers	Projet de loi.	Décembre 2015
Objectif 4. Fiscalité minière et pétrolière		
Améliorer la fiscalité minière et pétrolière	Soumettre à l'Assemblée une proposition pour un Code Pétrolier révisé qui a bénéficié des conseils des experts FMI Soumettre à l'Assemblée une proposition pour un Code Minier révisé qui a bénéficié des conseils des experts FMI	Décembre 2014 Décembre 2015
Simplifier l'administration de la fiscalité minière et pétrolière	Renforcer le principe de déconsolidation dans le Code Minier et Pétrolier. Fusionner la redevance ad valorem et l'ISCP.	2014 et 2015 2015

I. LE SECTEUR DES RESSOURCES NATURELLES AU MALI

1. **Le secteur minier a contribué directement et indirectement pour 21,6 % en 2011¹ aux recettes fiscales de l'État (3,28% du PIB) ou encore pour 18,6% des recettes totales (3,89% du PIB).** Le tableau 1 présente le détail des recettes du secteur minier, le secteur pétrolier étant encore au stade de l'exploration et ne générant que très peu de recettes (taxe superficielle, taxe de délivrance et fonds de formation et promotion²).

2. **L'enjeu de la fiscalité minière au Mali est particulièrement important pour la mobilisation des recettes domestiques.** En effet, les sept sociétés minières en exploitation et leurs sous-traitants, soit 72 des 409 entreprises enregistrées à la DGE en 2012, représentaient plus de 45% de l'Impôts sur les Sociétés (IS) collecté. Selon le dernier rapport de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) de 2013, portant sur l'année 2011, la première source de recettes concerne la fiscalité directe avec 36%, un montant supérieur à celui des redevances proportionnelles (30% des recettes). Enfin, les mines en exploitation étaient un agent collecteur important en 2011 en retenant 33 Md FCFA, soit 20% des recettes totales. Depuis 2011 cependant, les retenues à la source pour la Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA) et pour l'impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux (BIC) devraient significativement diminuer suivant les meilleures pratiques internationales³.

3. **Les recommandations de la mission visent essentiellement à améliorer l'établissement de certains principes fiscaux qu'un Code Minier (CM) ou Pétrolier (CP) doit contenir au regard des meilleures pratiques internationales, et à sécuriser l'assiette de certains impôts déjà définis.** Le chapitre II présente certains principes qui devraient guider les CM et CP. Le chapitre III concerne la fiscalité minière au Mali, le chapitre IV la fiscalité pétrolière. Le chapitre V considère certaines questions communes à la fiscalité minière et pétrolière, comme l'imposition des contrats d'amodiation ou des redevances dérogatoires et la réhabilitation des sites miniers. Enfin, le dernier chapitre traite de la protection des impôts existants contre les risques d'optimisation fiscale agressive de la part des multinationales opérant au Mali.

¹ L'année 2011 est retenue ici, car elle est la dernière année de recettes auditée par l'ITIE.

² Ce fonds est alimenté directement par les sociétés titulaires d'un permis d'exploration pétrolier, et vise à former et éventuellement rémunérer les agents de l'État en charge de ce secteur. La cotisation à ce fonds par chaque société est entre 250 000 et 500 000 USD. La pertinence d'un tel fonds sera discutée dans le chapitre IV.

³ La retenue à la source de TVA et du BIC a été supprimée entre entreprises correctement enregistrées auprès de l'administration fiscale. Elle demeure collectée sur le secteur informel et sur les prestataires de services non enregistrés au Mali.

Tableau 1. Recettes fiscales et non fiscales du secteur minier selon l'ITIE.

Année audité	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Recettes totales	115,7	136,0	125,9	176,2	168,6	196,2
	3,62%	3,97%	3,22%	4,16%	3,68%	3,89%
Recettes fiscales	90,7	112,5	105,3	149,6	132,6	165,0
	2,83%	3,29%	2,69%	3,54%	2,89%	3,28%
Recettes fiscales directes	31,8	60,2	56,5	73,8	56,4	60,0
IS	29,2	58,3	54,6	67,3	50,8	53,8
IRVM (1)		0,1	0,0	4,1	3,3	2,8
Impôts sur la masse salariale (2)	2,6	1,7	1,9	2,4	2,3	3,4
<i>Taxe Logement</i>	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4
<i>Taxe sur la formation professionnelle</i>	0,1	0,4	0,4	0,5	0,5	0,7
Contribution forfaitaire à la charge des employeurs	2,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,7
<i>Taxe Emploi Jeune</i>		0,0	0,1	0,4	0,4	0,6
Recettes fiscales indirectes	8,1	10,8	8,5	19,4	16,0	20,4
TVA (3)		6,9	5,6	12,0	9,4	0,0
Droits de douane	8,1	3,9	2,9	7,4	6,4	20,4
Autres Taxes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	
Autres recettes fiscales	1,1	1,2	1,2	1,8	2,1	2,6
Patentes	1,1	1,2	1,2	1,8	2,1	2,6
Recettes fiscales spécifiques au secteur minier	32,1	26,2	28,7	38,3	41,1	49,0
Taxe ad Valorem	15,5	13,9	14,5	21,2	20,5	24,6
Droit d'accise sur l'or (CPS et ISCP)	16,5	12,3	14,1	16,8	20,4	24,1
CPS (4)	16,3	12,3	14,1	16,5	15,1	2,1
ISCP	0,2	0,0	0,0	0,2	5,3	22,1
Redevances superficielles	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3
Retenues à la source (5)	17,5	14,0	10,3	16,3	17,0	33,0
Impôts sur le traitement et salaires	4,8	4,6	4,2	8,0	8,0	10,0
Retenues BIC	5,0	0,7	1,9	2,5	5,6	7,4
Retenues TVA	6,0	8,7	4,2	5,9	3,4	15,6
Autres retenues à la source	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Recettes non fiscales	25,0	23,5	20,6	26,5	35,9	31,2
Dividendes	20,4	18,5	15,7	20,3	29,6	22,8
Cotisations sociales (INPS)	4,6	5,0	5,0	6,3	6,3	8,4
PIB	3.201	3.425	3.913	4.233	4.582	5.038

1: L'IRVM ne concerne que les dividendes distribués à l'Etat, ceux distribués aux autres actionnaires sont exonérés au titre des convention minières.

2: Les impôts assis sur la masse salariale sont dûs par l'employeur.

3: TVA non déductible.

4: la CSP et l'ISCP sont une même taxe. Leur nom varie selon le code minier de référence.

5: Impôts qui ne sont pas dûs par la société minière, mais qu'elle collecte.

Source : ITIE, mission géographique.

II. LES PRINCIPES D'UNE FISCALITÉ OPTIMALE DU SECTEUR DE L'INDUSTRIE EXTRACTIVE (MINES ET PÉTROLE)

4. **Les régimes fiscaux⁴ applicables au secteur de l'industrie extractive (mines et pétrole) dans les pays en voie de développement résultent d'un arbitrage entre une volonté d'attirer des investisseurs internationaux nécessaires à la valorisation de la rente minière, et une imposition suffisante de cette rente.** Deux caractéristiques principales distinguent le secteur minier des autres activités économiques, influençant le régime fiscal optimal qui s'y applique : des investissements particulièrement importants et largement irréversibles, attachés au site même de l'exploitation minière, et de multiples sources d'incertitude quant à la rentabilité du projet (coûts d'exploitation, cours du minerais extrait...). Ce chapitre présente par ordre de priorité certains principes de la fiscalité du secteur industriel extractif que la mission considère pertinents pour le Mali, à savoir : les principes de transparence, de simplicité, de stabilité et de progressivité.

A. La transparence

5. **La transparence du secteur minier ou pétrolier malien⁵ peut être renforcée par la diffusion en ligne des conventions des sociétés en exploitation et de leurs études de faisabilité.** Les conventions minières de chaque projet font l'objet de décrets publiés au Journal Officiel et recensés dans le rapport ITIE (2013). Une actualisation et une mise en ligne de ces décrets participerait aux meilleures pratiques internationales. De plus, certaines sociétés extractives maliennes appartiennent à des groupes canadiens ou australiens (*cf.* tableau 1). Or, le Canada et l'Australie imposent à ses sociétés cotées en bourse une politique de divulgation de l'information économique et financière très rigoureuse. Ainsi, toutes les études de faisabilité déposées au Mali par des sociétés membre d'un groupe canadien sont déjà accessibles à tous sur le site officiel des valeurs mobilières canadiennes : www.sedar.com. En outre, ces groupes doivent détailler leur activité projet minier par projet minier dans leur rapport financier. La production, la vente et le coût opérationnel unitaire (par once d'or produit) de chaque projet minier malien sont notamment présentés dans les rapports financiers trimestriels et annuels de ces groupes accessibles sur le site précédemment évoqué.

6. **La transparence est un instrument permettant d'attirer (et de filtrer) les entreprises multinationales aux meilleures pratiques.** Les pays qui abritent le siège des sociétés multinationales opérant dans le secteur de l'industrie extractive se différencient notamment par leurs lois en matière de divulgation de l'information financière. L'opacité favorise les sociétés aux pires pratiques et évince du marché malien des sociétés qui sont soumises à des lois en matière de divulgation financière les plus drastiques. La transparence au Mali est un outil de discrimination positive en faveur des sociétés multinationales socialement responsables.

⁴ Les systèmes fiscaux doivent être entendus au sens large, car nous considérons que les recettes fiscales et celles non fiscales telles que les redevances minières contribuent à la définition de ces systèmes fiscaux.

⁵ Le Mali est membre de l'ITIE.

7. **L'établissement d'un cadre normalisé pour l'analyse économique des études de faisabilité des projets miniers et pétroliers permettrait d'améliorer la gouvernance du secteur des ressources naturelles.** En effet, ces études sont un élément crucial, tant pour l'obtention du titre d'exploitation que pour le financement même du projet. Elles ont une valeur légale par exemple au Canada, où elles peuvent être un moyen de preuve pour des actionnaires poursuivant en justice le conseil d'administration des sociétés dont ils détiennent des parts. Une normalisation de l'information économique et financière en coordination entre le Ministère en charge des Mines et celui des Finances serait souhaitable afin notamment d'homogénéiser les données économiques⁶ et de mieux maîtriser certaines variables clés telles que la valeur des biens d'équipement et les coûts de production. Les dépassements significatifs de coût pourraient ainsi contribuer à une analyse de risque de la DGI pour apprécier d'éventuelles pratiques de prix de transfert, visant à réduire le bénéfice imposable au Mali. De même, la surexploitation des gisements, qui compromet sérieusement la durée de vie des mines pourrait être plus facilement identifiable. Enfin, la normalisation de ces études économiques permettrait également une utilisation plus aisée du modèle d'Analyse Fiscale des Industries Extractives (AFIE) construit par la mission et laissé aux autorités.

B. La simplicité des codes minier et pétrolier

8. **La simplicité des lois minière et pétrolière est une condition indispensable pour assurer une maîtrise des recettes de l'État.** La simplicité de la loi renforce la transparence du secteur. Elle améliore également le climat des affaires en évitant certaines interprétations divergentes entre l'investisseur et les administrations concernées. Enfin, elle réduit les coûts d'administration du régime fiscal, en particulier ceux supportés par les administrations publiques pour la définition, la mise en œuvre et le suivi des recettes fiscales et non fiscales.

9. **Un instrument important de simplification est le principe de déconsolidation (« ring-fencing »), qui limite le nombre de titres miniers d'exploration et/ou d'exploitation détenus par une même société minière ou pétrolière.** Cette restriction permet de réduire les risques de compensation et d'évitement de l'impôt, en particulier l'impôt sur les sociétés (IS), entre deux projets miniers ou pétroliers qui sont à des stades d'exploitation différents. L'activité et le bénéfice imposable lié à chaque permis d'exploitation est plus facilement contrôlable par l'administration fiscale.

10. **Le principe de déconsolidation peut être appliqué de façon plus ou moins stricte selon les pays.** Ce principe peut consister à n'associer qu'un seul titre minier d'exploitation à une société minière et obliger le groupe minier à créer une autre entité juridique pour la détention d'autres titres, en particulier d'exploration. Certaines sociétés multinationales ont une telle organisation, notamment dans un souci de transparence vis-à-vis de leurs actionnaires. Certains pays autorisent la société minière d'exploitation à détenir également des titres d'exploration. D'autres limitent le nombre de licences d'exploration qu'une même société peut posséder. La décision finale du périmètre de déconsolidation, ou à contrario de

⁶ Par exemple, les huit études de faisabilité consultées pour construire le modèle de partage de la rente (cf. chapitre III) utilisent différents taux d'escompte variant de 5% à 11,2%.

consolidation, demeure politique et doit intégrer d'une part la capacité des administrations concernées à suivre l'activité économique de compagnies aux structures organisationnelles plus ou moins complexes, et d'autre part les interférences et les coûts de gestion pour les sociétés minières qu'impose un principe de déconsolidation trop strict.

11. **Le principe de déconsolidation permet de lutter contre la fraude fiscale qu'induit tout régime dérogatoire.** En effet, les exonérations de TVA ou de droits de douane concédées aux titulaires de permis de recherche ou d'exploitation en phase de développement peuvent induire des comportements de fraudes en détournant les biens importés de leur destination initiale. Le principe de déconsolidation consiste également à exclure des opérateurs économiques d'autres secteurs d'activités à détenir des permis d'exploration ou d'exploitation, ou à imposer la création d'une société dédiée à cette activité correctement identifiée auprès des services de l'administration fiscale.

12. **La simplicité du régime fiscal du secteur des industries extractives nécessite également une organisation rationnelle des services administratifs concernés de l'État.** Les administrations en charge du secteur extractif pour le paiement de leurs impôts, taxes et redevances sont multiples au Mali et relèvent de plusieurs ministères (cf. tableau 6). Cette fragmentation augmente significativement le coût de gestion de ce secteur pour l'État et pour les investisseurs privés. Elle détériore la transparence et la bonne gouvernance de ce secteur, exposant les investisseurs à des informations publiques contradictoires.

C. La clause de stabilité

13. **La clause de stabilité⁷ dans le secteur de l'industrie extractive est un mécanisme d'assurance contre le risque politique d'expropriation, comme une révision unilatérale des conditions fiscales de l'activité minière.** La clause de stabilité s'explique par la nature même de l'activité d'extraction. D'une part, les décisions d'investissements particulièrement importants sont dites irréversibles⁸, et leurs coûts irrécupérables car spécifiques. D'autre part, l'activité extractive est par définition une activité de rente, dont la valeur demeure très incertaine au moment de l'investissement : le prix du minerai extrait peut varier significativement ; le coût de production est également incertain (innovations technologiques, difficultés techniques imprévues dans l'extraction...). Enfin, les projets miniers et pétroliers se caractérisent par des durées de vie très variables, certains pouvant s'étendre sur plusieurs décennies. De telles spécificités soulèvent le problème de l'incohérence inter-temporelle : l'État est incité à réviser à son avantage le partage initial de la rente minière ou pétrolière, une fois que l'investissement irréversible ait été réalisé.

⁷ Les clauses de stabilité ont été introduites par les sociétés pétrolières américaines dans les années 1930 afin de se prémunir contre le risque de nationalisation en Amérique latine. Une analyse de ces clauses détaillée est présentée dans Daniel et al. (2010).

⁸ Un investissement est dit irréversible lorsqu'il n'existe aucun marché concurrentiel où celui-là pourrait être échangé, puisqu'il est dans le cas minier ou pétrolier physiquement associé à un gisement qu'il valorise.

14. **La clause de stabilité vise à figer dans le temps les termes du partage de cette rente.** Comme une assurance, elle protège l'investisseur privé contre un comportement opportuniste de l'État qui pourrait être tenté de l'exproprier en révisant la fiscalité après que l'investissement ait été réalisé. En limitant les marges de manœuvre de l'État, la clause de stabilité renforce non seulement l'attractivité du pays, mais elle crédibilise également les engagements et la politique de l'État. A partir d'un certain seuil de crédibilité et de stabilité politique de l'État, les clauses de stabilité perdent de leur importance pour les investisseurs. ou de façon équivalente, l'État est suffisamment crédible en matière de politique fiscale qu'aucun investisseur n'exige une clause de stabilité comme au Ghana dans le secteur aurifère.

15. **Diverses formes de clause de stabilité existent dans le monde : le gel du partage de la rente par une des taxes (taux, assiettes) fixées une fois pour toute, ou la renégociation régulière mutuellement consentie des différents impôts et taxes.** Certains pays appliquent une prime à la clause de stabilité en majorant certains impôts si une clause de stabilité est accordée (Pérou, Chili, Papouasie Nouvelle-Guinée). Généralement, une clause moderne de stabilité lie les termes fiscaux et douaniers au régime de droit commun ou au code sectoriel concerné afin de limiter l'aspect discrétionnaire de toute convention. En d'autres termes, l'activité industrielle extractive est traitée comme les autres secteurs d'activité en matière de fiscalité de droit commun : IS, IRVM, TVA... Une « parafiscalité » spécifique de type redevances superficielle ou ad valorem, prise de participation à titre gratuit, contrats de partage... vient compléter la fiscalité de droit commun pour obtenir un partage équitable de la rente.

16. **Si les clauses de stabilité sont nécessaires au Mali, celle définie par les CM (1991, 1999 et 2012) et par le projet de CP malien semblent excessivement généreuses car elles sont particulièrement longues (30 ans) et asymétriques (l'évolution de la fiscalité ne peut qu'être favorable à l'investisseur).** La durée des clauses de stabilité est fixée à 30 ans quelle que soit la nature de la ressource exploitée. Or, l'analyse des études de faisabilité pour le secteur aurifère, première ressource exploitée au Mali, révèle des durée de vie des mines bien inférieures, de l'ordre d'une dizaine d'année, parfois moins (cf. tableau 3). De plus, la période de récupération (date du point mort) des projets miniers existants, estimée à partir des études de faisabilité disponibles, est particulièrement courte, généralement inférieure à 5 ans (cf. graphique 2). Enfin, une longueur excessive entraîne une certaine complexité en entraînant la coexistence de plusieurs régimes fiscaux sur le même territoire pour une même activité. Elle soulève également des risques de tension entre l'État et le secteur privé, compromettant sa finalité même, car l'évolution des cours et la profitabilité induite des projets miniers ou pétroliers deviennent impossibles à prédire sur plusieurs décennies.

17. **Le coût de l'asymétrie du CM 1991 et du projet de CP est significatif, détériorant les termes du partage de la rente notamment minière pour le gouvernement.** L'asymétrie est le résultat d'une disposition de ces codes qui octroie la capacité à l'entreprise d'opter librement pour toute disposition fiscale plus favorable lui permettant de réduire sa charge

fiscale. Ainsi par exemple, la baisse des taux de l'IS⁹ ou de l'IRVM depuis 1991 réduit la part de la rente minière revenant à l'État (cf. graphique 3). Cette asymétrie entraîne également et naturellement des interprétations divergentes de la loi entre les investisseurs et l'administration fiscale, qui nuit au climat des affaires au Mali et donc à son attractivité. De façon générale, toute réforme fiscale visant à réduire le taux d'un impôt ou d'une taxe et à en élargir son assiette réduira la part de la rente minière revenant à l'État.

D. Le principe de progressivité de la charge fiscale

18. **La progressivité du système fiscal applicable aux ressources naturelles vise à faire varier de façon automatique le partage de la rente entre l'État et l'investisseur selon la rentabilité du projet minier ou pétrolier¹⁰.** Avec un régime progressif, la part de l'État augmente lorsque la rentabilité du projet minier ou pétrolier s'améliore, et diminue dans le cas contraire. Cette propriété présente plusieurs avantages : (1) elle est automatique et ne nécessite donc pas de difficiles négociations ; (2) elle permet à l'État de bénéficier d'une part plus importante notamment et normalement lorsque le cours mondial de la ressource exploitée s'envole ; (3) elle réduit le risque pour l'investisseur en réduisant la pression fiscale lorsque la rentabilité de l'exploitation minière ou pétrolière est faible ; (4) en diminuant le risque pour l'investisseur, elle réduit le taux de rentabilité exigé par celui-ci et augmente la rente taxable. Ces avantages renforcent la stabilité du régime fiscal dont la variation est connue et prévisible pour les deux parties et réduisent le risque de l'investisseur.

19. **La progressivité du système fiscal suppose néanmoins que l'État accepte de supporter une partie du risque de l'investissement.** Le niveau optimal de la progressivité résulte donc d'un arbitrage similaire au choix de tout investisseur entre l'espérance de gain (la part de la rente revenant à l'État) et le risque associé à ce gain. Tout régime fiscal est plus ou moins progressif selon les instruments fiscaux utilisés. Les chapitres III et IV proposeront une analyse plus détaillée de la question de la progressivité pour le secteur minier et celui pétrolier et établiront des recommandations particulières.

Recommandations

- Publier en ligne les conventions des sociétés extractives et leurs études de faisabilité (secteurs minier et pétrolier) ;
- Instaurer le principe de déconsolidation dans un code minier révisé et dans le projet de code pétrolier ;
- Rationaliser l'organisation institutionnelle des différents prélèvements obligatoires du secteur de l'industrie extractive ;

⁹ Le taux actuel de l'IS du CGI est de 30%, le CM 2012 établit un taux de 25% et certaines conventions signées précisaient un taux de 45% voire de 50%. L'asymétrie des clauses de stabilité autorise donc les sociétés minières à réduire leur taux d'imposition sur leurs bénéfices à 25%.

¹⁰ Daniel et al. (2010) et IMF (2012) proposent notamment une revue de la progressivité des régimes fiscaux miniers et pétroliers dans le monde.

- Réduire la durée des clauses de stabilité dans un code minier révisé et dans le projet de code pétrolier ;
- Améliorer la progressivité des régimes fiscaux minier et pétrolier (cf. chapitres III et IV).

III. FISCALITÉ MINIÈRE

A. Les activités de recherche et d'extraction

Analyse économique de secteur minier malien

20. **Le secteur minier malien est aujourd'hui essentiellement aurifère avec 7 mines industrielles en activité (cf. Tableau 3).** De nombreux sites d'orpaillage sont présents sur le territoire et fournissent jusqu'à 20% de la production d'or du pays¹¹. Une petite mine de fer est active dans la région de Koulikoro mais ses perspectives de développement sont limitées. La mine de manganèse d'Ansongo a cessé toute activité.

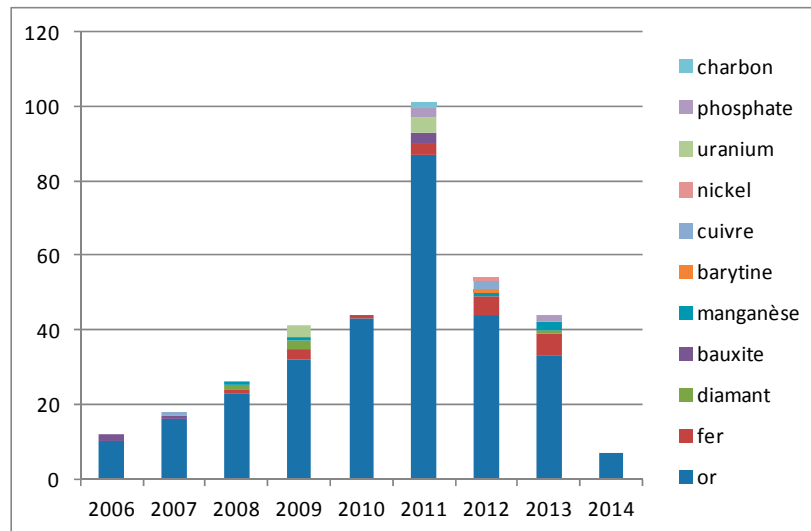
21. **Favorisé par l'envolée du prix de nombreux minerais depuis 2008, le nombre de permis de recherche s'est accru significativement pour atteindre un sommet en 2011 avec 101 permis de recherche délivrés, dont 87 pour l'or (cf. graphique 1).**¹² 10 autres substances se partagent les 14 autres permis de recherches délivrés. La mise en production de ces gisements dépend de nombreux facteurs dont le cours des minerais, les coûts de production, et, naturellement le régime fiscal en vigueur¹³.

22. **Le Mali est le deuxième producteur d'or d'Afrique de l'Ouest derrière le Ghana et le quatrième du continent (cf. tableau 2).** Malgré le rebond de production d'or en 2013, la tendance à la baisse de la production malienne pourrait se confirmer au cours des quatre prochaines années (cf. tableau 4). La mise en production de cinq nouvelles mines ne compensera pas la fermeture programmée des mines de Yatela et Kalana. Toutefois, plusieurs mines en fin de vie ont des projets d'extension qui pourraient inverser cette tendance (cf. tableau 3).

¹¹ L'assistance technique du FMI ne couvre pas l'activité minière artisanale.

¹² Après la visite de la mission et avant la finalisation de ce rapport, 130 permis de recherches et autorisations d'exploitation ont été annulé par le Ministre des Mines.

¹³ A titre d'information, l'annexe 1 fournit une carte de l'extraction minière en Afrique en 2010.

Graphique 1. Nombre de titres d'exploration délivrés

Sources : DNGM, Ministère de l'Industrie et des Mines.

23. **L'activité malienne d'extraction de l'or est homogène d'un point de vue fiscal, car toutes les entreprises en activité relèvent du même régime fiscal (CM 1991).** Le régime fiscal est fixé au moment de l'obtention du permis de recherche, dont la durée est de 9 ans dans les CM 1991 et 1999. Ainsi, la plupart des projets mis en œuvre dans les années 2000 ont vu leur fiscalité fixée avant l'entrée en vigueur du CM 1999. La situation est semblable pour les nouveaux projets qui relèvent tous du CM 1999 (*cf.* tableau 3). Toutefois, la clause de stabilité asymétrique et les conventions « particulières » ont complexifié ce schéma assez simple. SOMIKA ne paie pas de redevance ad valorem. Lors de son projet d'extension en 2012 qui modifiait la technologie utilisée, SEMOS a négocié le maintien du régime fiscal du CM 1991. L'avenant au contrat a entériné un compromis, le maintien d'une période d'exonération de trois ans (au lieu de cinq) ayant été accordé en échange de la réduction de l'IS de 35 à 30%.

Tableau 2. Principaux pays producteurs d'or en Afrique (en kg)

	2007	2008	2009	2010	2011
Afrique du Sud	252 598	212 571	197 628	188 701	181 000
Ghana	72 209	72 980	79 883	76 332	80 122
Tanzanie	40 193	36 434	39 112	39 448	44 000
Mali	48 850	41 160	42 364	36 360	35 728
Burkina Faso	2 250	6 033	11 581	22 939	31 774
Soudan	6 049	7 508	14 914	26 317	23 379
Guinée Equatoriale	15 628	19 945	18 091	15 217	15 695
Zimbabwe	6 750	3 579	4 965	9 100	12 824
Erythrée	30	30	30	500	12 000
Ethiopie	4 368	3 465	6 251	5 936	11 000
Côte d'Ivoire	1243	4205	6947	5310	9871
Mauritanie	2251	6254	8000	8325	8200
Autres pays	24212	20317	26160	26389	25173
Total	476 631	434 481	455 926	460 874	490 766

Source : USGS.

Tableau 3. Mines en exploitation au Mali

Entreprises	Mines	Minerai	Propriétaire	Base légale	Date du permis d'exploitation	Superficie (km2)	Début de production	Durée attendue de l'exploitation	Commentaires
SOMISY	Syama	or	Résolute mining (80%)	CM 1991	9/23/1989	191,4	1990	extension en 2009 pour 7 ans	Avenant du 12/12/2006 (1)
SEMOS SA	Sadiola	or	Etat malien (20%) lamgold (41%) AngloGold Ashanti (41%)	CM 1991	8/1/1994	302,6	1996	extension 2014 pour 10 ans	
MORILA SA	Morila	or	AngloGold Ashanti (41%) lamgold (40%) Etat malien (20%)	CM 1991	8/4/1999	199,8	2000	15 ans	
YATELA SA	Yatela	or	AngloGold Ashanti (41%) lamgold (40%) Etat malien (20%)	CM 1991	2/25/2000	212,0	2001	7 ans	En phase de fermeture
SOMIKA SA	Kalana	or	Avnei Gold (80%)	CM 1999	12/17/1984	387,2	2004		Convention d'établissement du 14/02/2003
SOMILO SA	Loulo	or	Etat malien (20%) Randgold Resource (80%)	CM 1991	7/15/1999	372,1	2005	6 ans	
SEMICO SA	Tabakoto/é	or	Endeavor resources (80%) Etat malien (20%)	CM 1991	12/15/1997	113,0	2006	10 ans	
WASSOUL'OR	Kodiéran	or	Privés maliens (55%)	CM 1991	5/30/1997	100,0	2013	8 ans	Production arrêtée/problèmes techniques et financiers
SAHARA MINING SA	Tienfala	fer	Pearl Gold SA (25%) Etat malien (20%) Sandeep (80%) Privés maliens (5%) Etat (15%)	CM 1999	2/5/2010	2055,0	nd	10 ans	
SAHEL RESOURCES and MINERALS SA	Dogoro	fer	nd	CM 1999	11/2/2011	430,0	nd	nd	Transfert de Sahara Mining SA
MALI MANGANESE SA	Ansongo	manganèse	nd	CM 1999	7/15/2011	212,0	nd	16 ans	Projet non démarré/installations détruites
GOUNKOTO SA	Gouunkoto	or	Randgold Resource (80%) Etat malien (20%)	CM 1991	8/3/2012	99,9	2012	22 ans	Transfert de Somilo SA
NEW GOLD MALI SA	Bagama	or	nd	nd	12/20/2012	40,0	nd	nd	Aucun travaux d'aménagement réalisé
ROBEX	Nampala	or	Robex (80%) Etat malien (20%)	CM 1999	nd	nd	2015	9 ans	

1: L'avenant du 12/12/2006 précise que la date de première production est la date à compter de laquelle la mine atteint 90% de sa capacité de production pendant au moins 60 jours continus.

Source : Ministère des mines et mission.

Tableau 4. Évolution des exportations des mines d'or du Mali (en kg)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
SOMILO SA	10 835	10 758	14 289	20 088	13 633	14 464	14 709	15 397
SEMO SA	9 777	10 989	7 754	8 067	6 295	6 999	6 080	4 951
MORILA SA	9 050	9 357	6 519	5 476	3 805	3 057	1 735	1 302
SOMISY SA	2 797	3 275	4 031	5 360	7 613	9 407	9 088	9 046
SEMICO SA	3 356	3 316	3 446	4 511	5 058	4 285	3 802	1 816
YATELA SA	5 073	2 763	2 070	2 370	1 260	1 320	1 270	
SOMIKA SA	515	364	397	393	175			
WASSOULOR						200	200	200
NAMPALA SA						200	200	1 221
Autres	962							
Total	42 366	40 821	38 507	46 265	37 839	39 932	37 084	33 933

Sources : DGD pour les exportations et DNGM pour les prévisions.

Analyse financière des sociétés minières en exploitation

24. Une analyse financière préliminaire a été menée par la mission à partir des liasses fiscales qui lui ont été communiquées. Elles concernent les 7 sociétés minières en exploitation au Mali pour les années 2012 et 2011. Le tableau 5 présente quelques ratios financiers : valeur moyenne, minimale et maximale pour les sociétés minières maliennes et pour celles canadiennes. La marge opérationnelle (résultat d'exploitation/CA) est sensiblement supérieure au Mali à celle observée au Canada, reflétant notamment un risque plus important au Mali. Il existe également une variation importante entre les sociétés minières, l'une affichant une marge opérationnelle de plus de 51% alors qu'une autre réalise des pertes qui peuvent s'expliquer par la nature des gisements ou des stades de développement différents. Les charges de personnels sont inférieures de moitié au Mali (6% du CA) par rapport au Canada (12% du CA). Les charges financières représentent près de 5% du CA en 2012 avec une forte variation entre sociétés (de 1,6% à près de 15%). Parmi ces charges, les dépréciations pour pertes de change sont relativement importantes au Mali, bien que le pays bénéficie de la stabilité monétaire que confère le FCFA. Enfin, le taux d'endettement apparaît relativement modéré (1,3 fois le montant des capitaux propres), conséquence de la mise en réserve des profits non distribués.

Tableau 5. Ratios financiers des sociétés minières en exploitation

	2012			2011			Canada	
	Moyenne	Max	Min	Moyenne	Max	Min	2012	2011
Marge opérationnelle	28.3%	51.8%	-37.1%	28.0%	58.8%	-9.3%	16.2%	23.2%
Marge nette	25.2%	49.1%	-372.4%	22.4%	29.7%	-12.1%		
Charge de personnel/CA	6.4%	29.4%	0.5%	5.9%	14.5%	0.2%	12.7%	10.2%
Services extérieurs/CA	21.3%	44.7%	3.8%	13.3%	29.4%	4.0%		
Charges financières/CA	4.9%	14.9%	1.6%	6.6%	26.1%	0.5%		
Perte de change/CA	2.2%	3.0%	0.0%	2.0%	4.6%	0.3%		
IS/CA	4.5%	10.1%	0.0%	4.1%	14.5%	0.0%	5.7%	8.8%
Endettement	132.1%	13986.4%	-4468.1%	132.2%	1545.6%	0.0%		

Sources : Liasses fiscales, Statistics Canada et calculs de la mission.

25. Cette analyse très préliminaire révèle une certaine hétérogénéité entre les sociétés minières du point de vue de leur rentabilité économique. Ce type d'analyse pourrait être

mené de façon systématique afin de distinguer les sociétés minières selon un critère de risque en termes d'évitement de l'impôt (voire chapitre V).

B. Les codes miniers au Mali

Description

26. **Les entreprises minières (et leurs sous-traitants) en activité au Mali sont régies par trois CM et leurs conventions-type** : l'ordonnance 91-065/P-CTSP et décret 91-278/PM-RM du 19 septembre 1991, l'ordonnance 99-032/P-RM du 19 août 1999 et décret 99-256/PM-RM du 15 septembre 1999, la loi 2012/015 du 27 février 2012 et décret 2012-311/P-RM du 21 juin 2012. La totalité des mines d'or actuellement en activité opère sous le régime du CM 1991. Comme les autres pays membres de l'UEMOA, le Mali n'a pas appliqué le CM communautaire (Règlement n°18/2003/CM/UEMOA du 23 décembre 2003) qui n'a jamais été finalisé en termes de décrets d'application. La mission n'a pas jugé utile de considérer le CM communautaire. Le tableau 7 présente les principaux éléments des régimes fiscaux pour les mines industrielles.

27. **Les principaux impôts, droits, taxes et redevances relevant du CM sont gérés par 4 directions de 3 ministères différents** : les Direction Générale des Impôts (DGI) et Direction Générale des Douanes (DGD) du Ministère de l'Économie et des Finances ; la Direction Nationale de la Géologie et des Mines (DNGM) du Ministère des Mines ; la Direction Nationale des Domaines et du Cadastre (DNDC) du Ministère des Domaines de l'État et des Affaires Foncières (*cf.* tableau 6). À cette liste s'ajoutent les prélèvements obligatoires par l'Institut National de Prévoyance Sociale (INPS) sous une double tutelle : le ministère de l'Action Humanitaire de la Solidarité et des Personnes Âgées et le Ministère de l'Économie et des Finances (*cf.* Rota-Graziosi et al. 2014).

28. **La stabilité du système fiscal est prévue dans les trois CM, avec toutefois des modalités d'application différentes**. L'art. 96 du CM 1991 précise que la convention d'établissement définit les impôts et taxes qui incombent à l'entreprise pour la durée de la convention (30 ans) avec la possibilité pour cette dernière de bénéficier de toute nouvelle disposition fiscale réduisant la charge de l'impôt. L'art. 102 du CM 1999 et l'art. 118 du CM 2012 sont plus contraignants, l'entreprise ne pouvant opter pour un régime plus favorable qu'à condition de l'adopter dans sa totalité. Les articles suivants de chacun de ces deux codes définissent les impôts, droits, taxes et redevances dus par l'entreprise en fonction de la phase du projet (recherche ou exploitation). L'art. 118 du CM 2012 restreint le champ de la clause de stabilité en excluant explicitement les droits, taxes et redevances minières de celle-ci.

Tableau 6. L'organisation institutionnelle des différents prélèvements

	Services	Ministères
Permis		
Permis de recherche	Direction Nationale de la Géologie et des mines (DNGM)	Ministère des Mines
Permis d'exploitation	DNGM	Ministère des Mines
Taxes de délivrance/renouvellement titres miniers	DNGM	Ministère des Mines
Prise de participation	Direction Nationale des Domaines et du Cadastre (DNDC)	Ministère du Logement, des Affaires foncières et de l'urbanisme
Redevances		
Superficiaire	DNGM phase de recherche et DNDC phase d'exploitation	Ministère des Mines/Ministère du logement, des affaires foncières et de l'urbanisme
CPS/ISCP	Direction Générale des Impôts (DGI)	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
Taxe ad valorem	DNDC	Ministère du Logement, des Affaires foncières et de l'urbanisme
Fiscalité directe		
IS	DGI	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
IRVM	DGI	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
Plus-value sur cession de titre	DGI	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
Taxes basés sur la masse salariale	DGI	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
Taxation des superprofits	DGI	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
Fiscalité indirecte		
Droits et taxes à l'importation	Direction Générale des Douanes (DGD)	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget
TVA	DGI et DGD	Ministère de l'Economie, des Finances et du Budget

Source : mission.

29. **Les principaux changements des CM 1999 et 2012 concernant l'IS et l'introduction de dividendes prioritaires pour la participation de 10% prise gratuitement par l'État.** Le CM 1999 supprime l'exonération de 5 ans après la première production et ne précise plus dans le texte le taux de l'impôt qui est alors celui du CGI. Le CM 2012 réintroduit un taux d'IS de 25% pour les quinze premières années de production plus favorable que celui du CGI (30%). Le CM 2012 introduit également un impôt sur la « production excédentaire », considéré par les autorités maliennes comme un impôt sur les super-profits. Ainsi, l'article 124 précise qu'en cas de quantités produites supérieures de 10% aux quantités approuvées annuellement par le conseil d'administration de l'entreprise, un impôt au taux de l'IS de droit commun s'applique à cette surproduction. La notion de dividendes prioritaires introduite en 1999 impose la distribution de 10% des profits à l'État. Cette disposition a été reconduite dans le CM 2012. Il convient de noter que l'impôt sur les revenus des valeurs mobilières (IRVM) retenu à la source par la société minière est dû seulement sur les dividendes versé à l'État. Son taux est de 10%. Les autres actionnaires sont exonérés de l'IRVM.

30. **Les autorités maliennes ont marqué leur volonté de taxer les plus-values directes lors de la cession de titres miniers depuis le CM 1999.** Cette taxe s'applique au taux de 10%. Le CM 2012 tente de renforcer le dispositif en introduisant un minimum de perception sur la base des dépenses de recherche pour les cessions de permis de recherche (taux de 2%) et sur la base de la valeur de la mine (étude de faisabilité) pour les permis d'exploitation (taux de 1%). Le chapitre V revoit la question de l'imposition des plus-values de cession des transferts directs et indirects des titres miniers ou pétroliers.

31. **Les taxes et redevances minières ont connu plusieurs ajustements depuis le CM 1991.** Les taxes de délivrance et de renouvellement des titres, forfaitaires, sans changement en 1999, ont vu leurs valeurs réajustées avec le CM 2012. A l'opposé, les redevances superficielles, dont la valeur au km² avait été réajustée en 1999, n'ont pas été modifiées depuis. La taxe ad valorem, qui existait dans le CM 1991, supprimée dans celui de 1999, a été réintroduite avec le CM 2012. Ni son taux (3%) ni son assiette (valeur carreau mine) n'ont évolué. Suite à la transposition de la Directive 03/98/CM/UEMOA sur les accises, la contribution pour prestation de services (CPS) a été transformée en un impôt spécial sur certains produits (ISCP). Le décret 2012-278/P-RM du 13 juin 2012 définit les taux de l'ISCP pour chaque produit. Le taux pour l'or était de 5%. Ce taux a été ramené à 3 % par le décret 2012-311/P-RM du 21 juin 2012 portant application du CM 2012.

32. **La fiscalité indirecte n'a pas évolué entre les 3 codes.** Il existe une liste minière qui définit les produits pouvant bénéficier des avantages douaniers (admission temporaire et exonération de droits de douane). Cette liste date de 1998 et est unique, c'est à dire commune à l'ensemble des entreprises du secteur. Elle recense 332 produits, sans associer de codification Système Harmonisé (SH) au libellé du produit. Les admissions temporaires et exonérations couvrent essentiellement la phase de recherche et les trois premières années de production. Toutefois, la liste des biens qui bénéficient de ces avantages au-delà des trois premières années n'est pas conforme aux articles 29 et 30 du CM communautaire. L'entreprise est exonérée de TVA jusqu'à la fin de la troisième année de production et sans limite pour les produits pétroliers nécessaires à l'activité minière. Ces dispositions ne respectent pas l'art. 33 du CM communautaire et l'art. 34 de la directive TVA.

Tableau 7. Principales dispositions fiscales et douanières des codes miniers du Mali

	Code Minier 1991	Code Minier 1999/2000	Code Minier 2012
Durée des permis			
Permis de recherche	art. 17 3 ans renouvelable 2x3 ans avec réduction de superficie de 50%	art. 34 3 ans renouvelable 2x3 ans avec réduction de superficie de 50%	art. 38 3 ans renouvelable 2x2 ans
Permis d'exploitation	art. 53 30 ans renouvelable par 10 ans	art. 43 30 ans renouvelable par 10 ans	art. 66 30 ans renouvelable par 10 ans
Taxes de délivrance/ renouvellement titres miniers	art. 91 300 000FCFA permis de recherche ; 1 000 000FCFA permis d'exploitation	art. 103 500 000FCFA permis de recherche ; 1 000 000 et 2 000 000FCFA permis d'exploitation	art. 107 décret d'appl. 5 000 000FCFA permis de recherche; 100 000 000FCFA groupes 1 et 2 et 20 000 000FCFA groupes 3 à 5 permis d'exploitation
Prise de participation		art. 42 10% gratuite et dividendes prioritaires si bénéfice comptable part sup. payante de 10% au maximum	art. 65 10% gratuite et dividendes prioritaires si bénéfice comptable part sup. payante de 10% au maximum
Stabilité	art. 96 durée de la convention pour assiette et taux art. 96 adoption de toute mesure fiscale plus favorable	art. 102 durée de la convention pour assiette art. 102 si nouveau régime plus favorable, adoption dans sa totalité	art. 118 durée de la convention pour assiette et taux sauf droits, taxes et redevances minières art. 118 si nouveau régime plus favorable, adoption dans sa totalité
Redevances			
Superficiaire	art. 92 entre 50 et 200FCFA/Km ² durant la phase de recherche puis 75 000FCFA/Km ² durant la phase de d'exploitation	art. 104 entre 1000 et 2000FCFA/Km ² durant la phase de recherche puis 100 000FCFA/Km ² durant la phase de d'exploitation	art. 107 décret d'appl. entre 1000 et 2000FCFA/Km ² durant la phase de recherche puis 100 000FCFA/Km ² durant la phase de d'exploitation
CPS/ISCP	art. 92 3%CAHT	art. 105 3% CAHT	art. 121 et décret d'appl. 5% CAHT pour groupes 1 et 2
Taxe ad valorem	art. 92 3% valeur carreau mine		art. 121 et décret d'appl. 3% valeur carreau-mine

Sources : CM et CGI.

Tableau 7. Principales dispositions fiscales et douanières des codes miniers du Mali (suite)

	Code Minier 1991	Code Minier 1999/2000	Code Minier 2012
Fiscalité directe			
IS	art. 22.3 décret conv. d'étab. 45% art. 22.4 décret conv. d'étab. exonération de 5 ans suivant la première production	art. 109 CGI au moment de la signature	art. 124 25% sur les quinze premières années de production
Retenues à la source	CGI prestataires ne disposants pas d'établissement stable au Mali/abattement de 50% pour charges/taux de l'IS	CGI prestataires ne disposants pas d'établissement stable au Mali/abattement de 50% pour charges/taux de l'IS	CGI prestataires ne disposants pas d'établissement stable au Mali/abattement de 50% pour charges/taux de l'IS
Report de déficit	CGI 3 ans CGI accéléré	CGI 3 ans CGI accéléré	CGI 3 ans CGI accéléré
IMF	CGI 0,75%	CGI 0,75%	CGI 1%
IRVM		CGI : intérêts 9%, dividendes 10%, obligations 13%	CGI : intérêts 9%, dividendes 10%, obligations 13%
Plus-value sur cession de titre		exonération pour dividendes versés à maison mère art. 107 10%	exonération pour dividendes versés à maison mère décret d'appl. 10% ; en l'absence de plus-value, 2% du montant des dépenses de recherche/1% de la valeur de la mine (selon étude de faisabilité)
Taxes basés sur la masse salariale	CGI (CFE, TL : 8,5%)	CGI (CFE, TL,TFP : 8,5%)	CGI (CFE, TL,TFP,TEJ : 8,5%)
Règles de sous-capitalisation	Libor+2% pour les intérêts déductibles	CGI : Taux BCEAO + 2% pour intérêts déductibles Prêts des actionnaires ne peut dépasser 100% du capital social nominal	CGI : Taux BCEAO + 2% pour intérêts déductibles
Taxation des superprofits			art. 124 - production excédentaire de plus de 10% par rapport planification de production taxée au taux du droit commun du BIC
Fiscalité indirecte			
Liste minière		Liste unique datant de 1998	
Droits et taxes à l'importation	art. 97 et 98 AT et exonération avant première production puis AT pour matériels et équipements lourds et exonérations de 3 ans pour intrants miniers	art. 114 et 115 AT et exonération avant démarrage production puis AT pour matériels et équipements lourds	art. 133 et 134 AT et exonération avant première production puis AT pour matériels et équipements lourds et exonérations pour intrants miniers durant 3 ans
Prélèvements communautaires, redevances statistiques et PVI	CGD	CGD	CGD
Droits et taxes produits pétroliers	art. 97 et 98 Exonération pour activités minières (énergie)	art. 114 et 115 Exonération pour activités minières (énergie) et infrastructures sociales et sanitaires	art. 133 et 134 Exonération pour activités minières (énergie)
TVA	art. 97 et 98 Exonération avant première production puis durant 3 ans	art. 114 et 115 Exonération avant première production puis durant 3 ans	art. 133 et 134 Exonération avant première production puis durant 3 ans

Sources : CM et CGI.

Commentaires

33. **Le régime fiscal et son administration demeurent complexes.** La loi précise que l'ISCP repose sur le CA, alors que la taxe ad valorem repose sur la valeur carreau-mine. En pratique, la base de taxation de ces deux taxes est le CA. L'étude des déclarations des sociétés minières par l'ITIE indique que les recettes de la taxe ad valorem sont strictement égales après réconciliation à celles de l'ISCP sur l'or au même taux (3%) malgré des assiettes différentes. La loi ne semble donc pas être appliquée. Par ailleurs, ces deux taxes très proches sont collectées par deux directions différentes de deux ministères différents, la DGI et la DNDC. En outre, la redevance superficielle est perçue par la DNGM dans la phase de recherche et par la DNDC dans la phase d'exploitation. Depuis 2012, la loi semble appliquée de façon discrétionnaire puisque seulement trois sociétés en exploitation ont acquitté la redevance superficielle. Cette organisation administrative augmente le coût de collecte de l'impôt, fragilise les revenus de l'État et ne contribue pas à améliorer la transparence du secteur.

34. **Un renforcement institutionnel est indispensable pour mieux appréhender les conséquences en termes de revenus pour l'État des décisions des différentes parties concernées par le secteur minier.** Les différentes missions d'assistance technique financées par le fonds fiduciaire visent notamment à renforcer les capacités maliennes en matière de revenus miniers, par la livraison d'un modèle calibré pour l'économie et les projets miniers maliens présenté dans la section suivante. Ce modèle d'Analyse fiscale de l'industrie extractive, (AFIE) combine des données techniques, économiques, et fiscales. Il exige ainsi une collaboration étroite entre plusieurs directions de différents ministères pour être paramétré et exploité. L'organisation institutionnelle actuelle, fragmentée, ne permet guère cette collaboration.

35. **Une cellule technique « AFIE » pourrait être mise en place, sous la responsabilité d'un comité interministériel des études et évaluations économiques et fiscales du secteur minier.** L'appropriation du modèle par cette équipe permettra de le développer, et d'en faire un outil performant de management de la politique fiscale minière et de gestion macroéconomique du pays, en appui des besoins exprimés par les services des deux principaux ministères concernés par le secteur. Cette cellule technique contribuera également à la centralisation des informations légales, fiscales et sociales relatives au secteur minier.

36. **Le principe de déconsolidation n'est pas inscrit dans le CM 2012.** Il est renvoyé au décret d'application (art. 16 du CM 2012) sans que ce dernier ne traite de cette question. Si les sociétés d'exploitation actuelles ne possèdent qu'un seul permis, le CM 2012 et son décret d'application laissent penser qu'une société pourrait en acquérir plusieurs, limitant ainsi la capacité de l'État à apprécier correctement la rentabilité économique de chaque mine.

37. **Les avantages fiscaux et douaniers des différents CM ne concernent pas seulement les titulaires des permis d'exploration ou d'exploitation, mais également**

leurs sous-traitants. Une telle disposition accroît significativement le risque d'évitement de l'impôt, voire d'évasion en particulier pour les recettes de fiscalité indirecte (TVA et DD, cf. chapitre VI).

38. **La durée du permis d'exploitation de 30 ans est excessive, en particulier pour le secteur aurifère.** Le CM 2012 réduit de 2 ans la durée des permis de recherche mais laisse la durée du permis d'exploitation à 30 ans, renouvelable par période de 10 ans. Cette durée va bien au-delà de la durée de vie de la plupart des mines maliennes (10 à 15 ans). La complexité engendrée par la cohabitation de plusieurs CM durant la vie des mines alourdit le coût d'administration de la fiscalité minière, crée des tensions entre l'État et les investisseurs privés, et ne contribue pas à améliorer la transparence du système fiscal. Enfin, cette longue durée fragilise la stabilité du régime fiscal.

39. **Le champ de la clause de stabilité a été réduit avec le CM 2012 puisque celui-ci exclut explicitement les droits, taxes et redevances minières de la clause.** De plus, une société minière ne peut opter pour des dispositions fiscales plus favorables qu'en les adoptant dans leur totalité. Cette disposition permet d'éviter qu'une entreprise choisisse dans différents CM les arrangements fiscaux les plus avantageux. En revanche, elle n'empêche pas les sociétés de bénéficier de toute nouvelle disposition du Code général des impôts (CGI) ou du Code général des douanes comme une baisse du taux de l'IS. La modification du partage de la rente au détriment des revenus de l'État est donc moins automatique mais reste mal maîtrisée. L'exclusion des droits, taxes et redevances minières peut également s'avérer dissuasive pour certains investisseurs, car la révision des taux des redevances est unilatérale à l'initiative de l'État et le risque d'expropriation par ces instruments fiscaux n'est pas négligeable.

40. **Le CM 2012 n'améliore pas la progressivité automatique du régime fiscal minier par rapport aux CM précédents.** La révision de la clause de stabilité mentionnée ci-dessus introduit une progressivité à la discrétion des autorités qui risque d'être néfaste au développement du secteur minier. De plus, l'article 124 du CM 2012 est particulièrement difficile à appliquer. Il sera soit aisément contourné par les sociétés minières puisqu'il s'appuie sur des déclarations annuelles de production de ces sociétés, soit source de litige et de conflit entre l'administration et l'investisseur privé. Il convient de revoir cet article et de distinguer la notion de surproduction (qui peut être dommageable en raccourcissant la durée de vie de la mine) de la notion de surprofit. Une surproduction peut être sanctionnée. Cependant, elle nécessite d'être correctement et clairement définie. Le plan de production établi dans l'étude de faisabilité peut être revu de façon régulière et consensuelle entre l'investisseur privé et le ministère des mines. La volonté de taxer des surprofits est légitime, cependant l'article 124 ne semble guère efficace pour y parvenir. Le dispositif actuellement proposé n'est pas un impôt sur les superprofits assis sur la profitabilité de la mine et/ou sur l'évolution des cours des minerais. Une amélioration de la progressivité du régime fiscal minier nécessite une révision du système fiscal, en associant le secteur privé et une prise de

risque par l'État. Les principaux instruments de cette progressivité seront discutés à la section suivante.

C. L'analyse du partage de la rente minière

Le modèle d'analyse

41. **Le modèle AFIE est décrit dans la note méthodologique remise aux autorités, avec une version simplifiée du modèle.** Les notions nécessaires de valeur actuelle nette (VAN), taux de rentabilité interne (TRI), de Taux effectif moyen d'imposition (TEMI)... sont précisées dans l'encadré 1.

Encadré 1. VAN, TRI, TEMI

Valeur actuelle nette (VAN): Elle permet de calculer la valeur présente d'une unité monétaire future (recette ou dépense). Appliquée à un projet d'investissement, elle permet de déterminer si les revenus générés par le projet permettent de couvrir les investissements dans des conditions économiques acceptables pour l'investisseur. Le taux d'actualisation traduit la préférence de l'investisseur pour les revenus présents.

Taux de rentabilité interne (TRI) : C'est le taux d'actualisation qui annule la VAN du projet.

Taux effectif moyen d'imposition (TEMI) : $\frac{VAN_{Gvt}}{VAN_{ftavi}}$;

Avec VAN_{Gvt} est la somme actualisée des revenus de l'État et VAN_{ftavi} est la somme actualisée des flux de trésorerie du projet avant impôt. Le TEMI est donc la part de la rente minière prélevée par l'État sous forme d'impôts, droits et taxes fiscales et non fiscales, dividendes perçus...

Dans le calcul du TEMI, les recettes de l'État et les flux monétaires nets du projet avant impôt sont initialement calculés en valeur non actualisée, puis en valeur actualisée (par exemple, à un taux d'actualisation de 10 %) pour tenir compte du coût d'opportunité du capital investi. Lorsque l'IS et les dividendes représentent l'essentiel des recettes de l'État sur le projet minier, le TEMI est plus faible puisque les amortissements de l'investissement initial réduisent le bénéfice des premières années de vie du projet minier. Cette relation s'inverse lorsque les redevances constituent la source de recettes prépondérante.

L'évolution du partage de la rente depuis le CM 1991

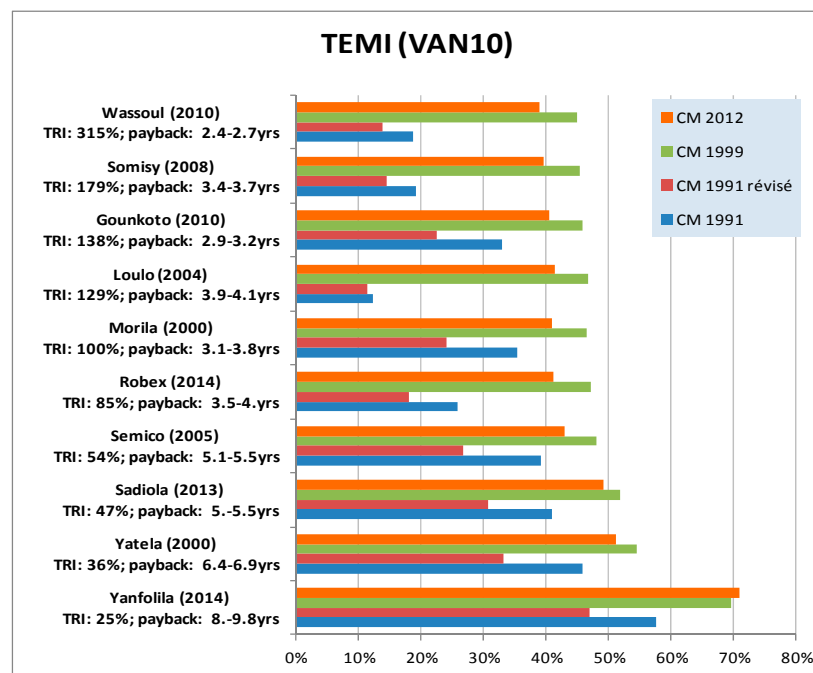
42. **Depuis 1991, le partage de la rente minière s'est significativement amélioré au profit du gouvernement, malgré une légère baisse entre le CM 1999 et celui de 2012, dû à la baisse du taux de l'IS dans ce dernier (cf. graphique 2).** La mission a analysé la répartition de la rente sous les quatre régimes applicables au Mali, dont les paramètres clés sont résumés dans le tableau 8. Le partage de la rente varie sensiblement d'une mine à l'autre (cf. graphique 2) et dépend fondamentalement de la structure de coût de l'entreprise. La date des études de faisabilité est donc particulièrement importante car un projet minier plus ancien aura des coûts plus faibles. Cela explique en partie pourquoi la part de la rente

revenant à l'État est faible pour le projet SOMILO SA (Loulo), dont l'étude de faisabilité datant de 2004 est la plus ancienne, les coûts de production n'ayant pas pu être actualisés.

43. **Sous le CM 2012, l'État s'approprie en moyenne près de 40 % de la rente minière contre 47 % avec le CM 1999 (cf. graphique 2).** Les CM de 1999 et 2012 ont amélioré le prélèvement de l'État en supprimant notamment l'exonération fiscale de 5 ans contenue dans le CM 1991¹⁴. Cependant, la baisse du taux de l'IS/BIC entre ces deux codes miniers, de 35% à 25%, a dégradé de 5 points le pourcentage de la part de la rente de l'État, cette perte n'ayant pas été complètement compensée par la (ré)introduction d'une redevance ad-valorem. Ce constat est particulièrement évident pour les projets les plus rentables comme Somisky ou Goukoto¹⁵. Simultanément, le taux de redevance effectif de 6 % impose un fardeau plus lourd sur les projets d'investissements plus récents, dont les coûts de production sont plus élevés (voir, par exemple, le TEMI applicable à Yanfolila).

¹⁴ Cette exonération temporaire a un effet particulièrement néfaste dans le secteur des ressources naturelles en incitant les sociétés minières à «écrémer» pouvant réduire la durée de vie du gisement.

¹⁵ Les résultats présentés pour chaque projet d'exploitation minière sont basées sur les études de faisabilité déposées auprès du gouvernement et mises à la disposition de la mission. Toutefois, la mission comprend que certaines études ont été révisées et l'information ici pourrait ne pas être la plus récente (comme c'est le cas pour Wassoul'or qui a reporté le début de la production par rapport à l'étude de faisabilité d'au moins 3 ans).

Graphique 2. Mali : TEMI en fonction du régime fiscal

Note : Le TRI est le taux de rendement du projet avant toute imposition fiscale. Le « payback » est le délai de récupération pour l'investisseur après impôt exprimé en valeur actualisée. L'année entre parenthèses à côté de chaque projet est la date de l'étude de faisabilité sur laquelle les estimations sont calculées.

Sources : Calculs de la mission.

Tableau 8. Mali : régimes fiscaux

Paramètres modélisés				
	CM 1991	CM 1991 révisé	CM 1999	CM 2012
ISCP	3%	3%	3%	3%
Taxe ad-valorem	3%	3%	-	3%
Impôt sur les sociétés (IS)	45%	25%	35%	25%
Durée exonération IS	5 ans	5ans	-	-
Dividendes prioritaires	non	non	10%	10%
IRVM dividendes	-	-	10% uniquement sur dividende versé à l'Etat	
IRVM Intérêts	-	-	9%	9%

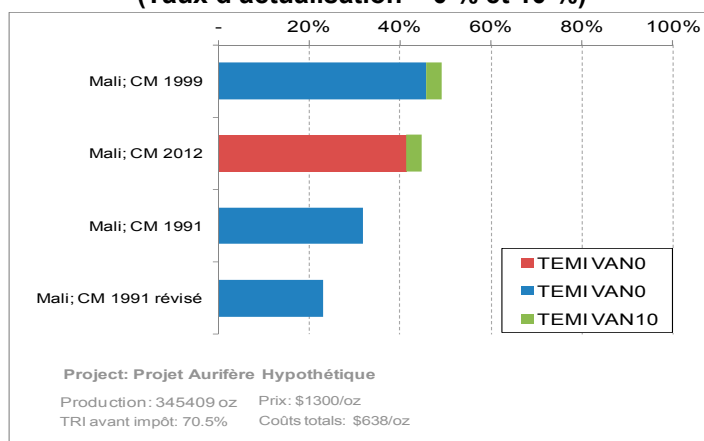
44. **Considérant un projet aurifère hypothétique (cf. annexe II), l'évolution des CM depuis 1991 a amélioré la progressivité du régime fiscal¹⁶ et a permis à l'État de capter plus tôt dans le cycle de vie de la mine une part de la rente minière (cf. graphiques 3, 4 et 5).** En effet, sous les CM 1999 et 2012, une partie importante des recettes gouvernementales est collectée dès le début de la production sous la forme notamment de redevances proportionnelles plus élevées que sous le CM 1991. De plus, l'absence d'une période d'exonération de l'IS avance naturellement le paiement de cet impôt dans le temps (quoiqu'à un taux inférieur par rapport au CM 1991).

45. **Cette évolution favorable de la législation doit néanmoins être relativisée, car la plupart des mines en exploitation au Mali opèrent sous une version révisée du CM 1991,**

¹⁶ L'indicateur de progressivité retenu est défini par Daniel et al. (2010). Il correspond à la part de l'État des *profits nets* du projet étudié. Les *profits nets* sont les revenus du projet minier diminués des coûts d'exploitation opérationnels et des dépenses d'investissement de remplacement, l'investissement initial n'étant pas intégré dans cette formule. La progressivité est appréciée en observant la variation de la part de l'État des *profits nets* du projet lorsque la rentabilité du projet varie, par exemple en réaction à une modification du prix du minerai exploité ou des coûts de production.

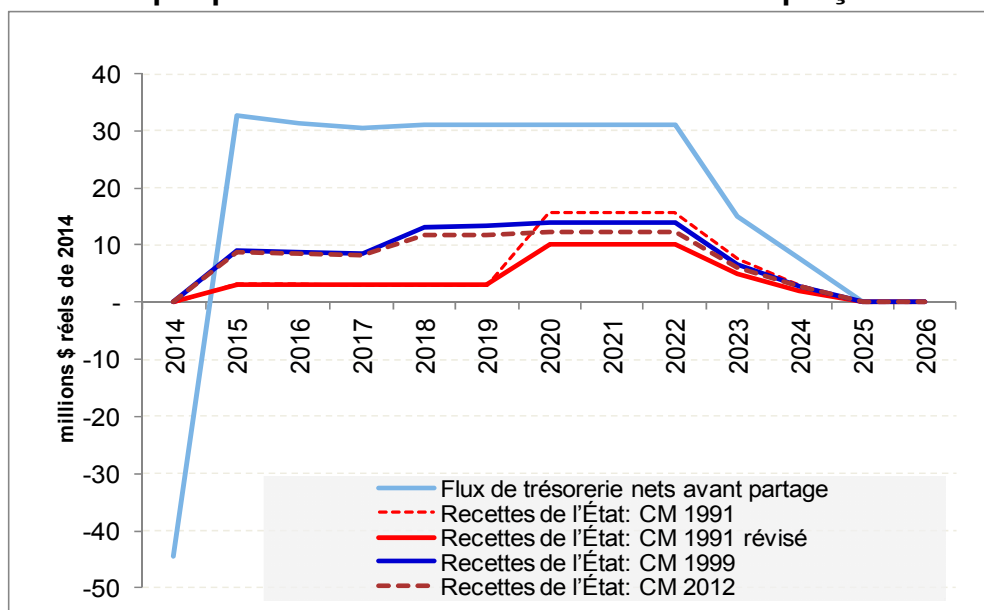
qui s'avère plus généreuse que sa version initiale. En effet, l'asymétrie de la clause de stabilité fiscale a dégradé sensiblement la part de la rente revenant à l'État, puisque cette clause a permis aux sociétés minières de réduire le taux de leur IS de 45% (applicable en 1991) à 25% (taux de l'IS du CM 2012) tout en conservant la période d'exonération fiscale de l'IS, qui s'avère relativement longue (5 années) par rapport à la durée de vie moyenne des projets miniers en exploitation (8 à 15 années). Le graphique 2 illustre ainsi la baisse systématique du TEMI de 5 à 10 points de pourcentage selon les projets miniers entre les deux versions du CM 1991.

Graphique 3. TEMI au Mali
(Taux d'actualisation = 0 % et 10 %)



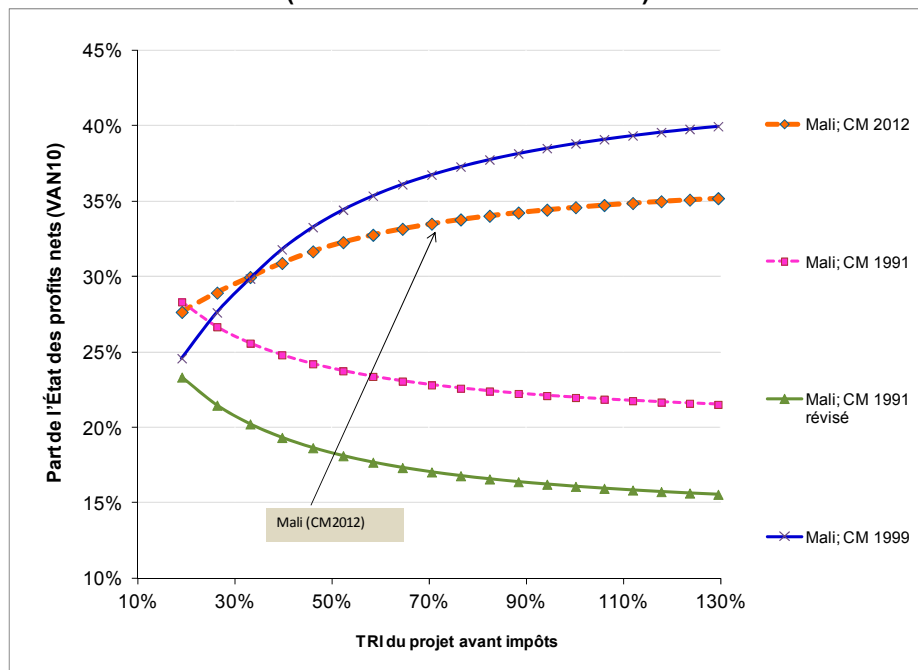
Source : Calculs de la mission.

Graphique 4. Flux de trésorerie nets et taxes perçues



Sources : Calculs de la mission.

Graphique 5. Progressivité des régimes fiscaux miniers au Mali
(Taux d'actualisation = 10 %)



Source : Calculs de la mission.

Comparaisons internationales

46. **Le régime fiscal malien actuel défini par le CM 2012 assure un prélèvement de l'État relativement plus faible que dans des pays similaires de la région (cf. graphique 6)**¹⁷. Les comparaisons internationales menées ici considèrent un nouvel investisseur et visent à apprécier l'attractivité du Mali et le partage de la rente. Les TEMI présentés ne sont pas en application aujourd'hui, car la plupart des mines en exploitation dans les pays visés relèvent de CM antérieurs ou de conventions minières particulières. Une comparaison internationale des TEMI effectivement appliqués n'est pas possible, étant données les clauses de confidentialité en cours dans certains pays.

47. **En revanche, le régime fiscal malien s'avère plus régressif que celui de pays comparables (cf. graphique 7).** Cette régressivité signifie que la part de la rente minière pour le gouvernement malien sera relativement moindre que d'autres pays pour des projets plus rentables. Elle implique également que certains projets miniers soit arrêteront leur activité plus tôt au Mali qu'au Ghana, par exemple, soit ne seront pas mis en production car

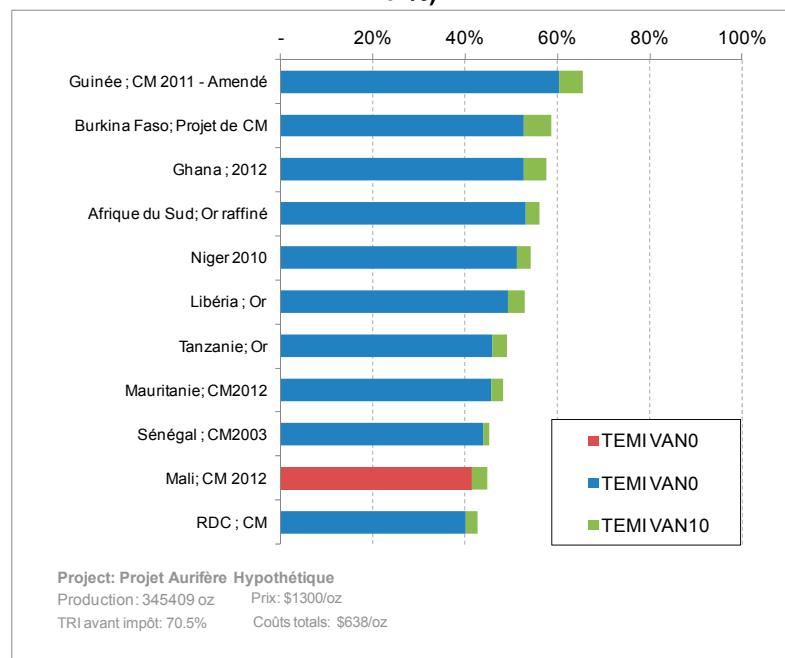
¹⁷ Voir Daniel et al. (2010) pour une analyse détaillée au niveau mondial des régimes fiscaux miniers et pétroliers et Charlet et al. (2013) pour une analyse des régimes fiscaux des pays francophones d'Afrique de l'Ouest et du Centre.

pas assez rentable étant donnée une charge fiscale fixe importante. La régressivité s'explique par le manque d'instruments fiscaux progressifs dans les régimes déterminés par les CM et leurs arrêtés respectifs. Plusieurs pays ont introduit une relative progressivité soit par une taxe spécifique sur la rente minière, un taux de l'IS variable ou des redevances proportionnelles progressives. La Sierra Leone considère actuellement l'introduction d'une taxe sur la rente minière¹⁸. Le Libéria applique un impôt supplémentaire payable à un certain seuil de rentabilité. Le régime fiscal des mines aurifères en Afrique de Sud repose sur un taux de redevance et un taux de l'IS qui varient selon la rentabilité. Un régime similaire est en développement en République Démocratique du Congo. Enfin, au Niger ou Burkina Faso, le taux de la redevance est progressif, variant suivant le prix du minerai.

48. L'attractivité fiscale du Mali dans le secteur minier est donc mitigée au regard des deux principaux critères analysés : le TEMI et la progressivité du régime fiscal. Le CM 2012 favorise implicitement des projets miniers très rentables, puisque l'investisseur supportera une charge fiscale relative d'autant plus faible que son projet est profitable. En revanche, le régime fiscal malien peut s'avérer dissuasif lorsque le projet est faiblement rentable. Enfin, il convient de nuancer notre propos en soulignant que la dimension fiscale n'est évidemment qu'une composante parmi les critères de décision d'investir dans le secteur minier malien.

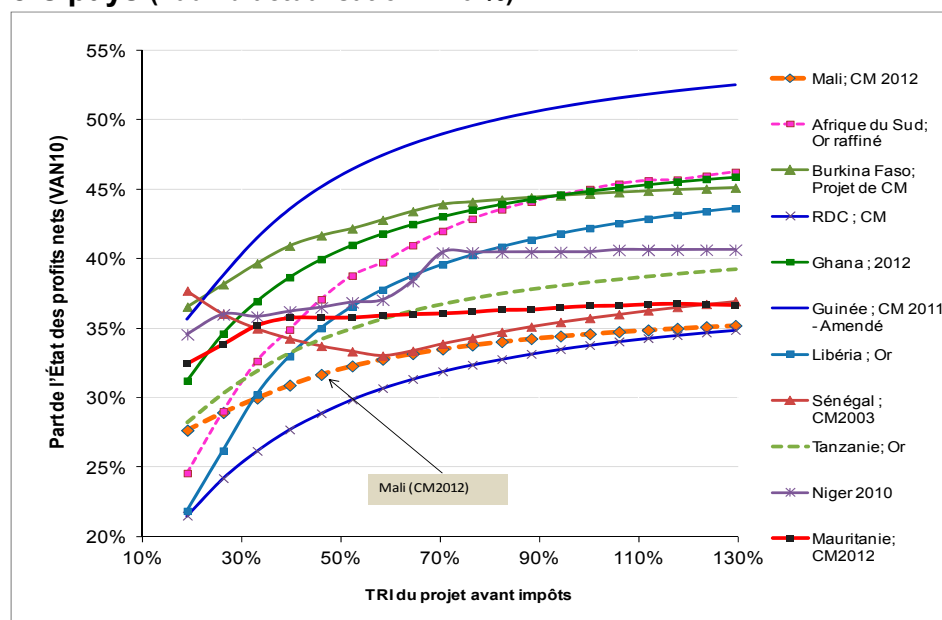
¹⁸ Au Ghana, le budget de 2012 introduisait l'application d'un impôt spécial (« windfall tax ») de 10 % sur les revenus exceptionnels, mais son application a été retardée à la suite de la baisse du cours de l'or.

Graphique 6. TEMI dans divers pays (Taux d'actualisation = 0 % et 10 %)



Source : Calculs de la mission.

Graphique 7. Progressivité des régimes fiscaux miniers dans divers pays (Taux d'actualisation = 10 %)



Source : Calculs de la mission.

Analyse des régimes fiscaux au Mali et des régimes alternatives proposées

49. **La mission a considéré plusieurs options de réforme de la fiscalité minière malienne, qui vise principalement à améliorer sa progressivité.** Les cinq options présentées ci-dessous permettent toutes d'atteindre un TEMI de 50% avec un prix de l'or égal à 1300 USD/oz. Elles ne sont néanmoins pas équivalentes, car les options 3 et 5 qui assoient la progressivité de la taxe sur le prix de l'or ne sont pas neutres, contrairement à celles qui utilisent une mesure de la profitabilité, qui peut être déduite du bénéfice imposable (après retraitement comptable)¹⁹. À titre purement indicatif et afin de motiver une réflexion plus approfondie ultérieure, la mission a étudié les 5 scénarios suivants :

1. ***Un impôt de 15% sur la rente minière (IRM)*** qui taxe les flux de trésorerie dès que l'investisseur a récupéré tous ses coûts d'investissement et obtenu un rendement de 12,5 % après IS.
2. ***Un impôt variable sur les bénéfices (IVB) selon un seuil de profitabilité*** similaire à la formule appliquée en Afrique de Sud, avec un taux maximum de 40 %.
3. ***Un impôt variable sur les bénéfices (IVB) selon trois seuils des prix*** qui s'applique à un taux de 25 % si le prix d'or est inférieur à 1000 USD/oz, de 30 % si le prix est compris entre 1000 USD/oz et 1200 USD/oz, de 35% si le prix est entre 1200 USD/oz et 1500 USD/oz, et de 40% s'il est supérieur à 1500 USD/oz.
4. ***Une redevance progressive selon trois seuils de profitabilité***, qui s'applique à un taux de 3% à 5 % des revenus en fonction du ratio bénéfice/revenus, similaire à la formule appliquée en Afrique de Sud.
5. ***Une redevance progressive selon trois seuils des prix*** qui s'applique à un taux de 3 % si le prix d'or est de moins 800 USD/oz, de 5 % si le prix est entre 800 USD/oz et 1000 USD/oz, de 7% si le prix est entre 800 USD/oz et 1100 USD/oz, et de 9.5% s'il est supérieur à 1300 USD/oz.

50. **Les graphiques 8 et 9 illustrent la progressivité de chaque régime proposé selon l'évolution du prix de l'or (graphique 8) et celle des coûts de production (graphique 9).** La part de la rente revenant au gouvernement s'améliore sensiblement comme anticipé (cf. tableau 10). Les régimes fiscaux qui assoient leur progressivité sur le prix de l'or et non sur la rentabilité du projet (régime 3 et 5) s'avèrent beaucoup moins efficaces à augmenter la part de l'État, lorsque l'amélioration de la rentabilité provient d'une réduction des coûts de production, plutôt que d'une hausse des prix (graphique 9). La mission souligne que la première option est celle recommandée par le FMI, puisqu'elle est la plus neutre. Ce travail

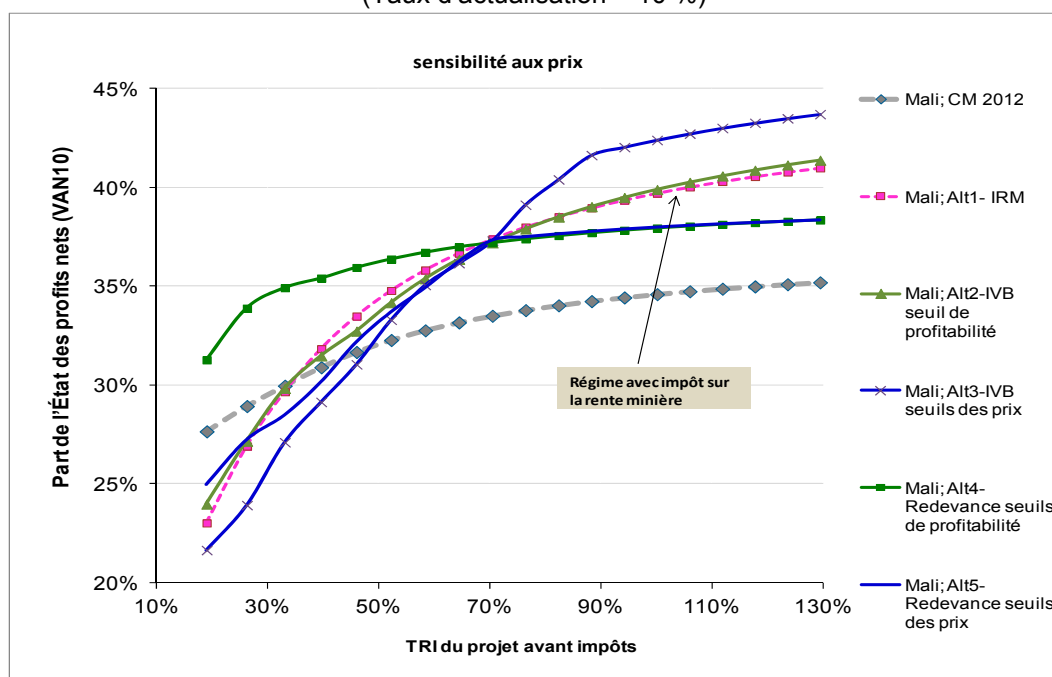
¹⁹ Le FMI ne recommande pas l'adoption des options 3 et 5 (cf. IMF, 2012 pour une analyse plus détaillée). La mission les a néanmoins intégrées dans l'analyse après discussion avec les autorités.

de simulation vise principalement à susciter l'intérêt de la part des autorités maliennes envers un régime fiscal plus progressif. Les missions futures pourront affiner ce travail en accord avec les autorités.

Recommandations

- Établir une cellule de fiscalité minière en charge notamment du modèle AFIE en associant des agents du Ministère des Finances (DGI, DGD) et du Ministère des Mines.
- Établir le principe de déconsolidation dans une version révisée du CM ou dans un arrêté d'application.
- Fusionner la redevance ad valorem et l'ISCP.
- Améliorer la progressivité du régime fiscal minier en considérant l'introduction d'un impôt dont le taux varierait automatiquement avec la rentabilité du projet minier.

Graphique 8. Progressivité du CM 2012 et des régimes proposés lorsque le prix de l'or varie
(Taux d'actualisation = 10 %)



Source : Calculs de la mission.

Graphique 9. Progressivité du CM 2012 et des régimes proposés lorsque les coûts de production varient
(Taux d'actualisation = 10 %)

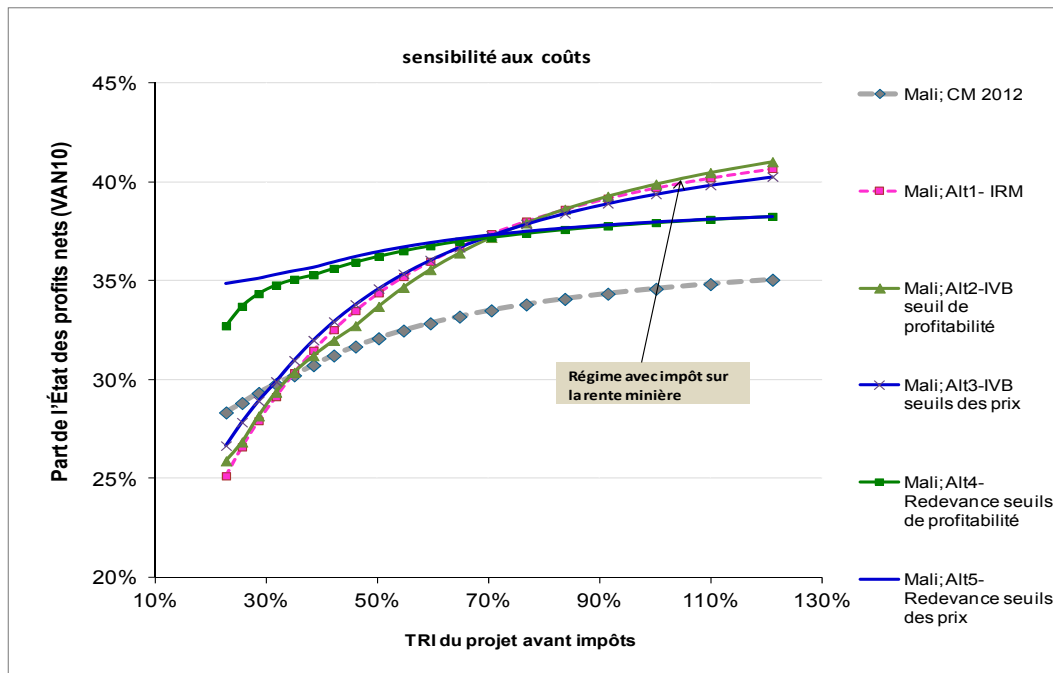


Tableau 9. Mali : Termes des régimes alternatifs proposés

Termes fiscaux	CM 1991	CM 1991 révisé	CM 1999	CM 2012	FAD1-RRT	FAD2-VIT	FAD3-price CIT	FAD4-RoyaltyProf	FAD5-RoyaltyPrice
[Redevance] ISCP	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	-	-
[Redevance] Taxe ad-valorem	3%	3%	-	3%	-	-	-	-	-
[Redevance] Progressive	-	-	-	-	-	-	-	0.5% - 7%	3% -9.5%
Impôt sur les sociétés (IS)	45.0%	25.0%	35.0%	25.0%	25.0%	25% - 40%	25% - 40%	25.0%	25.0%
durée exonération IS	5 ans	5ans	-	-	-	-	-	-	-
IRVM Dividendes	-	-	10% uniquement sur dividende versé à l'Etat						
IRVM Intérêts	-	-	9%	9%	9%	9%	9%	9%	9%
Dividendes prioritaires	non	non	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Taxe supplémentaire	-	-	-	-	15% avec 12.5% soulèvement	-	-	-	-

Source : la mission

Tableau 10. Mali : Données économiques par scénario

		CM 1991	CM 1991 révisé	CM 1999	CM 2012	FAD1-RRT	FAD2-VIT	FAD3-price CIT	FAD4-RoyaltyProf	FAD5-RoyaltyPrice
	unités									
TRI du projet avant impôts	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
TRI du projet après impôts	%	61%	62%	46%	48%	46%	46%	46%	45%	45%
Valeur du projet non actualisée avant impôts	M \$US	229	229	229	229	229	229	229	229	229
Valeur du projet non actualisée après impôts	M \$US	155	176	124	134	122	122	122	124	123
Revenus de l'Etat non actualisés	M \$US	73	53	105	95	107	106	107	105	105
TEMI non actualisé	%	32%	23%	46%	41%	47%	47%	47%	46%	46%
Valeur du projet actualisée avant impôts (taux de 10%)	M \$US	132	132	132	132	132	132	132	132	132
Valeur du projet actualisée après impôts (taux de 10%)	M \$US	92	102	67	73	66	66	66	66	66
Revenus de l'Etat actualisés (taux de 10%)	M \$US	40	30	65	59	66	66	66	66	66
TEMI actualisé	%	31%	23%	49%	45%	50%	50%	50%	50%	50%

Sources : calculs de la mission, modèle AFIE

Source : la mission

IV. FISCALITÉ PÉTROLIÈRE

51. **Les industries d'extraction des hydrocarbures (pétrole et gaz naturel) au Mali sont encore à l'état embryonnaire.** Un nombre restreint de licences d'exploration a été octroyé par le passé, mais aucune découverte d'hydrocarbures commercialement exploitable n'a été réalisée à ce jour. Le CP entourant les activités d'exploration existantes a été adopté le 2 août 2004 (Loi n04-037).

52. **Le projet de nouveau CP a été relu attentivement par la mission, dont les observations sont l'objet d'un document distinct communiqué aux autorités.** Les éléments suivants du cadre législatif relié à l'exploration et la production pétrolière ont ainsi été étudiés par la mission : la version révisée du CP et de son décret d'application, le contrat-type de partage de production et le contrat-type de concession, ainsi que le CGI, qui régit les obligations fiscales de toutes sociétés.

53. **Le projet de nouveau CP demeure complexe malgré une première relecture fournie par la division de politique fiscale du FMI en mai 2014.** Le Code s'applique aux activités d'exploration, d'exploitation, de transport, de commercialisation et de raffinage du pétrole et du gaz naturel. Les droits d'exercer ces activités sont octroyés par contrat. Le projet de CP prévoit quatre différents types de conventions ou contrats²⁰ (les contrats de concession, de partage de production, de services et de reconnaissance), au choix de la société, et propose une fiscalité complexe, dont la plupart des éléments s'appliquent à tous les types de contrats :

- Une participation de l'État maximale de 20 %, et la possibilité pour les investisseurs privés nationaux d'acquérir 5 % de participation additionnelle, pour un maximum de 25%;
- Le taux de l'IS est un taux réduit de 25% contre 30% au CGI ;
- Une taxe supplémentaire lorsque les profits sont supérieurs de 10% aux profits prévisionnels ;
- L'ISCP assis sur le CA hors TVA au taux de 5% ;
- Les redevances superficielles, dont les taux varient selon que la société soit en phase d'exploration ou d'exploitation ;
- Dans le cas des contrats de concession seulement, des redevances ad valorem dont le taux varie selon la production et le type de ressource (pétrole ou gaz naturel) ;

²⁰ La mission suit ici strictement la nomenclature du projet de CP.

- Dans le cas des contrats de partage de production seulement, un partage de la production basé sur la quantité produite ;
- Dans tous les cas, la possibilité d'un bonus de signature lors de l'octroi de la licence d'exploitation, dont les modalités possibles n'ont pas été arrêtées par les autorités ;
- Finalement, les titulaires de Contrat pétrolier devront payer d'autres droits et taxes communes à l'ensemble des sociétés établies au Mali, dont les charges et contributions sociales, la Contribution Forfaitaire des Employeurs (CFE), l'impôt sur les traitements et salaires dû par les employés, et autres.

54. **Le projet de CP prévoit également un certain nombre de prélèvements additionnels spécifiques au secteur pétrolier.** Ces prélèvements incluent une contribution au fonds de formation professionnelle et de promotion du personnel de l'Administration en charge des Hydrocarbures variant au minimum de 250 000 USD à 500 000 USD par année, le financement d'un plan de développement social, économique et culturel et un plan de formation du personnel d'origine malienne. Le cadre législatif actuel ne contient aucun détail sur les contrats de services et de reconnaissance, ceux-ci étant en développement par les administrations.

A. Commentaires généraux sur le projet de CP

55. **Le cadre législatif analysé est complexe et devrait être simplifié.** Un certain nombre de facteurs contribuent à rendre le projet de CP inutilement complexe : la somme des informations pertinentes à une bonne compréhension du cadre législatif est éparpillée, ce qui donne lieu à un certain nombre d'imprécisions et d'incohérences (CP, décret, conventions, CGI); la multiplicité des types de contrats et le vocabulaire lié aux différents types de licences rendent ardu la compréhension de la portée de chacun des articles de la loi dans toutes les circonstances possibles; l'éventail des taxes et impôts auxquels sont assujetties les entreprises est très large; finalement, l'éventail des activités sujettes au CP (de l'exploration au raffinage) complique aussi la compréhension du cadre législatif.

56. **Le projet de CP devrait être revu en profondeur pour éliminer tout flou législatif.** Il est recommandé que des missions de suivi continuent d'assister en ce sens les autorités maliennes dans la révision des versions ultérieures du CP. Le CP et les contrats-type pourraient également être l'objet de consultations avec les sociétés pétrolières importantes pour s'assurer que l'ensemble des règles prévues sont raisonnables. Des règles claires, complètes, transparentes et flexibles sont à l'avantage de toutes les parties et éviteront des mauvaises surprises à l'État sur la façon dont les règles pourraient être interprétées par les sociétés multinationales.

57. **Tous les éléments fiscaux devraient être traités dans le CGI.** Plusieurs pays favorisent l'utilisation de codes simples et spécifiques pour régir l'industrie des hydrocarbures, plutôt qu'un code traitant de tous les sujets connexes au secteur. Ainsi, le cadre législatif pertinent aux activités d'exploration et d'extraction pourrait être traité dans

une première loi, les aspects fiscaux pourraient être incorporés dans le CGI, les aspects environnementaux pourraient être traités dans les lois et réglementations environnementales, et ainsi de suite. En particulier, il serait préférable de ne traiter ni de l'IS, ni des questions douanières dans le projet de CP, son décret ou dans les conventions avec les sociétés :

- En termes de gouvernance, l'IS et les autres éléments du CP ne sont pas du ressort des mêmes administrations et des mêmes Ministres. Sortir les éléments fiscaux du CP amènerait une meilleure cohérence de la politique fiscale.
- Sortir les éléments fiscaux des conventions et du CP renforcerait la position de l'État selon laquelle ces éléments ne sont pas sujets à négociation avec les sociétés.
- L'utilisation du CGI augmenterait la transparence et simplifierait l'administration des règles et leur compréhension par les sociétés. Le risque d'incohérence serait également diminué.

58. **Simultanément, le CGI pourrait être enrichi.** Un nouveau chapitre traitant de certaines dépenses propres au secteur pétrolier (par exemple, la déductibilité de la redevance, l'amortissement pour les dépenses d'exploration et de développement d'un site pétrolier, le traitement fiscal des provisions pour réhabilitation de gisement et autres) pourrait être ajouté au CGI.

59. **Suivant le principe de simplicité, les activités de transport et de raffinage ne devraient pas être couvertes par le CP, à moins d'être pratiquées par le titulaire du contrat pétrolier.** Les industries d'exploration et d'exploitation des ressources naturelles sont souvent traitées de manière distincte car elles utilisent comme matière première des ressources qui appartiennent à l'État. Le partage de la rente entre l'État et l'investisseur donne lieu à des dispositions spécifiques à ce secteur, en particulier aux niveaux des redevances, du partage de la production et autres mécanismes de même nature. L'État voudra aussi s'assurer que la production de ces matières est faite selon les meilleures pratiques, afin de maximiser la portion recouvrable des gisements qui lui appartiennent. Les sociétés spécialisées en oléoducs et en raffinage ont des activités commerciales et industrielles au même titre que toute autre industrie. La majorité des dispositions du CP s'applique mal à leur réalité économique (elles ne font ni d'exploration, ni d'exploitation). Si leurs activités donnent lieu à certaines préoccupations spécifiques, par exemple au niveau des normes environnementales, celles-ci peuvent être ajoutées aux lois et réglementation pertinentes. Ainsi, une distinction devrait être faite dans le CP pour clarifier que ces activités ne sont couvertes que si elles sont entreprises par les titulaires de contrat pétrolier.

B. Commentaires spécifiques

Réduction du nombre de contrats (principe de simplicité)

60. **Le CP prévoit quatre types de contrats, au choix des sociétés.** Ces contrats comprennent le contrat de concession, de partage de production, de services et de reconnaissance. Peu de différences existent entre les contrats de concession et de partage de

la production dans la version actuelle du CP, ne serait-ce que la forme de la redevance (redevance ad valorem dans le cas des contrats de concession et partage de la production dans les contrats de ce type). Les modalités des contrats de services et de reconnaissance n'ont pas encore été définies par les autorités. Il est probable que les modalités des contrats de services soient en phase avec ce qui est pratiqué ailleurs dans le monde en ce domaine, alors que les contrats de reconnaissance seraient de très courte durée, non exclusifs, et traiteraient du cas des entreprises qui désirent faire une reconnaissance du terrain avant de s'engager à long terme avec l'État dans un contrat pétrolier.

61. Les autorités maliennes devraient faire un choix parmi les contrats de concession, de partage de production et de services. Les autorités justifient partiellement l'éventail des contrats offerts comme étant un élément qui rendrait le système fiscal malien plus attractif. Ceci dit, les sociétés multinationales pétrolières ont l'habitude d'opérer sous toutes les formes de contrat, et il est peu probable que cette flexibilité devienne un facteur dans la décision de localisation des firmes. Il est à prévoir que les sociétés multinationales se limiteront à faire un arbitrage entre les types de contrat afin d'identifier les contrats les plus à même de réduire la part qu'elles devront reverser à l'État en espèces ou nature.

62. Très peu de pays offrent à la fois les contrats de concession, de partage de la production et de services. Le tableau 11 présente un portrait des différents types de conventions prévues dans 74 pays producteurs de pétrole. Seuls 4 des 74 pays offrent le choix entre trois types de contrat et 48 pays (ou 65%) ne permettent l'utilisation que d'une seule forme de contrats. Pour les 24 pays africains considérés dans cette étude, ces proportions sont similaires. En revanche, alors que la moitié des pays africains répertoriés ont favorisé le contrat de partage de production comme seule forme possible de contrat, la tendance hors de l'Afrique est de favoriser le contrat de concession. En Afrique et ailleurs dans le monde, lorsque deux types de contrats sont possibles, ce sont généralement les contrats de concession et de partage de production. En général, les contrats de partage de production sont présents dans 20 des 24 pays africains.

63. Les contrats de concession, de partage de production et de services peuvent tous permettre à l'État d'atteindre ses objectifs de partage de la rente pétrolière et peuvent tous être adaptés pour souscrire aux objectifs spécifiques de l'État malien. La Direction a expliqué que son objectif, dans un premier temps, est de gagner de l'expérience pratique avec chacun de ces contrats, au fur et à mesure que des gisements seront découverts et exploités, pour ensuite prendre une décision sur la forme de contrat à privilégier. Ceci dit, sous sa forme actuelle, le CP ne prévoit que peu de différences entre les types de contrats, mis à part les redevances ad valorem (concession) et les modalités du partage de production dans les contrats de ce type. Ces systèmes parallèles augmentent la complexité du régime pour les administrations et les sociétés, sans toutefois poursuivre des objectifs en pratique clairement différents.

Tableau 11. Choix de contrats dans le Monde

	Nombre de pays	% du total
Ensemble des pays producteurs de pétrole		
Lois ne prévoyant que le contrat de partage de production	17	23%
Lois ne prévoyant que le contrat de concession	28	38%
Lois ne prévoyant que les contrats de services	3	4%
Lois avec plus d'un type de contrats:		
- Partage de production et concession	19	26%
- Partage de production et services	1	1%
- Services et concession	2	3%
- Trois types de contrats	4	5%
Total	74	100%
Pays africains		
Lois ne prévoyant que le contrat de partage de production	12	50%
Lois ne prévoyant que le contrat de concession	3	13%
Lois ne prévoyant que les contrats de services	0	0%
Lois avec plus d'un type de contrats:		
- Partage de production et concession	6	25%
- Partage de production et services	1	4%
- Services et concession	0	0%
- Trois types de contrats	2	8%
Total	24	100%
Tous les pays, excluant l'Afrique		
Lois ne prévoyant que le contrat de partage de production	5	10%
Lois ne prévoyant que le contrat de concession	25	50%
Lois ne prévoyant que les contrats de services	3	6%
Lois avec plus d'un type de contrats:		
- Partage de production et concession	13	26%
- Partage de production et services	0	0%
- Services et concession	2	4%
- Trois types de contrats	2	4%
Total	50	100%

Source: Ernst and Young, *Global Oil and Gas Tax Guide 2013*

64. **L'addition des contrats de services est inutile.** Alors que les modalités des contrats de services ne sont pas inscrites dans la version actuelle du projet de CP, ce type de contrat est en pratique souvent très similaire dans ses résultats aux contrats de partage de la production. Les autorités ont mentionné que les contrats de services pourraient leur permettre un plus grand contrôle sur la production pétrolière au Mali. Dans plusieurs autres pays, une distinction clé entre les contrats de concession et de partage de production est le transfert de la propriété des hydrocarbures, qui se fait normalement à la sortie du puits dans un contrat de concession, et au point d'exportation dans un contrat de partage de production. Le projet de CP ne fait pas cette distinction et selon l'article 3, le transfert de la propriété se ferait dans

tous les cas à la tête du puits. Le contrat de partage de production, avec ses clauses quant au transfert de propriété, est souvent vu comme favorisant un meilleur contrôle de l'État. Les autorités maliennes sont invitées à revoir si un changement des paramètres des contrats de partage de production ne pourrait pas mieux satisfaire leurs objectifs (par exemple, vis-à-vis du moment de transfert de propriété) plutôt que d'introduire une nouvelle forme de contrat.

65. Afin de simplifier le cadre législatif, son administration et le respect des obligations fiscales des entreprises, il est fortement recommandé aux autorités de ne choisir qu'un seul type de contrat pétrolier, qui serait adapté aux préférences du gouvernement malien. Les observations suivantes peuvent être faites sur les contrats de partage de production et de concession :

- Les contrats de concession sont plus simples à administrer que les contrats de partage de production dans le cas malien, car ils reposent sur des notions similaires à celles du secteur minier : IS et redevances sur la production. Dans un contrat de concession, la complexité des calculs des coûts pétroliers et du partage des profits pétroliers est évitée.
- Dans la mesure où la propriété des hydrocarbures est transférée aux sociétés au point d'exportation, les contrats de partage de production permettraient au gouvernement de gérer directement ses réserves de pétrole à travers les parts de la production qui lui seront octroyées.
- Le choix final du type de contrat demande donc un arbitrage entre différents objectifs, ceux de la simplicité et celui du contrôle sur les opérations pétrolières.

66. Dans tous les cas, le contrat de reconnaissance pourra compléter le contrat de concession ou de partage de production en traitant séparément des entreprises qui désirent simplement faire une reconnaissance du terrain avant de s'engager.

Redressement du taux de l'IS

67. Le CP prévoit un taux d'IS inférieur à celui du CGI. Le taux prévu des sociétés pétrolières est de 25%, alors que le taux général actuel de l'IS est de 30%.

68. Le taux de l'IS doit être le même que celui prévu au CGI. Étant donné la fiscalité complexe qui s'applique à l'ensemble des contrats pétroliers, il est peu probable que la diminution du taux de l'IS de 30% à 25% aura une influence importante sur la décision d'investissement des firmes. Afin de ne pas créer une nouvelle source de complexité dans le système et son administration, il est recommandé que le taux applicable au secteur pétrolier demeure le même que celui de l'IS. En fait, la présence de rentes pétrolières pourrait justifier que le taux soit en fait plus élevé dans le secteur pétrolier que dans l'ensemble de l'économie, éventuellement de manière progressive. Les questions de progressivité sont rediscutées plus bas. La contrainte de la directive UEMOA encadrant les taux d'imposition pourrait être discutée au niveau de la Commission.

Éliminer la taxe sur les profits supérieurs aux profits prévisionnels

69. **Le projet de CP prévoit une taxe supplémentaire lorsqu'une société réalise un profit supérieur de plus de 10% au profit prévisionnel.** La valeur exacte de cette taxe supplémentaire est mal définie dans le code actuel, ainsi que les modalités prévues pour établir le montant du profit prévisionnel.

70. **La taxe sur les profits supérieurs aux profits prévisionnels devrait être éliminée en faveur de meilleurs instruments de progressivité déjà présentés pour le secteur minier.** Les autorités ont expliqué que cette disposition poursuivait deux objectifs distincts : (1) celui de décourager la surproduction des ressources pétrolières, et (2) celui d'introduire un impôt sur les profits extraordinaires. La mission est d'avis que ces deux objectifs ne seront pas atteints efficacement avec la disposition actuelle du Code et que ces objectifs devraient renvoyer à deux clauses distinctes. D'une part, les profits peuvent augmenter d'une année à l'autre sans qu'il y ait pour autant augmentation de la production, par exemple lorsque les prix du marché augmentent. D'autre part, la notion de « profit prévisionnel » est floue et pourra facilement être manipulée par les sociétés qui bénéficient d'un avantage informationnel important en termes de prévisions de profits. Un stratagème d'évitement fiscal plutôt simple consisterait ici à surestimer systématiquement les prévisions de prix et/ou réduire les prévisions de charges pour surévaluer le profit prévu chaque année et éviter d'enregistrer un profit supérieur aux prévisions.

71. **Plusieurs législations pétrolières prévoient des provisions pour éviter la surproduction, mais de manière générale, le contrôle de la surproduction se fait via la réglementation.** A titre d'exemple,

- Les provinces canadiennes établissent des taux de production maximale pour chaque puits. Il faut des autorisations explicites pour augmenter la production au-delà de ce seuil et démontrer que ceci n'entraînera pas une diminution de la quantité recouvrable du puits. Ne pas se conformer à ces limites peut entraîner la révocation de la licence d'exploitation, ou encore la diminution de la quantité recouvrable permise à l'exploitant.
- Les législations revues dans les pays en développement fait appel au concept de l'utilisation des meilleures pratiques face au débit de production. En Ouganda, par exemple, la loi prévoit que la production du pétrole doit se faire de telle sorte que la quantité maximale de pétrole soit recouvrable de chacun des puits, en accord avec des pratiques prudentes au niveau technique et économique qui permettront d'éviter tout gaspillage de la ressource.

72. **Plutôt que le recours à l'impôt sur les profits supérieurs aux profits prévisionnels, le projet de CP pourrait inclure des clauses visant explicitement la surproduction.** Le CP pourrait par exemple s'inspirer de la législation de l'Ouganda et être plus explicite sur le comportement attendu des opérateurs à ce sujet. De plus, les autorités pourraient dans un premier temps convenir avec les sociétés du taux maximum de production

d'un puits (sur la base d'études techniques à la charge des sociétés). En cas de surproduction, la révocation de la licence des contrevenants pourrait être envisagée, après préavis clair des autorités. Cette approche pourrait être justifiée par l'intérêt national de ne pas gaspiller les ressources pétrolières du pays.

73. Les pays désirant introduire un impôt sur les profits extraordinaires dans le secteur pétrolier recourent fréquemment à l'utilisation du « facteur R » pour gérer la part de la production qui revient à l'État, ainsi qu'à des taxes sur la rente dans le cas des contrats de concession. Une approche possible pour le Mali est discutée plus bas.

Transactions entre parties liées et non-résidents

74. Le calcul des coûts pétroliers comprend certaines règles pour limiter l'abus au niveau des prix de transfert entre sociétés liées. De manière générale, la plupart des éléments du calcul des coûts prévoient que les transactions entre parties liées doivent être raisonnables, et dans les limites de ce qui serait établi entre tiers indépendants.

75. Le sujet des prix de transfert est traité de manière plus complète au Chapitre VI et doit relever en priorité du CGI. Nous notons ici qu'une plus grande harmonisation entre le calcul des coûts pétroliers et le calcul des charges déductibles sous l'IS serait souhaitable, d'une part parce que ces transactions sont susceptibles d'être entreprises dans tous les domaines d'activité. Le contrôle des prix de transfert sous l'IS est aussi pertinent pour le secteur pétrolier, puisque les sociétés titulaires d'un contrat de concession ou de partage de la production seront affectées par le calcul des coûts sous l'IS. Les exemples de règles qu'il serait bon d'harmoniser incluent :

- Les frais financiers admissibles dans le calcul des coûts pétroliers incluent une règle qui limite l'endettement à 70% des coûts pétroliers de développement. Plutôt qu'une telle règle, une règle de sous-capitalisation au niveau de la société serait souhaitable afin d'éviter le surendettement des sociétés et les charges d'intérêts abusives. De plus, les frais financiers peuvent être explicitement exclus des coûts pétroliers puisque la totalité de l'investissement quelle que soit son mode de financement (capitaux propres ou endettement) est déjà intégrée dans le calcul de la rente pétrolière.
- Le calcul des coûts pétroliers prévoit une limite à la déductibilité des frais généraux perçus par des non-résidents nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières. Le CGI ne prévoit pas de telle limite, mais inclut un maximum sur les frais de siège. Une harmonisation des règles serait souhaitable, et ces deux limites devraient se retrouver dans les deux contextes.

76. Ces règles pourraient être enrichies afin de prévoir des limites dans la déductibilité des coûts associés à toute transaction entre la société pétrolière malienne et ses affiliés à l'étranger. Chacun des frais notés à l'annexe 2 de la convention-type comme étant des frais déductibles pourraient prévoir ce qui est acceptable pour des transactions entre

parties liées (par exemple, experts-conseil, achats de matériel, etc.). Les commentaires spécifiques fournis dans le document qui accompagne cet aide-mémoire notent les articles qui pourraient être enrichis et suggèrent des approches pour évaluer la valeur de ces transactions entre parties liées. Cette question est également discutée plus en détail au chapitre VI.

77. L'application de la retenue à la source sur les paiements faits à des non-résidents doit s'appuyer sur la législation de droit commun déjà existante. De plus, si les aspects fiscaux sont maintenus dans le projet de CP, il devrait être clair que des retenues à la source s'appliquent pour les frais de siège et autres services rendus par des sociétés non-résidentes, et correspondent aux impôts dus. Le projet de CP pourrait faire référence au système de retenue pour l'IS-BIC au taux de 15%, qui est actuellement appliqué au Mali pour les prestations de services réalisées par des non-résidents.

Participation directe de l'État dans la production

78. Le projet de CP prévoit que le gouvernement se réserve le droit d'exploiter des gisements déclarés non rentables par le titulaire d'une licence. Dans les circonstances où des sociétés multinationales ont déterminé qu'un projet est non rentable, il est fort probable que l'État malien puisse perdre de l'argent en exploitant ce même site. Ces fonds seraient mieux investis dans des programmes de développement locaux, de formation et de construction d'infrastructures à même d'attirer plus de sociétés étrangères au Mali. Étant donné l'état embryonnaire de l'industrie, les projets les plus rentables seront entrepris par les sociétés, car en plus des coûts normaux d'exploitation, elles devront se lancer dans de coûteux travaux de construction de routes, canalisations, et autres, ainsi que dans la formation de main d'œuvre sans expérience dans l'exploitation de gisements pétroliers. Plus ces infrastructures seront développées et la main d'œuvre locale éduquée, plus la rentabilité exigée des sociétés sera faible.

79. Le pétrole qui n'est pas exploitable de manière rentable une certaine année n'est pas perdu et demeurera dans le sol malien. Avec l'évolution des technologies et le développement des infrastructures locales, l'exploitation de ce pétrole pourrait devenir rentable dans un futur plus ou moins proche et rapporter davantage au gouvernement malien.

ISCP

80. Le projet de CP prévoit deux types de taxes sur le chiffre d'affaires des entreprises : les redevances ad valorem et l'ISCP. La redevance ad valorem prévue à l'intérieur des contrats de concession est prélevée sur la valeur brute de la production. De manière similaire, l'assiette fiscale de l'ISCP est la valeur des produits pétroliers bruts exportés.

81. **Il est recommandé que l'ISCP sur les produits de pétrole bruts exportés soit éliminé.** L'application de l'ISCP et des redevances ad valorem complexifie le système d'impôt. En contrepartie de l'ISCP, les autorités pourraient considérer l'augmentation des taux de redevance ad valorem applicables dans les contrats de concession. De manière similaire, les paramètres du partage de production dans les contrats de ce type pourraient être revus s'il est déterminé que l'abolition de cette taxe réduirait les revenus de l'État de manière inacceptable.

Traitement fiscal de l'exploitation du gaz naturel

82. **Dans la version actuelle du projet de CP, les redevances ad valorem payables lors de l'extraction du gaz naturel prévoient des taux plus faibles que les taux de la redevance pour le pétrole brut.** De plus, le contrat-type communiqué à la mission ne prévoyait pas de partage de la production différent entre le gaz naturel et le pétrole. Les autorités sont d'avis qu'une incitation et un encadrement pour la production du gaz naturel soient nécessaires pour développer cette industrie.

83. **La cohérence du traitement fiscal de l'exploitation du gaz naturel à travers les divers types de contrats devrait être revue.** Les autorités souhaitent établir un prélèvement fiscal identique quelle que soit la nature du gisement : gaz naturel ou pétrole, et quel que soit le type de contrat : partage de production ou concession. Ce n'est pas le cas actuellement, puisque les redevances diffèrent entre projet pétrolier et gazier dans le cas des contrats de concession. Selon les modalités retenues, il est possible d'obtenir une telle équivalence soit en utilisant des paramètres adaptés, soit en utilisant un équivalent énergétique ou thermal pour le pétrole et le gaz naturel.

Exonérations à la phase de recherche

84. **Le CP prévoit que les sociétés en phase de recherche soient exonérées de certains impôts et taxes à payer (l'IS-BIC, l'IRVM, l'IRF, les droits de patente et cotisations annexes, le droit de timbre sur les intentions d'exporter des hydrocarbures, l'ISCP, la TVA, la Taxe sur les Activités Financières –TAF- la Taxe Intérieure des Produits Pétroliers -TIPP).** L'intention des autorités est de fournir un incitatif fiscal pour encourager les sociétés à s'établir au Mali.

85. **Les exonérations sont mal ciblées.** La variété des exonérations prévues au Code pétrolier ne sont probablement pas à même d'attirer les sociétés en phase de recherche, comme les charges à payer pour plusieurs des impôts cités seraient probablement très faibles ou nuls s'ils étaient appliqués. Les exonérations d'IS et d'ISCP ne sont pas pertinentes puisque les sociétés en phase de recherche typiquement n'ont pas de revenus imposables. L'exonération de TVA peut fragiliser cet impôt en créant des situations de créateurs de TVA au niveau des sous-traitants des titulaires des permis d'exploration. Leur assujettissement à la TVA nécessite néanmoins une redéfinition du champ de cet impôt. Cette liste d'exonérations

est mal ciblée et devrait être éliminée; aucun incitatif fiscal n'est à même de modifier le comportement de sociétés qui de toutes façons ne paieraient pas d'impôt.

86. Il est important de ne pas surestimer l'importance des exonérations fiscales dans le choix des firmes d'investir dans un pays donné. Ceci est vrai dans tous les secteurs d'activité, mais en particulier dans le secteur pétrolier, qui est caractérisé par la présence de rente économique. Lorsqu'une société analyse l'opportunité d'investir, le système fiscal n'est qu'un facteur parmi tant d'autres qui influencent le rendement escompté d'un projet (qui peut inclure les cours prévus des prix du pétrole, le développement des infrastructures, le climat social, etc.). L'attractivité d'un système fiscal dépendra ensuite non pas seulement de son taux et de son assiette, mais aussi de son bon fonctionnement, incluant sa prévisibilité, sa simplicité, l'efficacité de son administration, le bon fonctionnement du système de règlement des différends, etc.

Fonds de formation et de promotion

87. Le CP et son décret d'application prévoient que pendant la durée de validité de chaque titre pétrolier, les sociétés pétrolières s'engagent à verser annuellement à l'Autorité pour la Promotion de la Recherche Pétrolière (AUREP), au titre du fonds de formation et de promotion, un montant minimum de 250 000 USD pendant la phase de recherche et de 500 000 USD pendant la phase d'exploitation. Ces montants sont négociables avec chacune des sociétés lors de la signature des contrats.

88. Ce type de participation des sociétés privées à la formation du personnel du ministère de tutelle est fréquent et vise à renforcer les capacités du gouvernement. Cependant, les modalités choisies dans le CP soulèvent plusieurs difficultés. La création d'un fonds particulier remet en cause l'intégrité du budget de l'État et sa supervision, si ce fonds n'y est pas clairement intégré. Les versements que les entreprises effectueront doivent suivre les règles de transparence et être intégrées au contrat pétrolier qui est publié. Les montants à verser ne doivent pas être sujet à négociation.

89. Le fonds de formation devrait être supprimé. Afin d'améliorer la transparence budgétaire de l'État et réduire la complexité, il est recommandé de renforcer les grands impôts (IS, redevances, partage de la production) plutôt que de multiplier les taxes et impôts particuliers. La part des impôts prélevés revenant à l'AUREP pour ses besoins administratifs et de formation pourrait être prélevée sur le budget de l'État plutôt que par l'entremise d'un impôt séparé de type parafiscal.

90. A défaut de la suppression de ce fonds, une révision de son mode de financement et son intégration explicite au budget de l'État sont fortement recommandées.

Disposition face au personnel expatrié

91. **Le projet de CP prévoit que les contractants doivent accorder la préférence à l'embauche de personnel malien, et qu'ils aient en place un plan de formation du personnel malien.** Ce type de dispositions est fréquent dans les pays en voie de développement afin d'aider les pays à développer une expertise locale. En revanche, le projet de CP prévoit également que les titulaires de contrat et leurs sous-traitants ne pourront engager pour leurs activités au Mali le personnel expatrié nécessaire pour la conduite efficace de leurs activités que pour une durée maximale de cinq ans.

92. **La limite de cinq ans pour engager du personnel expatrié est trop contraignante.** Sans avoir fait une revue exhaustive, la mission n'a trouvé qu'un seul autre exemple de pays qui de manière stricte ne permet pas l'embauche de personnel étranger après une certaine période, soit le Nigeria. Dans ce pays, la période au cours de laquelle le contractant peut continuer à embaucher du personnel étranger est portée à 10 ans. La formation et l'acquisition de l'expérience nécessaire pour diriger et exécuter en son entier l'exploitation d'un site pétrolier demande plus de 5 années, et il n'est pas réaliste qu'après ce laps de temps aucun personnel étranger ne soit nécessaire au bon déroulement des exploitations. Cette disposition du projet de CP malien sera sous doute perçue très négativement par les investisseurs potentiels et donnera lieu à des mesures dérogatoires discrétionnaires dommageables.

93. **La disposition visant à empêcher l'embauche de personnel expatrié devrait être éliminée.** Ceci dit, les dispositions du projet de CP qui exigent la formation des populations locales et leur embauche à qualifications égales, quoiqu'elles soient en ligne avec les pratiques d'autres pays en voie de développement, pourraient être renforcées. Par exemple, un meilleur contrôle sur les actions des sociétés en termes de formation du personnel local et de leur embauche pourrait être envisagé, en demandant par exemple un compte-rendu des sociétés à ce sujet sur une base périodique. Cette approche est suivie par la Guinée par exemple, où les contractants sont également incités à favoriser l'embauche de personnel local pour les emplois ne demandant pas de qualifications particulières.

Recours aux enchères

94. **Dans son cadre actuel, le projet de CP ne prévoit pas le recours aux enchères, comme le font plusieurs pays producteurs de pétrole.**

95. **Les enchères peuvent cependant augmenter la progressivité du système fiscal malien.** Un grand nombre de pays producteurs de pétrole recourent aux enchères publiques, soit pour octroyer un bloc de recherches, pour déterminer la part de la production qui ira à l'État ou pour déterminer un bonus de signature du contrat. Ces pays incluent des pays développés, mais aussi des pays tels que l'Angola, l'Ouganda, la Libye, le Brésil et l'Équateur. Cette pratique a pour effet de créer des revenus pour le gouvernement au début

d'un projet pétrolier et augmente la productivité de l'impôt de manière naturelle – les projets ayant le plus fort potentiel de profits étant ceux pour lesquels les enchères rapportent le plus à l'État.

96. **Les enchères pourraient avoir lieu à la signature d'un CP.** Pour l'instant le projet de CP prévoit la possibilité d'un bonus de signature au moment de l'octroi d'une licence d'exploitation. Comme à ce moment l'État est déjà engagé avec une société en particulier par un contrat pétrolier, le recours aux enchères ne serait pas envisageable pour ce bonus, s'il est retenu. En revanche, si un bonus devait être payable au moment de la signature du contrat pétrolier pour l'obtention d'une licence de recherches, le montant de ce bonus pourrait être déterminé par enchères publiques.

97. **Cette approche n'est pas envisagée pour le moment par les autorités, mais pourrait être revisitée à moyen terme.** Étant donné l'état embryonnaire de l'industrie pétrolière au Mali, le recours aux enchères publiques pourrait être retardé. Au fur et à mesure que son industrie se développera, le Mali est encouragé à considérer leur introduction.

Autres commentaires sur les textes reçus

98. **Des dispositions additionnelles pourraient être envisagées par le Mali.** En plus des éléments notés dans le présent rapport, les autorités pourraient considérer l'ajout de certaines dispositions au projet de CP :

- Une disposition prévoyant la publication des contrats pétroliers ainsi que des études de faisabilité favoriserait la transparence et la reddition de compte, ainsi que l'accès public aux données géologiques et techniques reçues des sociétés après la période prévue de confidentialité.
- L'ajout de dispositions pour contrer tout conflit d'intérêt potentiel et éviter que les employés des administrations puissent avoir des intérêts de nature à compromettre ou restreindre leur indépendance dans l'exercice de toute fonction liée à l'administration des contrats pétroliers. Les sociétés pourraient par exemple être tenues de déclarer tout lien potentiel avec des employés de l'État ou des membres de leur famille au moment de la demande d'une licence. Le projet de CP pourrait également contenir des dispositions visant à interdire les pots-de-vin aux employés de l'État et personnel politique, sous peine de sévères sanctions.
- La clarification du cadre institutionnel, des rôles et responsabilités du Ministre et de la Direction, et en particulier l'ajout de précision sur l'agent en droit de négocier les contrats pétroliers au nom de l'État sont recommandés. De manière générale, les bonnes pratiques indiquent que cet agent devrait être indépendant du pouvoir politique.
- Si certains articles du projet de CP, du décret ou d'autres Codes pertinents priment légalement sur certaines des modalités des contrats pétroliers (ou de certains de leurs

articles), ou vice versa, par exemple en cas de contradiction entre les termes et définitions employées dans chacun de ces documents, ceci devrait être indiqué clairement pour faciliter le règlement de différends potentiels.

- Le décret contient un certain nombre de montants exprimés en francs CFA ou USD, pour l'octroi de licences, permis et autres. Il pourrait être avisé de soumettre la valeur de ces montants à une révision annuelle basée sur le taux d'inflation observé. Ceci est en particulier vrai si des clauses de stabilité généreuses sont maintenues.

99. **Des commentaires détaillés du CP article par article ont été préparés par la mission sur le nouveau CP, et communiqués dans un document annexe à ce rapport.**

C. Analyse économique des régimes fiscaux pétroliers

100. **La mission a effectué une analyse quantitative du régime fiscal appliqué aux activités en amont du secteur pétrolier à l'aide du cadre de modélisation AFIE du Département des Finances publiques.** La mission a comparé le régime fiscal pétrolier relevant de la législation actuelle à celui d'autres producteurs régionaux et internationaux. En outre, elle a comparé le régime actuel à un ensemble de dispositions fiscales alternatives qui serait plus progressif que le code en vigueur.

101. **L'ampleur des découvertes potentielles au Mali demeure incertaine.** D'après des résultats indicatifs de prospection géologique dans la région, la plupart des gisements ou groupes de gisements voisins devraient être de taille relativement petite ou moyenne, en majorité de l'ordre de 100 M Bbl à 200 M Bbl. En conséquence, la mission a analysé le régime fiscal pétrolier sur la base d'un projet hypothétique de petite taille (et en parallèle a testé la robustesse des résultats sur un projet hypothétique de taille moyenne). L'annexe II résume les données fondamentales de ce projet. Le projet est rentable avant impôt, engendrant des flux monétaires nets de 6 Mds USD avant impôt (non actualisés) et un TRI de 37 %.

Évaluation quantitative du CP

102. **Pour l'analyse quantitative, la mission a évalué le régime fiscal représentatif d'un contrat de concession et d'un contrat de partage de production selon les paramètres actuels du CP.** Pour le contrat de concession, l'analyse est fondée sur les hypothèses suivantes : le taux de redevance ad valorem augmente avec la production ; l'ISCP s'applique à un taux de 5 % ; l'IS s'applique à un taux réduit de 25 % ; et l'État a une

participation gratuite de 10 %²¹. Dans le cas du contrat de partage de production, la limite sur les coûts pétroliers est de 75% ; la part du Profit Oil revenant à l'État est fondée sur des seuils de production ; et l'État a aussi une participation gratuite de 10 %. Le tableau 12 indique tous les paramètres clés modélisés.

Tableau 12. Clauses fiscales clés des contrats pétroliers modélisés

Clauses fiscales	Régimes actuels		Paramètres	
	Concession	Partage de production	Concession	Partage de production
ISCP		5%	5% -	-
Redevance ad-valorem	Pétrole : 5 %-15 % ; gaz : 5 %	-	Pétrole : 8 % ; gaz : 3 %	-
IS	25%	25%	30%	30%
Cost Stop	-	75 %, coûts de financement recouvrable. Report illimité des pertes.	-	Maximum 60 %, coûts de financement non-recouvrable. Report illimité des pertes.
Partage du Profit Oil	-	La part du Profit Oil revenant à l'État varie entre 25 % et 55 % en fonction des seuils de la production	-	La part du Profit Oil revenant à l'État varie entre 40 % et 60 % en fonction du facteur R, calculé ainsi : (montant cumulé du Cost Oil + Profit Oil – frais d'exploitation)/(montant cumulé des coûts de développement et d'exploration)
Taxe sur la rente pétrolière	-	-	30 % après un rendement minimum de 15% (après impôts)	-
Participation de l'État	10 % participation gratuite	10 % participation gratuite	10 % participation gratuite	10 % participation gratuite
IRVM dividendes	10%	10%	10%	10%
IRVM intérêts	10%	10%	10%	10%

Source : CP ; services du FMI.

103. L'une des premières observations de l'analyse qualitative est que le régime de concession et le mécanisme de partage du Profit Oil ne sont pas fiscalement équivalents

²¹ La participation gratuite de l'État est moins fréquente dans les projets pétroliers que les projets miniers. L'État a tendance à prendre une participation passive dans les projets pétroliers, avec les coûts d'exploration remboursables avec ou sans intérêts.

avec les paramètres retenus²². L'intention initiale des autorités était de créer deux systèmes qui produisent le même effet fiscal, mais en réalité, il y a une marge importante entre les deux régimes qui crée des opportunités d'arbitrage et d'optimisation des profits pour les différents investisseurs. Le tableau 13 montre ces différences. Le TEMI (non-actualisé)²³ obtenu avec un partage de production est de 60 % alors que le TEMI sous le contrat de concession est seulement de 50 %, avec une différence entre revenus gouvernementaux de presque 650 M USD. Une part de cette différence est attribuable aux seuils de production choisis dans le calcul de la redevance ad valorem qui s'applique dans le cas des contrats de concession. Ces seuils sont mal adaptés à un environnement éventuel où la productivité des puits en sol malien était similaire aux types de puits pétroliers trouvés dans la région ; dans la majorité des cas, seuls les deux premiers seuils seraient en pratique utilisés. Un autre résultat de l'analyse est que le régime fiscal au Mali pourrait être plus progressif. En général, et comme la section suivante va le montrer, la part de l'État est plus élevée dans les autres pays étudiés qu'au Mali.

104. La mission a analysé deux scénarios alternatifs : (1) un régime fiscal alternatif de concession comportant une redevance fixe de 8 % et une taxe sur la rente pétrolière de 30 % payable après un rendement minimum de 15% sur les flux de trésorerie de l'investisseur après impôts; et (2) une formule plus progressive pour le partage du Profit Oil fondée sur le facteur R (voir encadré 2). Dans ce scénario, la part du Profit Oil revenant à l'État est, au départ, de 20 % avec un facteur R inférieur à l'unité et s'accroît progressivement, passant à 25 %, puis à 30 % et à 35 %, pour atteindre 40 % lorsque le facteur R est supérieur à 4. Le Tableau 13 offre un résumé de tous les paramètres modélisés pour les régimes alternatifs.

²² Une modification de ces paramètres permet d'égaliser le TEMI des deux types de contrats, voire d'inverser les résultats discutés ci-dessus. La mission a retenu les paramètres qui lui semblaient les plus réalistes au regard de la fiscalité actuelle au Mali en particulier dans le secteur minier.

²³ Le prélèvement de l'État est estimé sous la forme du TEMI, ou de la part prise par l'État (total des redevances, Profit Oil, impôts indirects et intérêts de l'État) sur les flux monétaires nets avant impôt provenant d'un gisement pétrolier rentable. Pour une discussion détaillée, voir l'encadré 2.

Encadré 2. Taxe sur la rente pétrolière et partage de la production selon le facteur R

Les États utilisent différents mécanismes afin d'accroître la progressivité de l'impôt dans le contexte pétrolier. Certains utilisent l'approche d'un taux de l'IS progressif, augmentant avec le revenu imposable des sociétés. Une meilleure progressivité peut également être atteinte en basant les seuils des redevances selon les cours mondiaux du pétrole, plutôt que sur des seuils de production. Dans le cas des contrats de partage de la production, la progressivité peut être atteinte en basant le partage selon le taux de rentabilité effective du projet (approche recommandée par le FMI).

Facteur R

Le facteur R est un ratio de rentabilité équivalent au ratio des revenus nets cumulés par la société et des investissements cumulés. Lorsque ce ratio atteint 1, par exemple, la société a créé assez de revenus de son puits pétrolier pour recouvrer ses investissements. En basant le partage de la production selon le facteur R, la part de l'État s'accroît selon la valeur de ce ratio.

Taxe sur la rente pétrolière

De façon similaire, dans un contrat de concession, le calcul du facteur R peut être utilisé pour déterminer la valeur de la taxe sur la rente pétrolière. Selon l'approche suggérée, une taxe additionnelle de 30% s'appliquera lorsque le rendement cumulé sur le bénéfice net avant impôt (avant les intérêts et en ajoutant les amortissements) excède 15%.

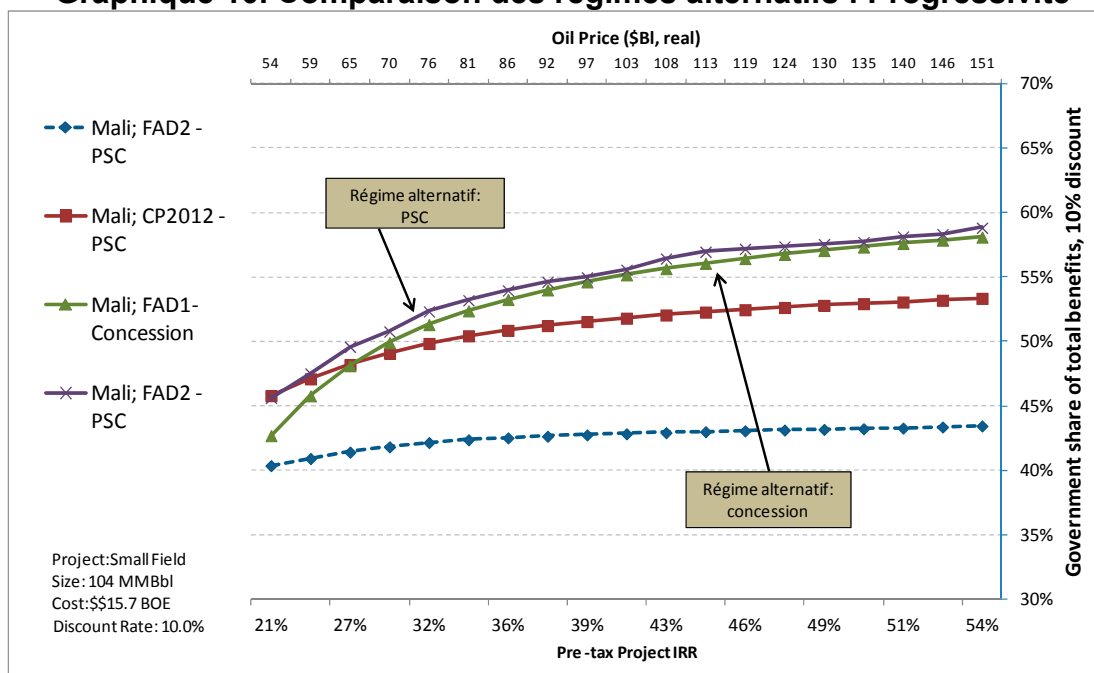
105. **Les deux régimes fiscaux alternatifs produisent un TEMI similaire de presque 70 % dans le cas de base** (à un prix de 90 USD le baril). Ils sont aussi plus progressifs que les régimes existants. La progressivité des régimes est exprimée par la part de l'État des profits nets du projet, rapportée à une fourchette de taux de rentabilité avant impôt découlant de l'évolution des prix du pétrole.²⁴ L'analyse de sensibilité est faite pour des prix situés entre 54 USD et 151 USD, relevés chaque fois de 3 %. Le Graphique 7 montre que le prélèvement de l'État augmente à un rythme relativement plus rapide avec le prix du pétrole sous les régimes alternatifs que sous le projet de CP actuel, ce qui signifie que les deux régimes sont plus « progressifs ».

²⁴ Voir note de bas de page 16 pour une explication de l'indicateur de progressivité et de la notion de part de l'État des profits nets.

Tableau 13. Mali : Modélisation des clauses fiscales

[USD constants de 2012]		Concession (actuel)	PSC (actuel)	Concession (alternatif)	PSC (alternatif)
Taux interne de rentabilité (TIR) réel des projets avant impôt	%	37%	37%	37%	37%
TRI réel [dette et fonds propres] des investisseurs après impôt	%	26%	23%	23%	23%
TRI réel des fonds propres après impôt	%	29%	26%	25%	25%
Flux monétaires nets (FMN) avant impôt, non actualisés	M USD	6,187	6,187	6,187	6,187
FMN [dette et fonds propres] des investisseurs après impôt, non actualisés	M USD	3,102	2,455	2,185	2,137
Recettes de l'État, non actualisées	M USD	3,085	3,732	4,002	4,050
TEMI, non actualisé	%	50%	60%	65%	65%
FMN avant impôt, actualisés à 10 %	M USD	1,588	1,588	1,588	1,588
FMN [dette et fonds propres] des investisseurs après impôt, actualisés à 10%	M USD	708	533	478	468
Recettes de l'État, actualisées à 10 %	M USD	880	1,055	1,110	1,120
TEMI, actualisé à 10%	%	55%	66%	70%	71%
Prix du pétrole	USD/Bbl	90	90	90	90
Tarif de transport par pipeline	USD/Bbl	15	15	15	15

Source : estimations des services du FMI.

Graphique 10. Comparaison des régimes alternatifs : Progressivité

Légende:

CP2012 – Concession: Contrat de concession dans la version actuelle du Code

CP2012 – PSC : Contrat de partage de production dans la version actuelle du Code

FAD1 – Concession : Contrat de concession sous le régime alternatif

FAD2 – PSC : Contrat de partage de production sous le régime alternatif

Source : calculs des services du FMI.

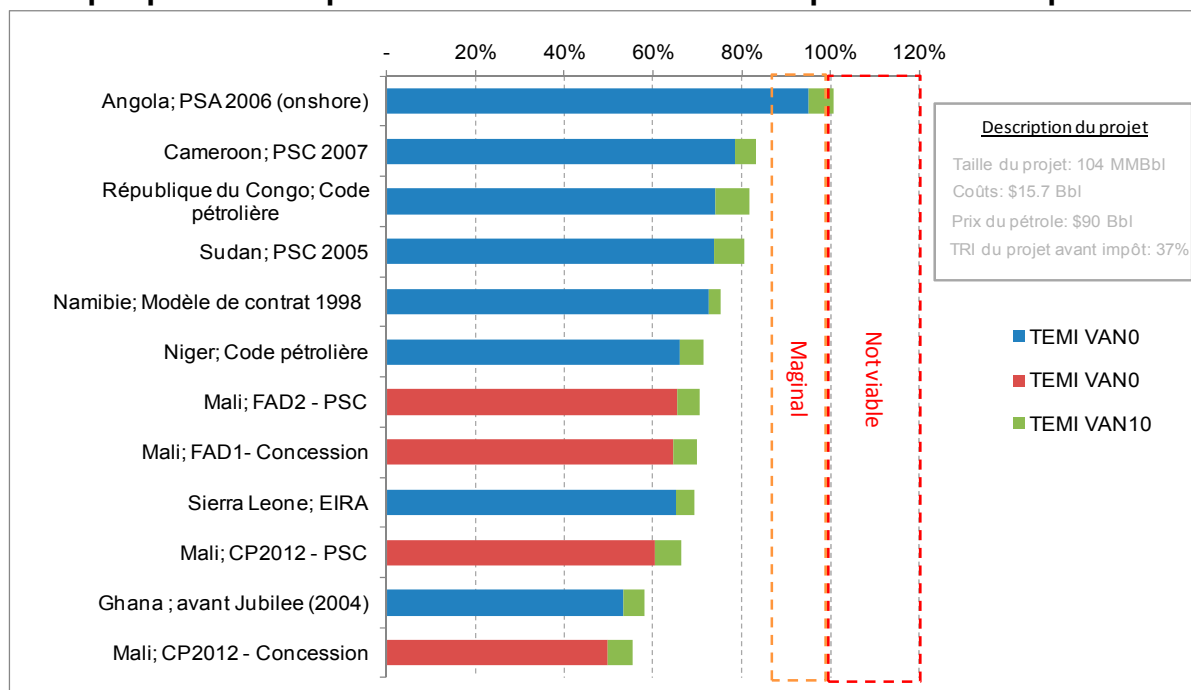
Comparaisons internationales

106. **Le projet de CP et les scénarios alternatifs ont été comparés aux régimes applicables dans d'autres pays** (voir Annexe III). Dans le cas du contrat de concession, le scénario alternatif est caractérisé par un impôt additionnel sur les superprofits. Pour le contrat de partage de production, la mission a considéré une part plus élevée du Profit Oil.

107. **Le mécanisme de partage de production actuel place le Mali à l'intérieur de la fourchette internationale pour ce qui est du prélèvement de l'État** (cf. graphique 11)²⁵. Sous le régime de concession, le prélèvement de l'État du Mali est le plus bas parmi le groupe de pays étudiés. Cependant, les régimes alternatifs portent les prélèvements à environ 70 % en valeur actualisée (contre 66 % et 55 % sous le projet de CP actuel), en raison d'une plus forte augmentation de la part du Profit Oil, ou respectivement, de la taxe additionnelle sur la rente pétrolière.

108. **Le régime actuel est relativement généreux pour les gisements pétroliers rentables.** Un système plus progressif, comme les régimes alternatifs décrits ci-dessus ou le système de l'Angola, permettrait à l'État de percevoir la rente additionnelle lorsque la rentabilité augmente tout en n'imposant pas nécessairement une charge plus lourde sur les projets marginaux lorsque la rentabilité baisse. La courbe de progressivité du régime de l'Angola est très prononcée, en raison d'un mécanisme de partage des profits nets du projet lié au taux interne de rentabilité, complété d'un impôt sur les bénéfices des sociétés de 50% (cf. graphique 12).

²⁵ De nombreuses hypothèses sont nécessaires pour établir ces comparaisons internationales, en particulier une mise en œuvre parfaite des régimes fiscaux, une application du principe de déconsolidation le plus strict (aucun coût de recherche hors ceux lié au permis d'exploitation ne sont considérés) et l'absence d'une optimisation fiscale agressive.

Graphique 11. Comparaison internationales : TEMI pour le secteur pétrolier

Légende:

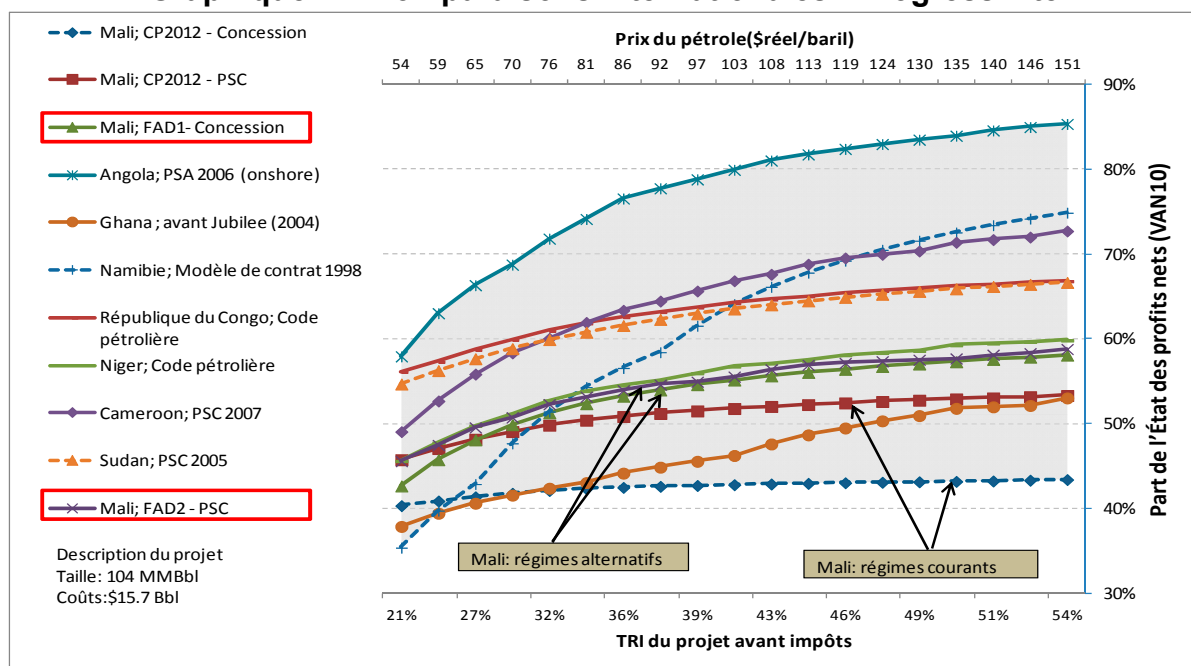
CP2012 – Concession: Contrat de concession dans la version actuelle du Code

CP2012 – PSC : Contrat de partage de production dans la version actuelle du Code

FAD1 – Concession : Contrat de concession sous le régime alternatif

FAD2 – PSC : Contrat de partage de production sous le régime alternatif

Source : Calculs de la mission.

Graphique 12. Comparaisons internationales : Progressivité

Source : calculs des services du FMI.

Recommandations

- Simplifier le cadre législatif du projet de CP.
- Traiter tous les éléments fiscaux dans le CGI.
- Séparer le traitement fiscal des activités amont ou aval (par exemple, transport ou raffinage) dans le CP des activités d'extraction.
- Ne pas introduire le contrat de services.
- Faire un choix entre le contrat de concession ou le contrat de partage de production.
- Si le contrat de partage de la production est maintenu, le transfert de propriété des hydrocarbures sous ce contrat devrait être établi au point d'exportation et non à la tête du puits.
- Maintenir et développer le contrat de reconnaissance.
- Relever le taux de l'IS à 30%.
- Éliminer la disposition visant à prélever un impôt sur les profits supérieurs aux profits prévisionnels.
- Gérer la surproduction éventuelle via la réglementation des seuils maximaux de production déterminés conjointement entre les autorités et les investisseurs privés et en application des meilleures pratiques internationales.
- Utiliser des approches mieux ciblées pour capter la rente pétrolière.
- Harmoniser les règles qui traitent des transactions entre parties liées du CGI et celles pour fins du calcul des coûts pétroliers.
- Renforcer les règles qui gèrent les transactions entre parties liées.
- Inclure dans le CGI des dispositions spécifiques sur les retenues à la source pour les paiements faits à des non-résidents.
- Le gouvernement ne devrait pas entreprendre l'exploitation de sites non rentables.
- Fusionner l'ISCP et la redevance ad valorem (contrats de concession) ou les paramètres pertinents du partage de la production (pour ces types de contrat).
- Instaurer plus de cohérence dans le traitement fiscal du gaz naturel.
- Abolir le fonds de formation et de promotion ou modifier son mode de financement en suivant les meilleures pratiques de finance publique et sans possibilité de négocier la participation des sociétés privées à ce fonds.
- Éliminer la disposition portant à 5 ans la limite de temps pour l'embauche de personnel expatrié.
- Établir plus de progressivité dans le régime fiscal et augmenter la part de l'état, par l'entremise d'une redevance ad valorem fixe de 8%, l'introduction d'une taxe sur la rente dans les contrats de concession, ainsi que par l'utilisation du facteur R pour déterminer le partage de la production dans les contrats de ce type.

V. QUESTIONS COMMUNES AU SECTEUR DE L'INDUSTRIE EXTRACTIVE (MINES ET PÉTROLE)

A. L'imposition de certaines transactions : les accords d'amodiation et les redevances dérogatoires

109. **Les accords d'amodiation ou de partage des risques sont courants dans le secteur minier.** L'amodiation est un contrat par lequel une entreprise (l'amodiateur) cède une participation directe dans un titre minier à un tiers (l'amodiataire), en échange d'une somme d'argent et/ou d'un accord dans lequel l'amodiataire engage certaines dépenses. Par exemple, l'amodiateur détient 100 % d'un titre minier malien et accepte de céder une participation de 20 % de celui-ci en échange d'un versement de 1 M UM et d'un engagement de dépenses de prospection de 150 M UM dans les deux prochaines années par l'amodiataire. Certains pays ont choisi délibérément de ne pas taxer ce genre de transferts essentiellement pour deux raisons : (1) fournir une incitation supplémentaire à l'activité d'exploration ; et (2) la grande complexité de tels accords dont la partie prestation de services est difficilement appréciable en termes monétaires (contrairement à l'exemple ci-dessus).

110. **La taxation des accords d'amodiation complète le régime fiscal, en particulier en matière de plus-values.** En l'absence d'une telle taxation, de nombreuses transactions pourraient être requalifiées par les acteurs économiques en accords d'amodiation afin d'éviter l'impôt sur les plus-values. Plusieurs options sont possibles : (1) considérer le versement monétaire comme un bonus imposable pour le vendeur au titre de l'IS et comme une charge déductible de l'IS pour l'acheteur ; et (2) considérer la valeur de marché au moment de la transaction, taxer l'éventuelle plus-value réalisée et permettre de déduire le prix payé.

111. **Les redevances dérogatoires (« overriding royalties ») sont également des transactions qui peuvent permettre un évitement de l'impôt et qui sont fréquentes dans le secteur minier.** Par exemple, la société A détient un permis d'exploration, qui n'a pas encore fait l'objet d'une découverte de gisement. Elle vend son permis à la société B en échange d'un paiement de 10 M USD et le versement d'une redevance de 2 % pour les 20 prochaines années. Aucune plus-value n'apparaît au moment de la transaction pour la société A. De plus, la société B (qui peut appartenir au même groupe que la société A) peut réduire son bénéfice imposable en considérant cette redevance comme une charge imposable. Le revenu perçu par la société A est certes imposable, cependant cette société dont l'activité est l'exploration disparaît avec la cession du titre minier. Ainsi, la cession de Syama par Rangold Ressource Limited à la société Resolute Mining Limited, annoncée le 15 juin 2004, a donné lieu au paiement d'une redevance dérogatoire mentionnée dans les états financiers de la société Resolute Mining Limited²⁶. Cette redevance est de 10 USD par once pour le

²⁶ Par exemple, page 104 des états financiers 2013 de Resolute Mining Limited.

premier million d'onces produit, puis de 5 USD l'once pour les trois millions d'once produits ensuite, si le cours de l'or est au-dessus de 350 USD. La redevance dérogatoire peut même être requalifiée en dividendes, donc réintégrée au bénéfice imposable à l'IS et taxée au titre de l'IRVM.

112. Plusieurs traitements sont possibles pour limiter les pertes de recettes induites.

La somme actualisée des redevances versées est très difficile à estimer puisque les redevances peuvent varier notamment selon le cours du minerai concerné. Le paiement de la redevance peut être considéré comme un coût financier pour l'entreprise B. Cette redevance est alors assimilable au paiement d'un intérêt et peut être l'objet d'un prélèvement à la source pour l'entreprise A au titre de l'IRVM.

B. La réhabilitation des sites et la reconstitution de gisement

Financement de la réhabilitation des sites miniers et pétroliers

113. Les sociétés minières constituent des provisions pour réhabilitation des sites dont les dotations annuelles sont déductibles de l'IS. Il existe un risque que les fonds ainsi mobilisés ne soient jamais alloués dans leur totalité ou en partie à la réhabilitation des sites. De multiples scandales lors de fermeture de mines existent dans le monde et illustrent ce type de risques, d'autant plus important au Mali, que certaines mines arrivent ou vont arriver prochainement à la fin de leur cycle d'exploitation.

114. La version actuelle du projet de CP ne prévoit pas de mécanisme formel pour assurer le financement de la réhabilitation des sites exploités. Ce type de mécanisme n'est également pas prévu dans le CM 2012. La version actuelle du projet de CP requiert qu'à la fin de la période d'exploitation, la société mette en place et finance un plan de fermeture et de réhabilitation de la zone d'extraction, dont le suivi, l'évaluation et le contrôle seront assurés par une Commission de fermeture. Des inquiétudes ont été soulevées face au manque d'assurance que l'argent requis soit disponible à la fermeture du site.

115. Plusieurs pays requièrent que des fonds soient mis de côté annuellement pour la réhabilitation des sites. Les autorités d'un pays disposent de plusieurs mécanismes alternatifs pour assurer le financement de la réhabilitation des sites pétroliers et gisements miniers, les plus fréquents étant la création de comptes séquestres ou comptes fiduciaires, exigences de lettres de crédit, obligations ou autres formes de garanties. En Afrique, les pratiques observées varient :

- En Guinée, le Contrat Pétrolier établit les termes et conditions selon lesquels le contractant doit verser chaque année, sur la base du budget de réhabilitation indicatif approuvé par les autorités, une provision dans un compte séquestre. Ce montant, destiné au financement du plan de réhabilitation, est récupérable en tant que coût pétrolier, mais

non déductible pour le calcul de l'impôt sur les sociétés. Dans le cas du Code minier, les fonds doivent être déposés par l'exploitant dans un compte fiduciaire.

- En Ouganda, les montants doivent être versés dans un fonds dédié lorsque la production pétrolière atteint 50% des quantités recouvrables et sont déductibles en tant que charges d'opération.
- En Algérie, les montants nécessaires à la réhabilitation des sites sont déposés chaque année dans un compte séquestre et sont déductibles de l'impôt sur les sociétés.

116. L'établissement d'un compte séquestre ou fiduciaire est recommandé pour les secteurs minier et pétrolier. Ce type de dispositif permettra à l'État de s'assurer d'une réhabilitation effective du site et de contenter les populations locales pour le cas minier. Il est également important qu'il soit considéré dès le début des opérations pétrolières. Ces montants pourraient être mis de côté de manière annuelle dans un compte séquestre ou compte fiduciaire afin de s'assurer qu'un financement suffisant soit disponible à la fermeture d'un site. Comme ces montants ne seraient plus disponibles aux entreprises pour leurs opérations courantes, il pourrait être envisagé qu'ils soient déductibles de l'IS et inclus dans le total des coûts pétroliers. Les procédures de création de ce compte devraient être établies par décret et non sujet à négociation avec les sociétés minières ou pétrolières.

Réserve pour reconstitution de gisement

117. Les sociétés bénéficient d'une déduction fiscale liée à la réserve pour reconstitution de gisement sans toutefois être tenues d'entreprendre ces dépenses. Les autorités ont soulevé des inquiétudes face à la réserve pour reconstitution de gisement qui est actuellement permise dans le CM 2012 et dont l'adoption est prévue dans le projet de CP. Cette réserve permet aux sociétés d'épargner un montant destiné à l'exploration qui est déductible de l'impôt des sociétés. En cas de non-utilisation effective des sommes réservées aux travaux auxquels elles sont destinées, ces sommes sont reportées au bénéfice de la société dans un délai de trois ans après leur inscription. Les autorités ont remarqué que ces sommes sont fréquemment non utilisées à des fins d'exploration ou de recherche. Il y a ambiguïté dans la version actuelle du projet de CP quant au plafond prévu des sommes réservées aux travaux de recherche d'hydrocarbures, mais il est toutefois prévu que de telles sommes pourront être mises de côté et seront déductibles de l'impôt sur les sociétés, d'une façon similaire à ce qui est prévu dans le CM 2012.

118. Il est peu probable que la réserve pour reconstitution de gisement, telle qu'envisagée, atteigne l'objectif d'encourager l'exploration pétrolière. D'un côté, la réserve pour reconstitution de gisement avantage les entreprises qui ne font pas activement de l'exploration une année donnée : elle permet à la société de déduire pour fins fiscales jusqu'à trois ans à l'avance des charges qui n'ont pas été encourues, et entre autres permet à toute société de différer l'impôt sur le revenu des sociétés, que cette société prévoie ou non

d'entreprendre un projet d'exploration. La déductibilité complète de ces coûts lorsque effectivement engagés correspond aux pratiques de plusieurs pays et est suffisante pour éviter tout abus.

Recommandations

- Fiscaliser les redevances dérogatoires et les contrats d'amodiation.
- Introduire un mécanisme formel pour s'assurer du financement de la réhabilitation des sites pétroliers et miniers.
- Éliminer la réserve pour reconstitution de gisement du CM 2012 et du projet de CP.

VI. LA PROTECTION DE L'ASSIETTE DE CERTAINS IMPÔTS DOMESTIQUES CONTRE UNE OPTIMISATION FISCALE AGRESSIVE²⁷

119. **L'IS et l'IRVM sont les principaux impôts dont l'assiette est exposée à des comportements d'optimisation fiscale.** Global Financial Integrity estime à 38 Mds USD la perte de recettes annuelle moyenne entre 2008 et 2010 des États Africains, due aux pratiques de prix de transfert, à comparer aux 29,5 Mds USD d'aide bilatérale que reçoit le continent (*cf.* African Progress Report, 2013). Le calcul des coûts pétroliers pourrait également éventuellement être exposé à ce type de comportement. Outre la fiscalité directe, la taxe sur la valeur ajoutée (TVA), qui demeure une source de recettes importantes pour l'État malien est également fragilisée par les régimes dérogatoires accordés par les différents CM aux sous-traitants. Un traitement spécifique de cette question est renvoyé à une mission ultérieure.

A. Le principe de pleine concurrence et les prix de transfert

120. **Les entreprises multinationales peuvent réaliser des économies fiscales significatives en manipulant les prix de transfert entre les différentes entités de leur groupe.** Cette pratique consiste à établir des prix entre entreprises associées (terminologie OCDE) ou liées (terminologie française) différents des prix de pleine concurrence (« *arm's length principle* » en anglais) de manière à transférer les profits dans les pays à faible taux d'imposition et les charges dans les pays à fort taux d'imposition. Les principales pratiques de prix de transferts observées dans le monde sont les suivantes :

- La sous-capitalisation d'une société et son financement par une filiale du même groupe permettent de transférer une partie des bénéfices sous la forme de charges d'intérêt vers un pays qui dispose idéalement d'une fiscalité privilégiée, où la filiale prêteuse généralement réside. Ce comportement d'évitement de l'impôt peut être traité par une règle de sous-capitalisation spécifique.
- De façon générale, la surévaluation des coûts de production et des charges par une manipulation des prix des transactions entre parties liées permet de transférer les bénéfices hors du pays où le gisement se situe vers un pays à fiscalité privilégiée.
- Certains contrats de vente visent à diminuer le chiffre d'affaires réalisé dans le pays où le gisement se situe, donc les redevances, l'IS, et l'IRVM dus. Par exemple, les contrats de couverture (« *hedging* ») permettent de déclarer un prix de vente en dessous du prix de marché (cours mondial pour certaines ressources comme l'or ou le pétrole) en engageant la société au Mali à céder à terme une quantité définie de la ressource exploitée à une filiale du groupe située dans un pays à fiscalité avantageuse.

²⁷ IMF (2014) revoit l'effet de la concurrence fiscale sur les recettes de l'IS dans le monde et en particulier parmi les pays en voie de développement.

- Enfin, les cessions entre parties liées d'éléments de l'actif de la société malienne à bas prix permettent la réalisation de plus-values par des filiales situées dans des pays à fiscalité privilégiée.

121. **L'article 81 du CGI vise à contrôler le transfert de profit hors du Mali par l'application de l'équivalent d'un principe de pleine concurrence.** Cet article considère les manipulations de prix d'achat ou de vente. Il établit qu'à défaut d'information, les prix de référence des produits imposables sont ceux pratiqués entre entreprises indépendantes.

122. **Si l'article 81 du CGI participe à un effort de protection de l'assiette de l'IS au Mali, il semble insuffisant et difficilement applicable.** Il conviendrait de le compléter par la mise en place du principe de pleine concurrence tel que défini par l'OCDE qui vise (1) à rétablir la neutralité fiscale entre les entreprises nationales et multinationales et (2) à définir le bénéfice opérationnel imposable par la filiale nationale. Les États considèrent ainsi que le prix des transactions entre entreprises associées ou liées doit correspondre au prix de pleine concurrence, qu'il s'agisse de livraisons de biens corporels ou incorporels, de prestations de services ou encore de prêts.

123. **La sous-capitalisation de toute entreprise malienne filiale d'un groupe multinational peut être corrigée par une règle de sous-capitalisation à introduire au CGI.** La majoration du taux d'intérêt actuel de trois points par rapport aux taux directeurs de la banque centrale est insuffisante pour éviter le transfert de profit par un surendettement de la société titulaire du titre minier.

B. La surévaluation des coûts et le rôle de la liste minière

124. **Une pratique courante en matière de transfert international de bénéfices est la surévaluation des coûts de production ou des investissements donnant lieu à des amortissements déductibles.** Cette pratique est d'autant plus dommageable en termes de recettes dans le secteur minier que les biens importés bénéficient généralement d'exonérations.

125. **Les trois CM octroient des avantages tarifaires qui reposent sur une liste minière unique établie en 1998.** Les biens recensés sur cette liste sont exonérés de droits de douanes durant la phase de recherche et pendant les trois premières années de production. Les équipements lourds peuvent bénéficier du régime de l'admission temporaire.

126. **La limitation dans le temps de l'exonération de droits de douane des importations concentrent les opportunités de surévaluation des coûts en début de vie du projet.** Actuellement, la plupart des projets sont en activité depuis de nombreuses années ce qui explique la structure des importations du secteur (*cf.* tableau 14 et graphique 13). Ainsi, plus de 75% des importations concernent des biens de consommations intermédiaires (intrants). 66% des importations supportent au plus un taux de droit de douane de 5%. Le

faible taux moyen effectif de droits de douane laisse des opportunités d'optimisation fiscale aux entreprises (*cf.* tableau 15) durant toute la vie du projet.

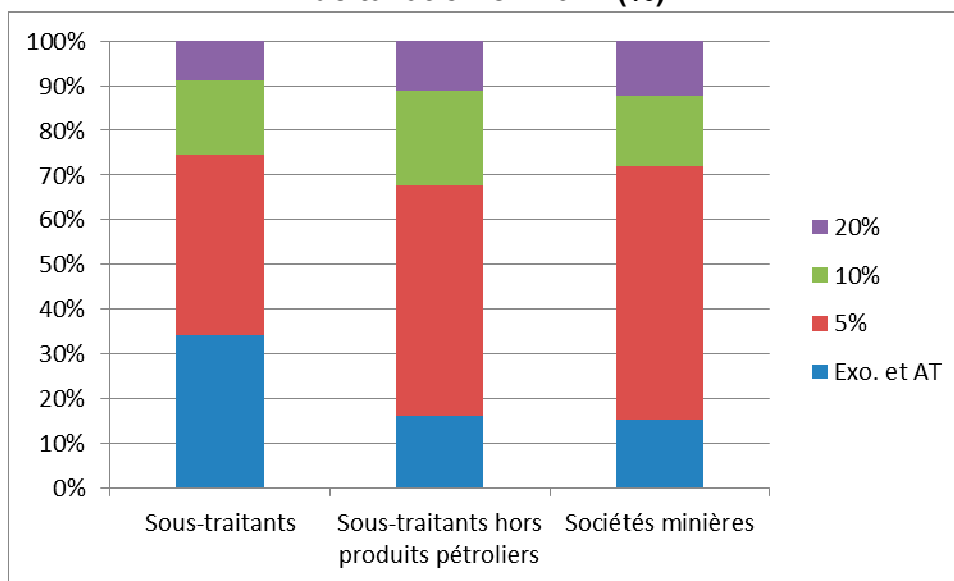
Tableau 14. Structure des importations des entreprises minières et de leurs sous-traitants en 2012

	en FCFA	en %
Biens de consommation	2 257 897 855	1,51
Biens intermédiaires	115 736 170 776	77,34
Biens d'équipement	31 646 275 244	21,15
Total	149 640 343 875	

Source : d'après DGD, calculs de la mission.

Note : classification BEC des Nation-Unies.

Graphique 13. Répartition des biens importés par taux de taxation en 2012 (%)



Source : d'après DGD, calculs de la Mission.

Tableau 15. Taux effectif moyen du droit de douane par entreprise en 2012

Entreprises	Taux effectif du DD (en %)
SEMICO SA	8,18
SEMOS SA	8,06
SOMIKA SA	7,30
SOMISY SA	0,00
YATELA SA	5,53
SOMILO SA	7,60
MORILA SA	7,31

Source : d'après DGD, calculs de la Mission.

127. **La liste minière est relativement ancienne et les biens qui la composent ne sont pas définis selon la classification SH, ce qui fragilise les recettes de l'État.** L'évolution des technologies implique que cette liste est partiellement obsolète, mais surtout l'absence de recours aux positions SH du Tarif Extérieur Commun (TEC) laisse place à des interprétations et certainement discussions de la part des agents des douanes et des entreprises lors des opérations de dédouanement de biens déclarés exonérés.

C. La taxation des plus-values résultant de transferts directs et indirects d'actifs maliens

128. **La non-taxation des plus-values de cession d'un actif ou d'une société malienne peut être une décision politique d'incitation.** De plus, les conventions de non-double imposition contraignent généralement la capacité à taxer ce type de revenu. Néanmoins, l'exonération de l'impôt sur les plus-values implique une dépense fiscale qui ne doit pas être négligée et peut détériorer de manière significative la maîtrise par l'administration fiscale des assiettes imposables au titre de l'activité d'exploitation.

129. **La taxation des plus-values résultant de transfert direct d'un titre minier ou pétrolier au Mali est régie comme toute autre plus-value par le CGI.** La plus-value est intégrée au bénéfice imposable de la société si le titulaire du titre est une personne morale. Elle doit être intégrée soit à l'IRVM, soit à l'impôt sur les revenus fonciers si le titulaire est une personne physique (*cf.* Rota-Graziosi et al., 2014 pour une analyse détaillée de la fiscalisation des plus-values dans le cadre du CGI²⁸). Il convient de noter que la plus-value réalisée augmente la valeur de l'actif concerné et donc les dotations aux amortissements relatifs à cet actif déductible de l'IS pour la société acquéreuse. La reconnaissance d'une

²⁸ La mission de politique fiscale générale recommande notamment de revoir l'application de la directive de l'UEOMA définissant la base imposable au titre de l'IS, en particulier l'exonération d'IS des plus-values sous condition de réinvestissement dans les 3 années dans un pays membre. Cette mission recommande également d'imposer les plus-values foncières réalisées par des personnes physiques.

plus-value entraîne donc une recette immédiate qu'est l'impôt sur cette plus-value et des pertes de recettes futures, que sont les dotations aux amortissements supérieures qui réduisent l'IS dû.

130. L'instauration d'une règle de taxation des plus-values liées aux transferts indirects des titres miniers pourrait s'inspirer du modèle de Convention de l'ONU, préférable dans le cas malien à celui de l'OCDE. En effet, l'article 13.5 du modèle ONU permet l'imposition des plus-values dans l'État de la source — c'est-à-dire dans l'État de la société dont les titres sont cédés — lorsque le cédant a détenu un certain pourcentage du capital de la société dont les titres sont cédés. Ce modèle contraste avec la règle de l'OCDE d'imposition des plus-values des valeurs mobilières dans l'État de résidence, visée à l'article 13.5 du Modèle de Convention de l'OCDE. Selon ce modèle, les plus-values provenant de l'aliénation de valeurs mobilières sont normalement taxables dans l'État dont le cédant est résident. Le dispositif de taxation à la source ici proposé, suivant le modèle de l'ONU, existe déjà dans la législation de certains grands États comme l'Inde ou la Chine.

131. La règle proposée compléterait le système malien actuellement en place pour imposer non seulement les plus-values des cessions de titres miniers ou pétroliers, mais également toute cession directe ou indirecte de titres d'une société malienne titulaire d'un titre minier ou pétrolier. En pratique, il peut être difficile d'identifier les cessions indirectes de titres d'une société malienne. L'objet de cette recommandation de la mission est de fournir à l'administration un arsenal juridique de manière à lui permettre d'appréhender ce type de cessions lorsque ses capacités en termes de contrôle auront progressé. À cette fin, il sera exigé que le cédant informe l'administration malienne de la cession lorsque cette dernière dépasse un certain seuil fixé à 10 % ou 20% à titre d'exemple.

132. En termes de recouvrement de l'impôt, il peut être envisagé — pour sécuriser la collecte — de mettre en place un dispositif de retenue à la source. La société établie au Mali dont les titres sont directement ou indirectement cédés devra procéder à une retenue à la source du montant de l'impôt sur la plus-value réalisée à l'étranger sur la cession directe ou indirecte de ses titres. Le nouveau dispositif devrait être inséré sous la forme d'article dans le CGI. Pour des raisons de simplicité, dans la mesure où cette taxe serait retenue à la source lorsque la société cédante est une société non-résidente, la mission suggère de ne pas inclure la plus-value réalisée dans la base d'imposition à l'IS.

133. L'imposition des plus-values des cessions liées à des transferts directs ou indirects peut soit s'intégrer dans le cadre de l'IRVM, soit être défini comme un nouvel impôt autonome sur les plus-values comme par exemple en Australie ou en Afrique du Sud (*Capital Gains Tax*). Une telle proposition de loi – si elle était adoptée – devrait faire l'objet d'une communication de la part du Ministère des Finances et de celui des Mines afin d'informer les contribuables potentiellement concernés et en particulier ceux intervenant dans le secteur minier.

D. Évaluation de services et achats d'équipement hautement spécialisés

134. **L'identification de transactions comparables est parfois ardue.** Un des défis associés à l'évaluation des prix de transfert dans le secteur des ressources est que certaines des transactions sont hautement spécialisées et qu'il peut être difficile pour les autorités, lorsque ces transactions ont lieu entre parties liées, d'identifier des comparables et déterminer si les prix d'achat présentés par les sociétés sont raisonnables.

135. **Les autorités sont invitées à se doter de mécanismes simples pour pallier à ce manque d'informations sur des transactions comparables.** Des exemples de telles règles pourraient inclure :

- Les achats de matériel, machinerie et équipement spécialisé entre parties liées pourraient être évalués selon l'approche du prix de revient majoré. Selon cette approche, plutôt que d'identifier des comparables, les autorités réclameraient du contribuable un état détaillé du coût de production du matériel, machinerie ou équipement supporté par la compagnie affiliée (les exigences en termes de documentation devraient être clairement définies dans la réglementation). Ce prix de revient pourrait être majoré d'une part de profit prescrite dans la réglementation. Lorsque le matériel, machinerie ou équipement est loué, la valeur de l'actif sous l'approche du prix de revient majoré serait multipliée par le ratio du temps d'utilisation de l'équipement au Mali sur la durée de vie utile de l'actif.
- Les sociétés peuvent avoir recours aux services spécialisés d'autres entités membres de leur groupe. Lorsque surviennent des circonstances où il est impossible pour les autorités d'identifier des transactions comparables, il serait suggéré aux autorités maliennes d'opter pour une méthode simple pour évaluer la valeur de tels services. Les coûts encourus par le fournisseur de services devraient être documentés, incluant le coût en salaire du personnel, au pro rata des jours nécessaires pour supporter les opérations de la société au Mali. À ces coûts, une majoration pourrait être permise pour représenter la marge bénéficiaire, qui pourrait être égale à celle prévue pour les importations de matériel, machinerie et équipement.

Recommandations

- Revoir le principe de pleine concurrence dans le CGI et ses modalités d'application.
- Considérer l'adoption d'une règle de sous-capitalisation dans le CGI.
- Réactualiser la liste minière.
- Revoir la taxation des plus-values liée aux transferts directs et indirects des titres miniers ou pétroliers.
- Prévoir des méthodes alternatives pour traiter les transactions hautement spécialisées.

Bibliographie

Africa Progress Panel, 2013, *Equité et industries extractives en Afrique. Pour une gestion au service de tous*, Rapport ONU.

Charlet, Alain, Bertrand Laporte et Grégoire Rota-Graziosi, 2013, « La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre », *Revue de Droit Fiscal*, 48, pp 11-32 , Novembre.

Daniel, Philippe, Michael Keen et Charles McPherson, 2010, *The Taxation of Petroleum and Minerals: Principles and Practice*, Abingdon : Routledge.

International Monetary Fund, 2012, "Fiscal regimes for extractive industries: Design and implementation," disponible à www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf

International Monetary Fund, 2014, "Spillover in international corporate taxation," disponible à www.imf.org/external/np/pp/eng/2014/050914.pdf

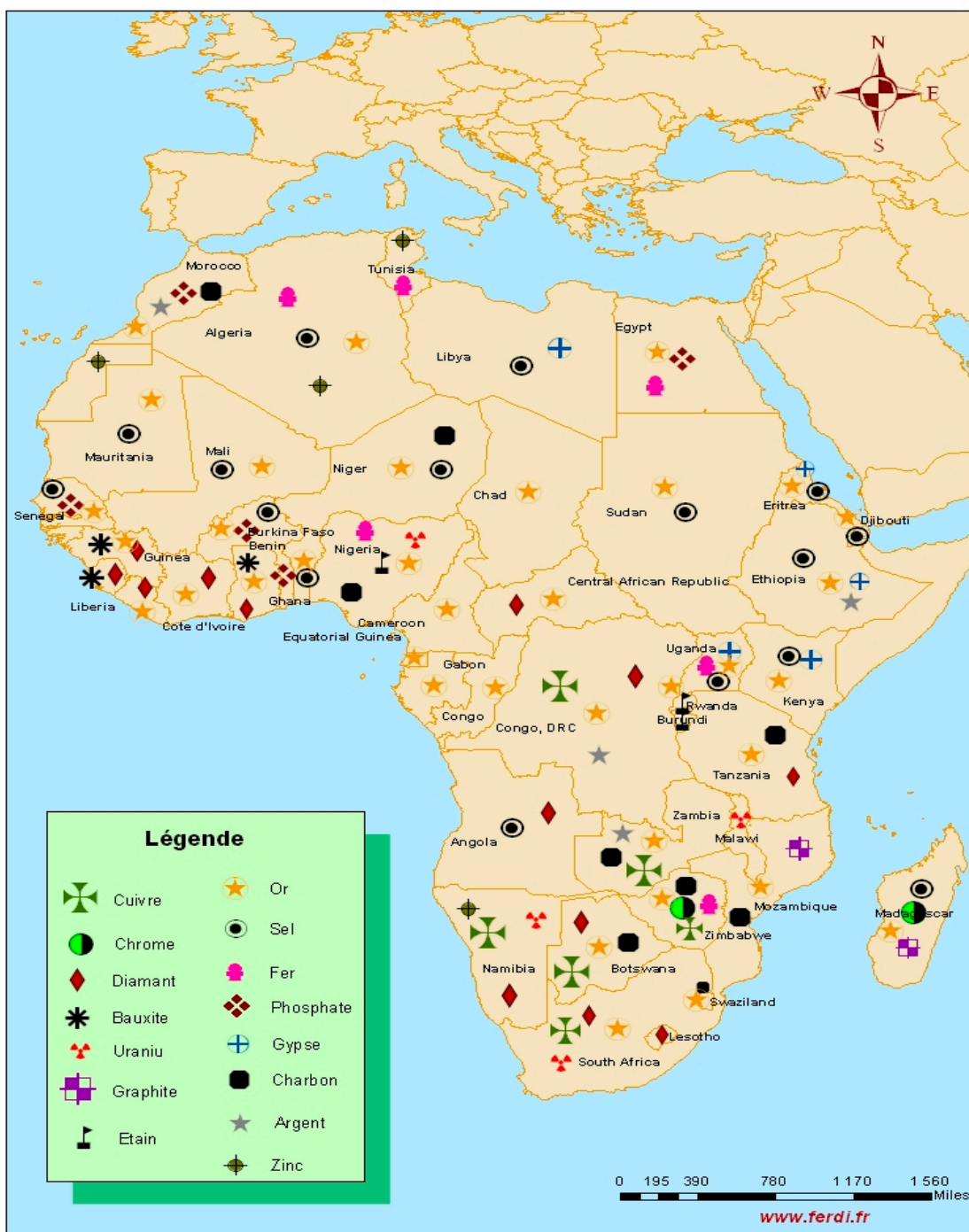
OCDE, 2013, *Lutter contre l'érosion de la base d'imposition et le transfert de bénéfices*, Février.

Rota-Graziosi, Grégoire, Anne-Marie Geourjon et Gilbert Ménard, 2014, *Politique fiscale* (Diagnostic), FMI, Juin.

Les « Principes de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert à l'intention des entreprises multinationales et des administrations fiscales » peuvent être consultés en ligne sur le site de l'OCDE en français à l'adresse suivante :
<http://www.oecd.org/fr/industrie/investissementinternational/principesdirecteurspourlesentreprisesmultinationales/principesdelocdeapplicablesenmatieredeprixdetransfertalintentiondesentreprisesmultinationalesetdesadministrationsfiscales.htm#HowToObtainPublication>
<http://www.oecd.org/fr/fiscalite/prixdetransfert/>
<http://www.oecd.org/fr/ctp/prixdetransfert/46667779.pdf>

Une copie du manuel pratique de prix de transfert de l'ONU à l'usage des pays en voie de développement est disponible en ligne en anglais sur le site de l'ONU à l'adresse suivante :
http://www.un.org/esa/ffd/tax/documents/bgrd_tp.htm

**ANNEXE I. PRINCIPALES PRODUCTIONS DE MINERAIS EN 2010 EN AFRIQUE, PAR PAYS,
HORS PÉTROLE ET GAZ**



Sources : US Geological Survey et FERDI.

ANNEXE II. LES INSTRUMENTS FISCAUX DE LA FISCALITÉ DU SECTEUR DE L'INDUSTRIE EXTRACTIVE

Le secteur minier est (ou peut être assujetti) à des prélèvements spécifiques en plus des impôts et taxes qui relèvent du CGI. Ces derniers sont l'IS, l'IRVM, l'impôt sur la propriété et les revenus fonciers... La fiscalité de droit commun malienne est l'objet du programme d'assistance technique dédié à la fiscalité générale. L'imposition sur les bénéfices des industries extractives, comme celui de tout autre secteur d'ailleurs, présente l'avantage d'une relative neutralité, mais est particulièrement exposée au risque de surévaluation des coûts (prix de transfert). Le reste de cette section se consacre aux instruments de prélèvements non fiscaux, *i.e.* ne relevant pas du CGI.

Redevances minières (Royalties)

Les redevances minières sont une source certaine de revenus pour l'État sur tout projet minier. Elles présentent néanmoins l'inconvénient d'augmenter le coût marginal des projets et de réduire la durée de vie des projets miniers, voire de rendre non viable certains nouveaux projets. C'est par ailleurs une taxe régressive, la part de la rente prélevée par l'État étant plus forte pour les projets les moins rentables.

Le mécanisme d'évaluation des redevances minières varient sensiblement d'un pays à l'autre. Elles peuvent s'appliquer au volume et/ou à la valeur de la production. La Chine applique ainsi une taxe *ad valorem* de 4% sur l'or plus une taxe spécifique par tonne. La valeur prise en compte peut être la valeur de la ressource à la sortie de la mine/du gisement, la valeur du produit transformé net des coûts de transformation, la valeur des exportations nette des coûts de transport et autres coûts. Des taux différents peuvent donc amener la même pression fiscale selon la base de calcul.

Le taux de la redevance n'est pas nécessairement constant. Le taux peut augmenter avec la quantité extraite ou avec le prix de la ressource. Les petits projets peuvent être exonérés de la taxe en raison de revenus faibles (petites mines artisanales). Dans le cas d'un taux progressif avec le prix de la ressource (Burkina Faso depuis 2012, Mongolie pour l'or), l'extraction est stimulée lorsque les investisseurs anticipent une augmentation des prix de la ressource. Les coûts d'administration sont plus élevés qu'avec un taux constant.

Détourné de l'usage normal du terme, les redevances minières peuvent reposer sur le profit des entreprises, *i.e.* prélevés sur les revenus moins des éléments de coûts. Le Ghana applique ainsi des redevances sur les revenus nets minorés des coûts opérationnels et des coûts du capital.

En pratique, les redevances minières présentent 3 principaux avantages sur les autres instruments de taxation : (1) Elles sont faciles à mettre en œuvre, (2) génèrent des revenus dès la première unité de ressource extraite et (3) reposent sur une base stable et/ou prévisible.

L'évolution de la fiscalité mauritanienne en la matière apparaît ainsi conforme aux meilleures pratiques internationales.

Taxe sur la rente minière (TRM)

La TRM repose sur le profit économique, *i.e.* la différence entre les revenus générés par l'activité et les coûts économiques et non financiers imputés à l'activité. En pratique, la TRM est une taxe proportionnelle sur les flux de trésorerie actualisés, appliquée dès lors qu'un niveau de rentabilité garanti à l'investisseur a été atteint par le projet.

La TRM partage le risque entre l'État et l'investisseur, tout en garantissant une rentabilité certaine à ce dernier. Elle ne grève pas le coût marginal de production et est donc neutre en matière de décision d'investissement. Des projets non viables avec une redevance minière peuvent alors devenir viables avec une TRM.

Pour éviter les désavantages d'une redevance à taux multiples, une alternative est d'appliquer à la fois une TRM et une redevance minière *ad valorem* totalement déductibles. Ce système mixte réduit les distorsions liées à la taxation et accroît la flexibilité du système. C'est un système de collecte efficace pour les projets à profit élevé. Pour les investisseurs, la prime de risque est plus élevée qu'avec seulement une TRM mais moins élevée qu'avec seulement des redevances minières *ad valorem*.

Encadré 3. Les différentes modalités de la TRM

TRM à la Brown. Cette taxe est basée sur le flux de trésorerie du projet, sur la base de toutes les transactions réelles de l'entreprise. L'assiette de cette taxe est donc composée de tous les revenus issus des ventes de la ressource moins toutes les dépenses réelles courantes ou de capital. Aucune déduction d'intérêts ou autres charges financières n'est réalisée puisque les dépenses d'investissement sont immédiatement soustraites aux revenus. Dans la période où les flux de trésorerie sont négatifs, typiquement la phase de développement, l'État rémunère l'investisseur du taux de la taxe multiplié par le montant des pertes. Dans la phase de flux de trésorerie positifs, en période de production, l'État reçoit une proportion fixe de la rente.

TRM. Cette taxe est semblable à une *TRM à la Brown* mais avec le report du déficit sur les années suivantes. La TRM est utilisée dès lors que le gouvernement ne souhaite pas rémunérer l'investisseur dans les périodes de flux de trésorerie négatifs. La taxe n'est donc payée que lorsque l'investisseur atteint un seuil minimal de rentabilité.

Taux d'imposition variable du bénéfice. Cet impôt repose sur le principe de l'impôt sur le bénéfice, mais avec un taux qui varie en fonction d'un ratio du profit rapporté aux revenus bruts générés par l'activité. Cet impôt est appliqué en Afrique du sud où le taux de l'impôt sur le bénéfice pour les industries aurifères peut être plus faible ou plus élevé que le taux de droit commun.

Taxe additionnelle sur les flux de trésorerie. La base comptable taxable de l'impôt sur le bénéfice est corrigée en ajoutant les dotations aux amortissements et les intérêts sur le capital et en déduisant les dépenses en capital réalisées au cours de l'exercice comptable. Cette taxe est appliquée au secteur pétrolier de Grande-Bretagne.

La participation de l'État à titre gratuit

La participation de l'État à titre gratuit augmente le coût réel immédiat des investissements sans garantir de revenus supplémentaires pour l'État à moyen et long terme. La prise de participation à titre gratuit par l'État conditionne la perception de revenus supplémentaires pour le gouvernement (1) à la réalisation de bénéfice après imposition du BIC et (2) à la politique de redistribution des dividendes choisie par les actionnaires de la société. Cette seconde situation peut être levée avec la création de dividendes prioritaires comme dans le CM 2012. Le coût pour l'investisseur est immédiat en réduisant automatiquement le rendement des capitaux investis. La participation de l'État a néanmoins deux avantages : (1) elle répond à une demande politique en associant systématiquement l'État à tout projet d'extraction de ressources non renouvelables et peut avoir un effet stabilisateur du régime fiscal vis-à-vis de l'opinion publique ; (2) elle présente également l'avantage d'un meilleur accès aux informations financières et autres non seulement de la société titulaire (de droit malien) mais également des investisseurs détenant les 90% restant. Cet avantage n'est pas négligeable lorsqu'il y a changement notable de propriété du titulaire et d'éventuelles plus-values.

L'arbitrage entre les critères précédemment définis et les qualités et défauts de chaque type de prélèvement définit l'architecture du système fiscal optimal pour le secteur minier. Le tableau 9 présente une synthèse de ces différents paramètres. Leur combinaison optimale repose sur les spécificités du pays et notamment de ses capacités administratives.

Tableau 16. Synthèse des effets des prélèvements sur le secteur minier pour l'investisseur et l'État

	Investisseur		Captation de la rente par l'Etat		
	Coût du projet	Risque du projet	Flexibilité	Délai de perception	Coût administratif
Taxe sur la rente minière	Modéré	Faible	Forte	Modéré	Elevé
Taxe sur le profit	Modéré	Faible	Modérée	Modéré	Modéré
Redevances minières					
<i>Ad valorem</i>	<i>Elevé</i>	<i>Elevé</i>	<i>Faible</i>	<i>Faible</i>	<i>Faible</i>
<i>Progressives</i>	<i>Elevé</i>	<i>Elevé</i>	<i>Modérée</i>	<i>Faible</i>	<i>Faible</i>
Participation de l'Etat	Elevé	Elevé	Non	Long	Modéré

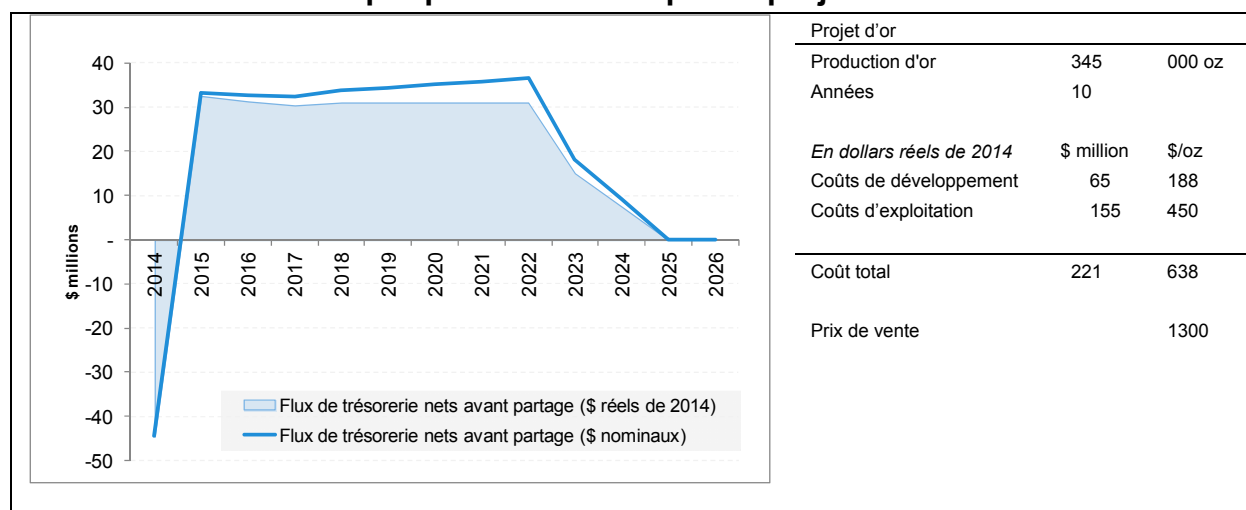
Source : Mission FMI.

ANNEXE III. HYPOTHÈSE DU PROJET MINIER ILLUSTRATIF

Pour l'analyse menée au chapitre II, la mission a construit un projet minier hypothétique avec des caractéristiques représentatives de l'activité minière malienne. Le projet est une mine d'or à base teneur. Les coûts de développement sont relativement faibles reflétant ceux d'une mine à ciel ouvert, et les coûts d'exploitation unitaires sont de 450 USD. Tous les chiffres sont exprimés en dollars réels (corrigés de l'inflation).

Le graphique 14 montre le profil des flux monétaires du gisement sous l'hypothèse d'un prix de vente à long terme de 1300 USD/oz. Ce prix reflète les anticipations actuelles des producteurs d'or. Le projet est rentable avant impôt, compte tenu des hypothèses retenues ci-dessus quant aux prix et coûts. Le gisement engendre des flux monétaires nets de 229 millions USD avant impôt (non actualisés) et a un TRI de 70.5 %.

Graphique 14. Un exemple de projet minier



Source : estimations de la mission

ANNEXE IV. RÉGIMES FISCAUX DANS LE SECTEUR MINIER DANS QUELQUES PAYS AFRICAINS

	Redevances minières	BIC/IS	Règle d'amortissement	Report de perte	Prise de participation	IRVM - dividende	IRVM - intérêts	Taxes supplémentaires spécifiques	TVA
Mali (CM 2012)	3% ISCP du CA + 3% ad-valorem de la valeur carreau-mine /1	25%	accélééré (methode dégressive)	3 ans	10% gratuit + option de 10%	10%	9%	Aucune	exo. pour les produits pétroliers, limitée à 3 ans pour les autres produits
Afrique du Sud	Redevance progressive de 0,5% - 5% des revenus ajustés; taux varie selon profitabilité de la mine	0%-34%; taux variable selon profitabilité de la mine	deduction immediate	illimitée	Zéro	15%	15%	Aucune	14% [exportations supposées taux zéro]
Burkina Faso (projet de CM)	Redevance progressive de 3%- 4%-5% du CA; seuils de progressivité: 1000, 1300 et 1500 \$US/oz	27.5%	amortissement économique 4 ans (durée de vie de la mine et profil de production)		10% gratuit	12.5%	12.5%	Aucune	18% [non déductibilité produits pétroliers]
République Démocratique du Congo	2.5% de la valeur carreau-mine	30%	accélééré (60% la première année, amortissement dégressif les années suivantes)	5 ans	Zéro	10%	0% [intérêts payés à l'étranger]	Aucune	exonéré
Ghana	5% des revenus (prix FOB)	35%	linéaire, 5 ans	5 ans	10% gratuit	8%	8%	Aucune 2/	exonéré
Guinée (CM 2011 - Amendé)	5% des revenus (prix basé sur le fixing de Londres)	35%	33.3% coûts de développement; 20% machines et équipements	3 ans	max 15% gratuit + option de max 20% payé	10%	10%	Aucune	exonéré
Libéria	3% des revenus (prix FOB)	30%	linéaire, 5 ans	illimitée	Zéro	5%	10%	20% taxe sur les profits supplémentaires (déductible de l'IS) après 22.5% retour	[supposé] exonéré
Mauritanie (CM 2012)	Redevance progressive de 4%- 6% du CA; seuils de progressivité de 1000 à 1800 \$US/oz	25% et exo. de 3 ans	linéaire, 3 ans 2 ans (frais d'exploration)	illimitée	10% gratuit + option de 10%	10%	Zéro	Aucune	Assujettissement partiel
Niger	Redevance progressive de 5,5% des revenus (prix FOB) si le ratio bénéfice/revenus est de moins 20%; de 9% si ce ratio va de 20 % à 50 %; et de 12 % s'il est supérieur à 50%.	30%	linéaire, 5 ans	illimitée	10% gratuit	10%	0%	Aucune	exonéré
Sénégal (CM 2012)	3 % de la valeur carreau-mine (fixing de Londres moins coûts de transports) +5% CSMC du CA /3	30% (avec 40% crédit d'impôt pour investissement)	linéaire, 5 ans pendant exploration; méthode dégressive dépenses de capital pendant développement et production	3 ans	10% gratuit	Zéro [paiements à l'extérieur]	Zéro [paiements à l'extérieur]	Aucune	exonéré à partir de l'octroi du titre d'exploitation jusqu'à 15 ans pour les grands projets
Tanzanie	4% des revenus (prix FOB)	30%	deduction immediate	illimitée	10%	Zéro	10%	Aucune	exonéré

Note: Les taux présentés sont ceux des codes miniers en vigueur et peuvent différer de ceux effectivement appliqués dans les conventions fiscales.

1/ ISCP est Impôt sur certaines catégories de produits

2/ Le budget de 2012 introduit l'application d'un impôt spécial de 10% sur les bénéfices miniers exceptionnels, mais cela a été mis en attente pour le moment.

3/ CSMC est Contribution spéciale sur les mines et carrières

IRVM est Impôt sur les revenus de valeurs mobilières

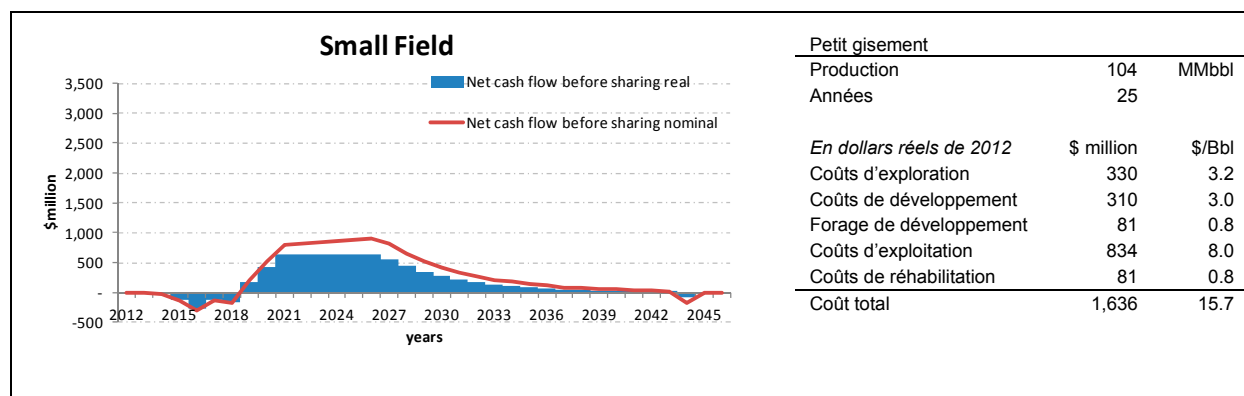
Source : base de données de l'analyse financière des industries extractives du Département des finances publiques (Fiscal Analysis of Resource Industries, FARI).

ANNEXE V. HYPOTHÈSE DU PROJET PÉTROLIER

Pour l'analyse menée au chapitre III, la mission a construit un projet pétrolier hypothétique avec des caractéristiques représentatives de l'activité de la formation géologique malienne. Tous les chiffres sont exprimés en dollars réels (corrigés de l'inflation). Le projet nécessite un coût de développement de 310 M USD et un coût d'exploitation unitaire de 8 USD. Dans des simulations de sensibilité sur un gisement de taille moyenne, la mission suppose un prix unitaire de 6 USD pour intégrer des économies d'échelle.

Le graphique 15 montre le profil des flux monétaires du gisement, sur la base de l'hypothèse d'un prix de vente FOB (Golfe de Guinée) de 90 USD le baril et d'un tarif de transport par oléoduc de 15 USD par baril. Il s'agit ici d'un tarif hypothétique qui recouvre le transport jusqu'à la frontière avec le Tchad, et de là, le transport jusqu'à l'oléoduc Tchad-Cameroun déjà existant. Le projet est rentable avant impôt, compte tenu des hypothèses retenues ci-dessus quant aux prix et coûts. Le gisement engendre des flux monétaires nets de 6 Mds USD avant impôt (non actualisés) et a un TRI de 37 %.

Graphique 15. Un exemple de projet pétrolier



Source : estimations de la mission, base de données Questor.

ANNEXE VI. FISCALITÉ APPLICABLE AU PÉTROLE DANS DES PAYS COMPARABLES

	Angola (onshore)	Ghana (avant Jubilee)	Cameroun	Kenya	République du Congo	Madagascar (onshore)	Namibie	Norvège	Soudan	Sierra Leone
Régime 1/	APP	Taxe/ Redevance	CPP	CPP	CPP	APP	Taxe/ Redevance	Taxe/ Redevance	APP	Taxe/ Redevance
Prime à la signature/production	Zéro	Zéro	Prime à la production	Zéro	Zéro	Prime à la production	Zéro	Zéro	Zéro	Prime à la signature
Taux de redevance	Zéro		5% Zéro	Zéro		15% Échelle mobile, basé sur la production ; 8%- 20%	5% Zéro		5%	10%
Limite de récupération des coûts	50%	100% 2/	60%	80%	60%	60%	100% 2/	100% 2/	45,5%	100% 2/
Partage des bénéfices	Échelle mobile, N/A basé sur le TRI, 15%-40%		Échelle mobile, basé sur le facteur R ; 20% - 60%	Échelle mobile, basé sur la production ; 50%-90%	Échelle mobile, basé sur la production ; 35- 75%	Échelle mobile, N/A basé sur le facteur R ; 30% - 60%	N/A		Échelle mobile, N/A basé sur la production ; 69,9%-79,8%	
(% profit oil à l'État)										
Impôt sur les sociétés	50%	30%	40%	40%	35%	Zéro	35%	28%	Zéro	30%
Règle d'amortissement	Linéaire, 5 ans	Déductible	Linéaire, 5 ans	Linéaire, 5 ans	Linéaire, 5 ans	Linéaire, 4 ans	Linéaire, 3 ans	Linéaire, 6 ans	Linéaire, 4 ans	40% 1 ^{ère} année, 20% 3 années restantes
Report de perte	Illimité	Illimité	Illimité	Illimité	3 ans	5 ans	Illimité	Illimité	Illimité	10 ans
Impôt supplémentaire sur les bénéfices	Zéro	Basé sur le TRI, 25%-40%	Zéro	Zéro	Zéro	Zéro	Basé sur le TRI, 33%-50%	Basé sur le TRI, 50%	Zéro	Basé sur le TRI, 40%
Retenue à la source sur les dividendes	Zéro	8%	16,50%	Zéro		20%	15%	10%	Zéro	5%
Retenue à la source sur les intérêts	10%	10%	16,50%	Zéro		20%	15%	Zéro	Zéro	5%
Participation de l'État	15%	10%	25%	10%	Zéro	Zéro	Zéro	Zéro	8%	10%

[supposition]

Source : base de données de l'analyse financière des industries extractives du Département des finances publiques (Fiscal Analysis of Resource Industries, FARI).

1/ La fiscalité peut varier d'un contrat à l'autre. Les conditions ci-dessus sont celles utilisées dans les simulations du modèle.

2/ Dans les systèmes de redevances et de taxes, l'investisseur reçoit 100 % des recettes qui restent après redevances pour récupération des coûts. Ce système est similaire à une limite de récupération des coûts de 100 % dans les CPP, aussi après redevance