



RAPPORT ITIE 2017



ACSA

KPMG

Juillet 2023

Clause de non-responsabilité : Ce rapport, ainsi que toutes ses annexes, a été préparé par le Groupe Multipartite de Concertation de l'Initiative sur la Transparence des Industries Extractives au Niger (GMC ITIE Niger), en collaboration avec le groupement ACSA-KPMG, l'Administrateur Indépendant. Les informations contenues dans ce rapport sont destinées à l'usage exclusif du GMC ITIE Niger pour les besoins de l'Initiative, par conséquent, ni le GMC, ni l'Administrateur Indépendant ne pourraient être tenus responsables de toute perte qui pourrait être encourue par une autre partie, suite à l'usage de ces informations.

Droits d'auteur : Tous droits réservés, aucune partie de cette publication ne doit être reproduite, sauvegardée, ou transmise sous quelque forme que ce soit ou par n'importe quel moyen, mécanique, électronique, photocopie sans le consentement écrit de l'éditeur.



Liste des figures

Figure 1	Chaîne de valeurs de l'ITIE
Figure 2	Approche méthodologique
Figure 3	Secteur extractif – Revenus des entités de l'État en 2017
Figure 4	Contribution du secteur extractif à l'Économie en 2017
Figure 5	Diagramme de flux de paiements du secteur extractif
Figure 6	Contribution des produits miniers aux exportations en 2017
Figure 6	Contribution du secteur minier à l'Économie en 2017
Figure 7	Secteur minier – Revenus des entités de l'État en 2017
Figure 8	Diagramme de flux de paiements du secteur des hydrocarbures
Figure 9	Principales dates de la production pétrolière
Figure 10	Brut vendu à la raffinerie SORAZ en 2017
Figure 11	Contribution du secteur des hydrocarbures à l'Économie en 2017
Figure 12	Secteur Pétrolier – Revenus des entités de l'État en 2017



Liste des tableaux

Tableau 1	Périmètre des sociétés extractives
Tableau 2	Périmètre des flux de paiements
Tableau 3	Points saillants du rapport d'audit 2017
Tableau 4	Revenus de l'État par entités en MFCFA
Tableau 5	Exportations de produits miniers et pétroliers en 2017 (%)
Tableau 6	Contribution du secteur extractif à l'Économie en 2017
Tableau 7	Sociétés minières retenues pour la réconciliation
Tableau 8	Sociétés retenues pour une déclaration unilatérale
Tableau 9	Production minière par société en 2017
Tableau 10	Évolution de la production de 2013 à 2017
Tableau 11	Exportations par société minière en 2017
Tableau 12	Évolution des exportations de 2013 à 2017
Tableau 13	Déclarations par flux et ajustements de l'AI en 2017
Tableau 14	Collecte des paiements par société minière en 2017
Tableau 15	Détermination du montant des recettes à rétrocéder aux CT/Mines
Tableau 16	Évolution des revenus à rétrocéder de 2015 à 2017
Tableau 17	Processus d'élaboration du budget
Tableau 18	Dépenses sociales des sociétés minières en 2017 (MFCFA)
Tableau 19	Contribution du secteur minier à l'Économie en 2017
Tableau 20	Secteur minier – Répartition des revenus par entités de l'État en 2017
Tableau 21	Sociétés pétrolières retenues pour la réconciliation
Tableau 22	Liste des sociétés et contrats d'exploration
Tableau 23	Travaux d'exploration pétrolière
Tableau 24	Évolution de la production d'hydrocarbures de 2013 à 2017
Tableau 25	Réconciliation des paiements et des revenus par flux 2017 MFCFA
Tableau 26	Réconciliation des paiements et des revenus par société 2017
Tableau 27	Notes sur les ajustements des paiements de CNPC NP
Tableau 28	Notes sur les ajustements des revenus déclarés par l'État pour CNPC NP
Tableau 29	Détermination du montant de recettes à rétrocéder au CT/Pétrole en 2017
Tableau 30	Contribution des sociétés aux transferts infranationaux en 2017 MFCFA
Tableau 31	Processus d'élaboration du budget
Tableau 32	CNPC NP – Dépenses sociales volontaires en 2017
Tableau 33	Savannah – Dépenses sociales obligatoires en 2017
Tableau 34	Contribution du secteur des hydrocarbures à l'économie en 2017
Tableau 35	Secteur des hydrocarbures – Revenus de l'État par entité en 2017



Abréviations et acronymes

MM	Ministère des Mines
MPe	Ministère du Pétrole
ITIE	Initiative sur la Transparence dans les Industries Extractives
DGI	Direction Générale des Impôts
DGTCP	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique
DGD	Direction Générale des Douanes
CC	Cour des Comptes
SML	Société des Mines du Liptako
SOMAIR	Société des Mines de l’Air
COMINAK	Compagnie Minière d’Akouta
CMEN	Compagnie Minière et Énergétique du Niger
SONICHAR	Société Nigérienne de Charbon d’Anou Araren
SOPAMIN	Société de Patrimoine des Mines du Niger
SORAZ	Société de Raffinage de Zinder
CNPC NP	China National Petroleum Company Niger Petroleum
CNPC IT	China National Petroleum Company International Ténéré
CNPC IB	China National Petroleum Company International Bilma
SIPEX	Sonatrach International Production and Exploration Corporation
SOMINA	Société des Mines d’Azelik
GPB Niger	GazProm Bank Niger
CMN	Compagnie Minière du Niger
DN ITIE Niger	Dispositif National ITIE Niger
ST ITIE Niger	Secrétariat Technique ITIE Niger
OHADA	Organisation pour l’Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
SA	Société Anonyme
GMC	Groupe Multipartite de Concertation
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économique
CNTPS	Compagnie Nationale de Transport de Produits Stratégiques
UEMOA	Union Économique Monétaire Ouest Africaine
CEDEAO	Communauté Économique des États d’Afrique de l’Ouest
BCEAO	Banque Centrale des États de l’Afrique de l’Ouest
AER	Autorisation Exclusive de Recherche
AEE	Autorisation Exclusive d’Exploitation
ATI	Autorisation de Transport Intérieur
SONIDEP	Société Nigérienne des Produits Pétroliers
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
ISB	Impôt Sur le Bénéfice
ITS	Impôt sur les Traitement et Salaires
ANPE	Agence Nationale pour la Promotion de l’Emploi
INS	Institut National de la Statistique
ENAM	École Nationale d’Administration et de la Magistrature
CPP Niger	China Petroleum Pipeline Niger
JO	Journal Officiel du Niger
IGF	Inspection Générale des Finances



Table des Matières

SYNTHESE	8
Contexte	9
L'Initiative sur la Transparence des Industries Extractives-ITIE	9
L'ITIE Niger	10
Objectif	10
Structure du Rapport	11
Approche et méthodologie	11
Le référentiel 2017	13
L'Audit	15
Points saillants du rapport de réconciliation 2017	17
Revenus de l'État	18
Contribution du secteur extractif à l'Economie	19
Conclusion et recommandations	20
Conclusion	20
Recommandations	20
A. LE SECTEUR MINIER	21
A.1 Contexte du Secteur Minier	23
A.1.1 Cadre Institutionnel et légal	23
A.1.2 Diagramme des flux de paiement du secteur minier	25
A.1.3 Les titres et les contrats miniers	25
A.1.5 Propriété Effective	26
A.1.6 Participation de l'État	26
A.2 Référentiel 2017	27
A.2.1 Seuil de matérialité	27
A.2.2 Flux significatifs retenus	27
A.2.3 Sociétés minières retenues dans le périmètre de réconciliation	27
A.2.4 Sociétés minières pour les déclarations unilatérales	28
A.3 Opérations minières	29
A.3.1 Exploration	29
A.3.2 Production	29
A.3.3 Exportations	30
A.4 Résultats des rapprochements	31
A.4.1 Rapprochement par flux	31
A.4.2 Rapprochement par sociétés	32
A.4.3 Notes sur les ajustements	32
A.4.4 Qualité des données et assurance de la qualité	33
A.5 Affectation des revenus	34



A.5.1 Affectation des revenus du secteur minier	34
A.5.2 Les transferts infranationaux	34
A.5.3 La gestion des revenus	35
A6. Dépenses sociales et économiques	39
A.6.1 Dépenses sociales	39
A.6.2 Dépenses environnementales	39
A.6.3 Contribution du secteur des mines à l'Économie	39
A.6.4 Impact environnemental des activités extractives	40
A7. Conclusion - Recommandations	41
A.7.1 Conclusion	41
A.7.2 Recommandations	41
B. LE SECTEUR DES HYDROCARBURES	44
B.1 Contexte du Secteur des Hydrocarbures	46
B.1.1 Contexte Général	46
B.1.2 Cadre Institutionnel et légal	46
B.1.3 Les permis et autorisations	48
B.1.4 Propriété Effective	50
B.1.5 Participation de l'État	51
B.2 Référentiel 2017	52
B.2.1 Seuil de matérialité	52
B.2.2 Flux significatifs retenus	52
B.2.3 Sociétés pétrolières et gazières retenues dans le périmètre de réconciliation	52
B.3 Opérations pétrolières et gazières	53
B.3.1 Exploration	53
B.3.2 Production	54
B.4 Collecte des revenus	55
B.4.1 Collecte des revenus par flux	55
B.4.2 Collecte des revenus par société	55
B.4.3 Notes sur les ajustements	56
B.4.9 Qualité des données et assurance de la qualité	57
B.5 Affectation des revenus	58
B.5.1 Répartition des revenus pétroliers	58
B.5.2 Transferts infranationaux	58
B.5.3 Gestion des revenus	59
B.6 Dépenses sociales et économiques	63
B.6.1 Dépenses sociales par société	63
B.6.2 Contribution du secteur des Hydrocarbures à l'Economie	64
B.6.3 Impact environnemental des activités extractives	64
B.7 Conclusion- Recommandations	65
B.7.1 Conclusion	65
B.7.2 Recommandations	65



Synthèse





Contexte

L'Initiative sur la Transparence des Industries Extractives-ITIE

L'ITIE considère que les ressources naturelles d'un pays sont la propriété de son peuple. Sa mission est de promouvoir une bonne compréhension de la gestion des ressources naturelles, renforcer la gouvernance et la redevabilité des États et des sociétés extractives et fournir les données nécessaires pour l'élaboration des politiques et le dialogue entre les différentes parties prenantes.

Les pays membres de l'ITIE s'engagent à divulguer les informations le long de la chaîne de valeur de leur industrie extractive, pour montrer comment les revenus sont collectés par l'État et comment ces revenus bénéficient aux populations.

L'ITIE a été créé à Londres (Grande Bretagne) en Juin 2003, quand plusieurs délégations de gouvernements, de sociétés, de groupes industriels, d'organisations internationales, d'organisations de la société civile et des investisseurs adoptèrent les principes de l'ITIE, établissant l'ITIE comme une organisation multipartite et définissant sa mission.

Données divulguées en vertu de l'ITIE

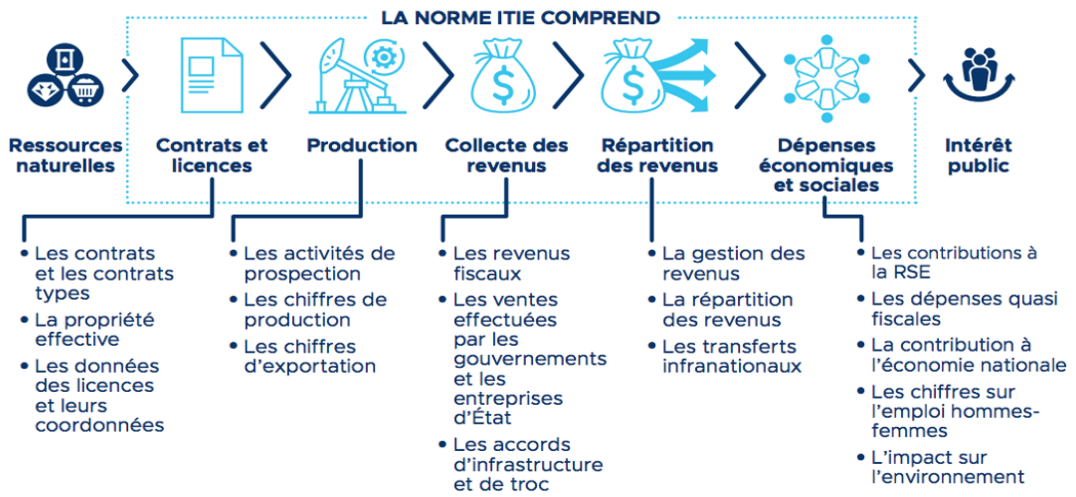


Figure 1 : Chaîne de valeur de l'ITIE

Source : ITIE international



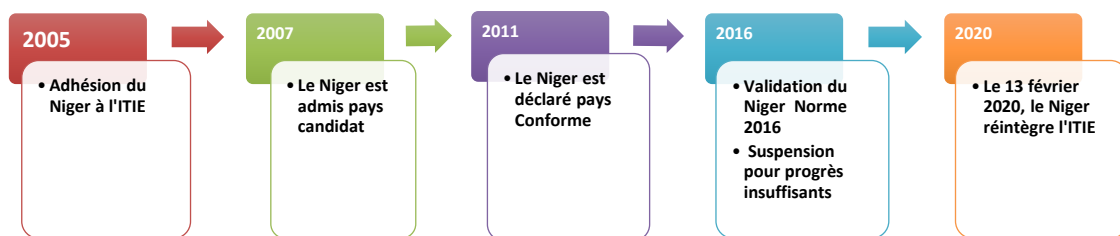
L'ITIE Niger

La République du Niger a adhéré à l'ITIE en 2005 et a été admis pays candidat en 2007. En 2011, le Niger a été déclaré pays conforme.

Le Niger a fait l'objet de Validation au titre de la norme 2016 par le Secrétariat International de l'ITIE en 2017¹. Suite à cette validation, le Conseil d'Administration de l'ITIE International tenu en octobre 2017 à Manille (Philippines) a jugé que le Niger a fait des progrès inadéquats et a décidé de sa suspension. Le gouvernement de la République du Niger a alors décidé du retrait du Niger de l'ITIE.

Suite à des échanges francs et directs avec le Secrétariat International, le Niger a décidé de réintégrer l'initiative.

Le Conseil d'Administration de l'ITIE International, tenu le 13 février 2020 à Oslo (Norvège) a accepté le dossier de réintégration du Niger².



De 2005 à la date de son retrait en 2016, le Niger a publié sept (7) rapports ITIE se rapportant aux années 2005 à 2014.

Depuis son retour au processus de l'ITIE, le Dispositif National de ITIE Niger a réalisé les rapports de cadrage ITIE Niger 2016, 2017 et 2018.

Le présent rapport entre dans le cadre de la préparation du rapport ITIE Niger qui couvre la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017. L'élaboration de ce rapport selon la norme 2019, intervient pour régulariser le rapportage ITIE Niger, interrompu par la suspension du Niger de l'ITIE et correspondant aussi à la période de la pandémie du COVID 19.

Objectif

L'objectif principal de cette mission est la production du rapport ITIE Niger 2017 selon la norme ITIE 2019, conformément aux termes de référence.

Les livrables de la mission, sont essentiellement, le rapport de cadrage, le rapport provisoire et le rapport final.

¹ Rapport de validation de la République du Niger

² <https://eiti.org/fr/news/niger-reintegre-litie>



Structure du Rapport

Le rapport final comprend trois parties :

- **La première partie** qui fait **la synthèse du rapport** pour les deux secteurs, le secteur minier et le secteur des hydrocarbures. Cette partie présente les revenus consolidés des deux secteurs, les contributions par flux et les contributions par sociétés extractives.
- **La deuxième partie** présente **le secteur minier**, la collecte des revenus dans le secteur, les contributions aux revenus par flux et par sociétés, ainsi que les investissements sociaux, la contribution à l'Économie nationale et les dépenses environnementales.
- **La troisième partie** présente **le secteur des hydrocarbures**, les revenus de l'État en provenance de ce secteur, les contributions du secteur à ces revenus par flux et par sociétés, ainsi que les investissements sociaux, la contribution aux agrégats macroéconomiques et les dépenses environnementales.
- Enfin, **les annexes présentées dans un document séparé**. Ce document consigne les notes sur la réconciliation, les flux de paiements considérés, les titres miniers et les titres miniers d'hydrocarbures valides de l'année, les sociétés du périmètre de réconciliation, les sociétés faisant l'objet d'une déclaration unilatérale, ainsi que les conventions minières et les contrats pétroliers nouveaux et en vigueur.

Approche et méthodologie

L'approche et la méthodologie adoptées pour la mission concerne les phases suivantes :

- **La phase de cadrage** de la mission à travers les activités suivantes :
 - La collecte des documents sur les secteurs des mines et des hydrocarbures ;
 - L'analyse des données pour définir le référentiel 2017 du rapportage ;
 - L'élaboration des formulaires de déclaration ;
- **La phase 2 de collecte des paiements** par les sociétés extractives retenues dans le périmètre de l'audit, ainsi que la collecte **des revenus** au niveau des entités de l'État ;
- **La phase 3 de réconciliation initiale** ;
- La phase d'analyse des écarts, des ajustements éventuels pour corriger les écarts et la rédaction des rapports provisoires 2016, 2017 et 2018 ;
- **La phase 5 de finalisation** qui comprend :
 - L'atelier de validation ;
 - La rédaction du rapport final ITIE Niger 2017 en intégrant les amendements de l'atelier et sa transmission.

La figure qui suit montre les différentes phases de conduite de la mission.

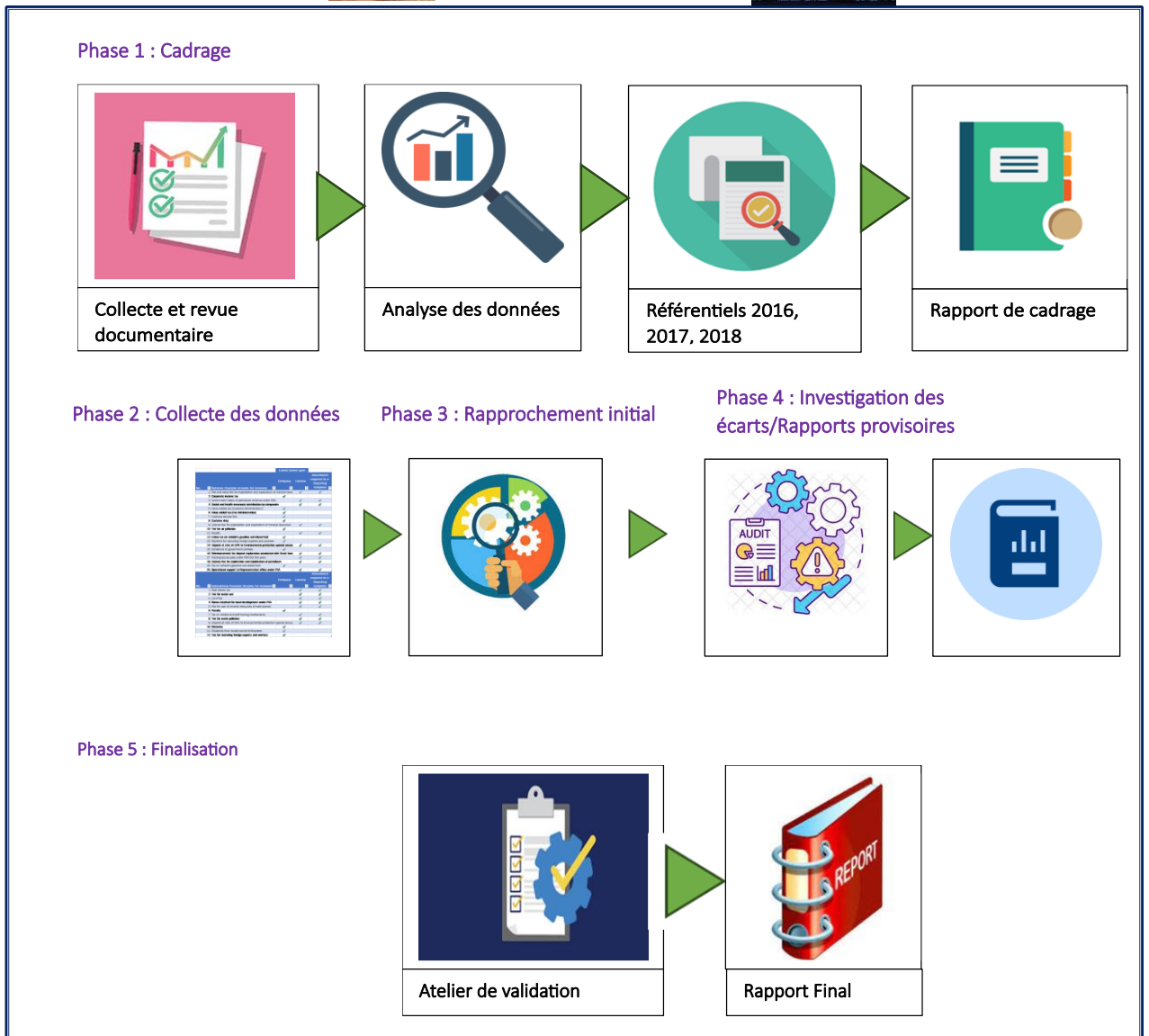


Figure 2 : Approche Méthodologique



Le référentiel 2017

La mission a d'abord, en collaboration avec le GMC, élaboré le rapport de cadrage qui a permis de définir le référentiel 2017.

Exercice

Le rapportage portera sur l'exercice du 1^{er} Janvier 2017 au 31 Décembre 2017

Seuil de matérialité

Un seuil de matérialité de 100 Millions de FCFA a été retenu pour les flux de paiements.

Périmètre des sociétés Extractives

Le GMC a convenu de retenir dans le périmètre de conciliation toutes les sociétés extractives en exploration et/ou en exploitation ayant une contribution dans les recettes de l'État d'un montant supérieur ou égal à cent millions (100.000.000) de francs CFA. Sur cette base, dix (10) sociétés dont quatre (04) sociétés minières, trois (03) sociétés d'État opérant dans le secteur minier et trois (03) sociétés pétrolières sont retenues dans le périmètre de conciliation pour l'année 2017. Ce périmètre permet d'atteindre une conciliation à hauteur de 99,46% des revenus provenant du secteur extractif pour l'exercice 2017. Ainsi, les sociétés retenues dans le périmètre du rapportage ITIE 2017, sont présentées dans le tableau 1 ci-dessous.

Tableau 1 : Périmètre des sociétés extractives				
N°	Société	Secteur	Type	Montant en FCFA
1	CNPC NP	Pétrolier	Exploitation	53 239 654 938
2	COMINAK	Minier	Exploitation	12 101 918 196
3	SOMAIR	Minier	Exploitation	15 917 446 442
4	SONICHAR	Minier	Société d'État	2 249 068 411
5	SOPAMIN	Minier	Société d'État	870 876 772
6	IMOURAREN	Minier	Exploitation	665 235 097
7	SML	Minier	Exploitation	1 093 476 931
8	SAVANNAH	Pétrolier	Recherche	459 717 613
9	AREVA	Minier	Recherche	290 508 121
10	SIPEX	Pétrolier	Recherche	127 205 916
TOTAL				87 015 108 437

Par ailleurs, afin de s'assurer de que tous les revenus significatifs perçus par l'État sont déclarés, les paiements des sociétés extractives en dessous du seuil de matérialité, ainsi que les paiements en provenance des EMAPE et des carrières feront l'objet de déclaration unilatérale par les entités perceptrices de l'État.

Périmètre des sociétés d'État

Le GMC a convenu de retenir dans le périmètre de conciliation toutes les sociétés d'État. Ainsi, en plus de la SOPAMIN dont la contribution est supérieure à cent millions et la SONICHAR sont aussi retenues dans le périmètre de conciliation indépendamment du seuil de matérialité.



Périmètre des flux de paiement

Le GMC a convenu de retenir dans le périmètre de conciliation tous les flux significatifs c'est à dire les flux dont la contribution est supérieure ou égale à cent millions (100.000.000) de FCFA et les flux spécifiques au secteur extractif indépendamment de leur matérialité et conformément à l'Exigence 4.1.b de la Norme ITIE 2019. Ainsi, Trente-cinq (35) flux sont retenus permettant ainsi d'atteindre une conciliation à hauteur de 99,93% des revenus issus du secteur extractif pour l'année 2017. Les flux non significatifs feront l'objet de déclaration unilatérale par les entités déclarantes de l'État.

Périmètre des entités publiques

Sur la base du périmètre des flux de paiements et des sociétés extractives, cinq (5) entités de l'État (DGI, DGD, DGTCP, MM, MPe) et une société d'État (SOPAMIN) sont retenues pour la déclaration des recettes perçues des sociétés extractives.

Qualité des données et assurance qualité des données

Afin de se conformer à l'exigence 4.9 de la norme ITIE 2019 visant à garantir que les données soumises par les entités déclarantes soient crédibles, le GMC a convenu d'adopter la démarche qui suit

Pour les entreprises extractives

Pour les sociétés ayant l'obligation de désigner un commissaire aux comptes selon les articles 376 et 702 de l'Acte Uniforme relatif aux droits des sociétés commerciales et du groupement d'intérêt économique de l'OHADA, le formulaire de déclaration doit : **(i) porter la signature du responsable comptable et financier et du premier responsable de l'entreprise ou d'une personne habilitée à engager la société et (ii) être certifiée par le commissaire aux comptes ou un auditeur externe.**

Le formulaire de déclaration doit être accompagnée des états financiers audités ou d'une lettre d'un auditeur externe ou du commissaire aux comptes attestant que les comptes sont audités.

Pour les sociétés à responsabilité limitée n'ayant pas l'obligation de désigner un commissaire aux comptes selon l'article 376 de l'acte uniforme relatif aux droits des sociétés commerciales et groupement d'intérêt économique de l'OHADA, le formulaire de déclaration doit porter la signature d'un haut responsable ou d'une personne habilitée à engager la société.

Pour les entités déclarantes de l'État

Pour les entités déclarantes de l'État, le formulaire de déclaration doit : **(i) porter la signature du responsable de l'entité ou de son représentant dûment habilité et (ii) être certifié par la Cour des Comptes qui en plus atteste par une lettre que la vérification a été effectuée conformément aux normes internationales de comptabilité publique.**

Le degré de désagrégation des données

Le GMC a retenu que les formulaires de déclaration et les paiements soient soumis : par société, par projet (titre minier ou pétrolier), par entité publique retenue dans le périmètre de conciliation 2017 et par nature de flux tels que détaillé dans le formulaire de déclaration.



L'Audit

L'Administrateur Indépendant a utilisé, conformément à la norme ITIE, des normes internationales aux fins de développer des procédures pour planifier et obtenir les preuves d'audit. Ces normes et règles d'audit, comprennent notamment, la Norme Internationale de Services Connexes (ISRS) :

- ISRS 4400 – L'engagement sur les procédures acceptées,
- ISRS 4410 – L'engagement sur la fiabilité de la compilation.

Les revenus de l'État, ainsi que les paiements sont collectés et réconciliés sur la base de décaissements. Ce rapport devrait être situé dans le cadre juridique relatif à chaque secteur.

Nature du flux	Bénéficiaires	Mines			Pétrole		Type de déclaration
		Exploration	Exploitation	Société d'Etat	Exploration	Exploitation	
Redevance superficière (RS)	MM, MPe	X	X	X	X	X	R
Contribution à la formation (CF)							
Profit Oil (PFO)	MPe, DGI					X	R
Droits Fixes (DF)	MM, MPe	X	X	X	X	X	R
Redevance Minière (RM)	MM, DGI		X	X			R
Redevance ad Valorem (RAV)	MPe, DGI					X	R
Tax-Oil (TXO)	MPe, DGI					X	R
Impôt sur le Bénéfice des Sociétés (ISB)	DGI			X	X	X	R
Précompte ISB (PISB)	DGI	X	X	X	X	X	R
TVA	DGI		X	X	X		R
TVA Cordon Douanier (TVA C/D)	DGI		X	X		X	R
TVA Retenue à la Source (TVA/RS)	DGI		X	X		X	R
Impôt sur les traitements et salaires (ITS)	DGI	X	X	X	X	X	R
Impôt sur le revenu (IRC, IRVM)	DGI	X	X	X	X	X	R
Taxe d'Apprentissage Professionnel (TAP)	DGI		X	X		X	R
Taxe Professionnelle (TP)	DGI		X	X		X	U
Taxe sur Certains Frais Généraux des Entreprises (TCFGE)	DGI		X	X		X	R
Redevance Statistique à l'Importation (RSI)	DGD	X	X	X	X	X	R
Prélèvement Communautaire (PC)	DGD	X	X	X	X	X	R
Prélèvement Communautaire de Solidarité (PCS)	DGD	X	X	X	X	X	R
Droits de Douane et Taxes Assimilées (DDTA)	DGD	X	X	X	X	X	R
Dividendes (DIV)	SOPAMIN, DGTCP		X	X			R
Remboursement Dépenses Engagées par l'État (RDEE)	SOPAMIN, DGTCP		X				R
Prélèvement sur Plus-Value de Cession d'Actifs (PPVCA)	DGI	X	X	X	X	X	R
Bonus de signature (BS)	MPe, DGTCP				X	X	R
Prélèvement ARMP (PARMP)	DGI			X			U
Dépenses Sociétales Volontaires (DSV)	Collectivités	X	X	X	X	X	U
Dépenses Sociétales Obligatoires (DSO)	Collectivités	X	X	X	X	X	U
Dépenses Environnementales	Collectivités	X	X	X	X	X	U
Dépenses Quasi-fiscales (DQS)				X			U
Autres flux significatifs (à préciser)	MM, MPe, DGI, DGD, DGTCP, SOPAMIN	X	X	X	X	X	R



R : Flux faisant objet de réconciliation
U : Flux déclaré unilatéralement par les sociétés ou l'État



Points saillants du rapport de réconciliation 2017

Le GMC a convenu de retenir dans le périmètre de conciliation toutes les sociétés extractives en exploration et/ou en exploitation ayant une contribution dans les recettes de l'État d'un montant supérieur ou égal à cent millions (100.000.000) de francs CFA. Sur cette base, dix (10) sociétés dont cinq (04) sociétés minières, trois (03) sociétés d'État opérant dans le secteur minier et trois (03) sociétés pétrolières sont retenues dans le périmètre de conciliation pour l'année 2017. Ce périmètre permet d'atteindre une conciliation à hauteur de 99,54% des revenus provenant du secteur extractif pour l'exercice 2017.

Tableau 3 : Points saillants du rapport d'audit 2017

Pays	Niger	
Période fiscale	Année 2017	
Secteurs couverts	Secteur Minier et Secteur des Hydrocarbures	
Administrateur Indépendant	Groupement ACSA – KPMG	
Entités	DGD, DGI, DGTCP, MM, Mpe	
Revenus de l'État MFCFA		
Revenus Réconciliés		
	Mines	32 282
	Hydrocarbures	54 246
	Total Mines & Hydrocarbures	86 527
Paiements des sociétés MFCFA		
Paiements Réconciliés		
	Mines	34 021
	Hydrocarbures	50 559
	Total Mines & Hydrocarbures	84 580
Flux de paiements couverts	Tous les flux sauf DDET et Taxe EDII	
Écarts MFCFA		1 947
Contribution à l'économie %		
PIB		6,2
Budget		17,36
Exportations		49,50



Revenus de l'État

Les flux de paiements par entité de l'État sont présentés dans le tableau qui suit. La DGI et la DGTCP sont les entités perceptrices de l'État qui contribuent à près de 86 % aux recettes de l'État.

Entité de l'État	Montant	Pourcentage
DGI	11 592	13,40
DGD	66 715	77,10
DGTCP	3 575	4,13
MM	740	0,86
M	3 905	4,51
TOTAL	86 527	100,00

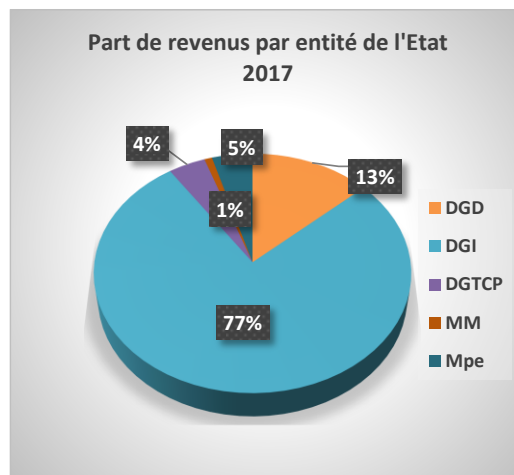


Figure 3 : Secteur extractif – Revenus des entités de l'État



Contribution du secteur extractif à l'Économie

Selon les statistiques de la BCEAO, en 2017, les exportations des produits de l'industrie extractive au Niger représentent 40,7% des exportations totales du pays. Le tableau qui suit montre la contribution des différents produits aux exportations.

Produit	2013	2014	2015	2016	2017
Or	3,8	3,0	3,8	4,0	3,7
Uranium	38,6	33,6	37,4	29,0	24,2
Pétrole raffiné	25,4	20,0	13,8	14,9	21,6
Total	67,7	56,7	55,1	48,0	49,5

Source : INS

Les statistiques de l'INS et de la BCEAO permettent de résumer dans le tableau ci-dessous la contribution du secteur extractif à l'Économie nationale.

Contribution	Pourcentage %
PIB	8,40
Recettes fiscales	17,36
Exportations	49,5

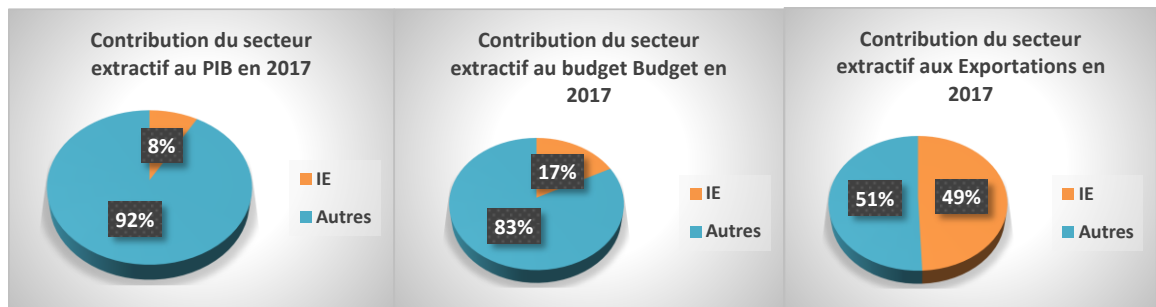


Figure 4 : Contribution du secteur extractif à l'Économie



Conclusion et recommandations

Conclusion

Les revenus du secteur extractif sont essentiellement soutenus par deux acteurs principaux, Areva dans le secteur minier et CNPC dans le secteur des hydrocarbures.

Dans le secteur minier, l'exploitation industrielle est dominée par la filière uranium, la mine d'or de SML restant marginale. Ainsi, COMINAK et SOMAÏR contribuent à plus de **96%** aux revenus miniers de l'État du Niger. Dans ce secteur, **la TVA, la redevance minière et les droits de douane** constituent la minorité vitale des flux de revenus de l'État.

La CNPC dans le secteur pétrolier représente à elle seule près de 98% des revenus de l'État du Niger dans le secteur pétrolier. Abstraction faite du bonus de signature, la redevance ad valorem, le tax oil, le profit oil et les redevances superficielles demeurent les flux les plus significatifs des revenus du secteur extractif (87,45% hors BS).

La DGI et le DGTCP sont les entités perceptrices qui cumulent plus de **86%** des revenus en provenance du secteur extractif.

La contribution du secteur extractif à l'Économie se présente comme suit :

- **8,40% du PIB ;**
- **17,36% du Budget ;**
- **49,5% des exportations.**

La contribution aux exportations reste la plus importante.

Recommandations

Les recommandations retenues sont les suivantes :

- L'application de la norme ITIE 2019, notamment le rappel des exigences de la norme au gouvernement et aux sociétés extractives, afin de faciliter la collecte des données pour le rapportage ITIE.
- Concevoir et installer un système d'information intégré du secteur extractif pour collecter, gérer les données du secteur et assurer la sécurité et l'intégrité de ces données. Ce système sera réalisé avec le Ministère des Mines, le Ministère du Pétrole et l'ITIE Niger.
- Le suivi de la dépense fiscale est recommandé par la Cour des Comptes, elle implique aussi le suivi-contrôle des activités du secteur extractif.
- Le suivi de l'exécution des contrats miniers, afin d'assurer le respect de leurs engagements par les titulaires de titres, de faire la compilation des travaux et d'assurer le contrôle de la capitalisation des dépenses de recherche et de développement.
- L'appui aux projets de développements des CT, avec la proposition d'un fiduciaire pour encadrer des CT pilotes dans la génération et la gestion de projets d'investissement.



A. Le secteur Minier





A.1 Contexte du Secteur Minier

A.1.1 Cadre Institutionnel et légal

Cadre Institutionnel

Le Ministère en charge des Mines est l'institution centrale chargée de l'élaboration et la mise en œuvre de la politique minière du gouvernement en coordination avec d'autres ministères concernés.

L'administration centrale est composée entre autres du cabinet du Ministre, du Secrétariat Général, de l'Inspection Générale des Services, des Directions Générales, des Directions Techniques Nationales, des Directions Nationales d'Appui.

La Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG) est la direction générale qui s'occupe des activités minières Elle est composée de quatre (4) Directions Techniques Nationales qui sont :

- **La Direction de la Géologie (DGéo)** chargée du suivi et du contrôle des activités de recherches géologiques et minières et de promotion du potentiel minier du Niger ;
- **La Direction des Mines (DM)** chargée du suivi et du contrôle des activités d'exploitation minière à grande échelle ;
- **La Direction du Cadastre Minier** chargée de la gestion des titres miniers ;
- **La Direction des Exploitations Minières à Petite Échelle et des Carrières (DEMPEC)** chargée du suivi et du contrôle des activités de l'artisanat minier, de la petite mine et des carrières.

Parmi les Directions Nationales d'Appui, il y a la **Direction de la Législation** qui joue un rôle important dans le processus d'octroi et de gestion des titres miniers.

Au niveau déconcentré, et également sous la responsabilité directe du Secrétaire Général, il y a huit (08) directions régionales et la direction départementale d'Arlit.

Outre le Ministère des Mines, plusieurs institutions interviennent dans le secteur, notamment, le **Centre de Recherches Géologiques et Minières (CRGM)** dans le domaine de la recherche, la **Société du Patrimoine des Mines du Niger (SOPAMIN-SA)**, chargée de la gestion du portefeuille de l'État Nigérien dans le secteur minier, ainsi que **l'EMAÏR, l'EMIG et l'Université Abdou Moumouni Dioffo** qui interviennent dans la formation et la recherche et développement.

Le cadre légal

Le secteur minier est régi par le code minier qui est composé des textes suivants :

- L'Ordonnance N° 93-16 du 2 mars 1993, portant Loi Minière ;
- L'Ordonnance N° 99-48 du 5 novembre 1999 complétant l'ordonnance N° 93-16 du 02 mars 1993 portant Loi Minière ;
- La Loi N° 2006-26 du 9 août 2006, portant modification de l'ordonnance N° 93-16 du 2 mars 1993, portant Loi Minière complétée par l'ordonnance N° 99-48 du 5 novembre 1999 ;
- Le décret N°2006-265/PRN/MME du 18 août 2006 fixant les modalités d'application de la Loi Minière ;
- La Loi N°2008-30 du 03 juillet 2008 accordant des avantages dérogatoires pour les investissements des grands projets miniers et son Décret d'application N°2009-06/PRN/MME du 5 janvier 2009 ;
- L'Ordonnance N° 2017-03 du 30 juin 2017, portant modification de l'ordonnance N°93-12 du 02 mars 1993 portant Loi Minière ;



- Le décret N°2017-628/PRN/MM du 20 juillet 2017 modifiant et complétant le décret N°2006-265/PRN/MME du 18 août 2006 fixant les modalités d'application de la Loi Minière ;
- La loi N°2018-48 du 12 juillet 2018 modifiant l'ordonnance N°93-16 du 02 mars portant loi minière.
- La Convention Minière type.

En plus du code minier et de la convention minière, d'autres textes légaux et réglementaires nationaux et supranationaux contiennent des dispositions applicables au secteur minier.

La fiscalité

Outre la fiscalité de droit commun, les sociétés minières sont soumises à la fiscalité spécifique au secteur.

Il s'agit des droits fixes, de la redevance superficière, de la contribution à la formation du personnel des mines, de la redevance minière, du prélèvement sur les plus-values de cession d'actifs, le remboursement des frais de recherche engagés par l'État, la taxe d'exploitation artisanale, la taxe de commercialisation des produits des EMAPE et la taxe d'extraction des substances de carrière.

La fiscalité de droit commun comprend l'ISB, le précompte ISB, l'Impôt sur les Bénéfices des Non-Résidents (IBNR), l'ITS, l'IRCM, la TAP, la TCFGE, la TI, la TP, la TVA, les DET, les droits de douane et taxes assimilées (DDTA).

Des exonérations relatives à la fiscalité de droit commun sont accordées aux sociétés en phase de recherche et dans les trois (3) premières années d'exploitation.



A.1.2 Diagramme des flux de paiement du secteur minier

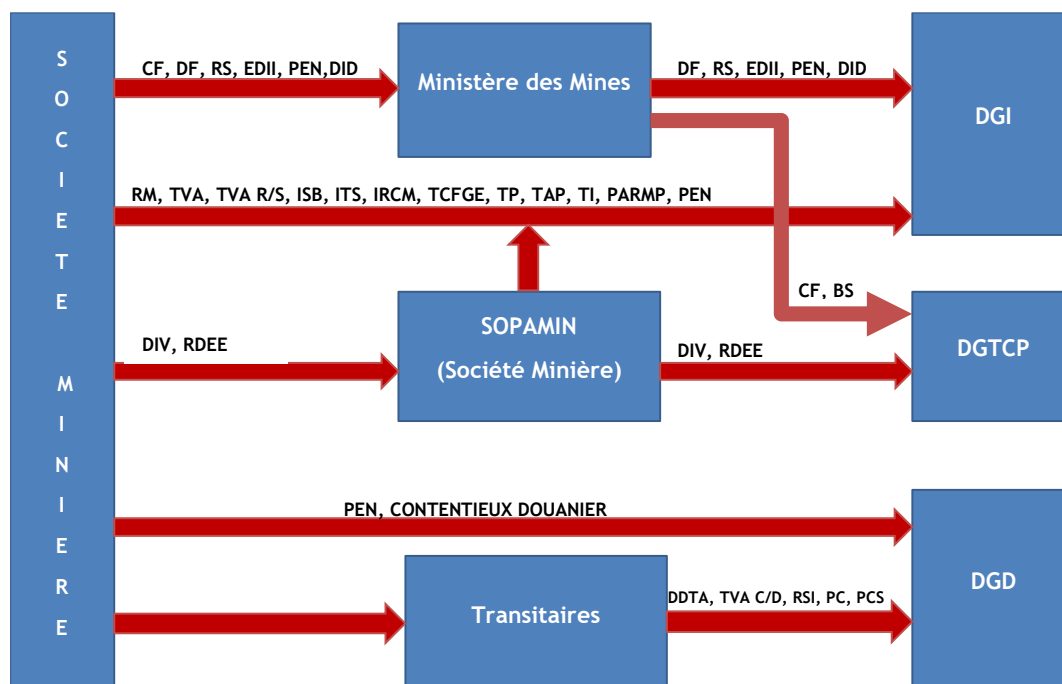


Figure 5 : Diagramme de flux de paiements du secteur minier

A.1.3 Les titres et les contrats miniers

Les titres miniers, leur octroi et le cadastre minier

Au Niger, l'obtention au préalable d'un titre minier est obligatoire avant d'entreprendre toute activité minière. Il existe cinq (5) types de titres miniers, dont : (i) *le permis de recherche*, (ii) *le permis pour petite exploitation minière*, (iii) *le permis pour grande exploitation minière*, ainsi que (iv) *l'autorisations de prospection* et (v) *l'autorisation d'exploitation minière artisanale*.

Les titres miniers, leur attribution ainsi que les contrats y relatifs sont précisés par l'Ordonnance N° 93-16 du 02 mars 1993, portant loi minière et les textes modificatifs subséquents, notamment l'ordonnance N° 99-48 du 05 novembre 1999 et la loi N° 2006-26 du 09 aout 2006. En effet, la loi de 2006 dispose de nouvelles durées de validité pour les permis de recherche et pour les permis de de petite exploitation de grande exploitation minière. C'est le décret N°2006-265 du 18 aout 2006 qui précise les modalités d'application de la loi minière.

Les contrats miniers et leur publication

Le permis de recherche et le permis d'exploitation sont assortis d'une **convention minière** négociée entre le Ministre chargé des Mines et le ou les titulaires. Cette convention minière qui est la loi des parties, précise les droits et obligations des parties relatifs aux conditions juridiques, financières, fiscales, économiques, administratives, douanières, et sociales applicables à la recherche et à l'exploitation des substances minières objet de cette convention. Elle garantit au titulaire la stabilité de ces conditions.

Selon l'ordonnance 2017-03 du 30 juin 2017, l'octroi de l'AEMSM et l'AEHTR se fait sous réserve signature d'une convention entre le Ministre chargé des Mines et le Titulaire. Cette convention tient lieu de



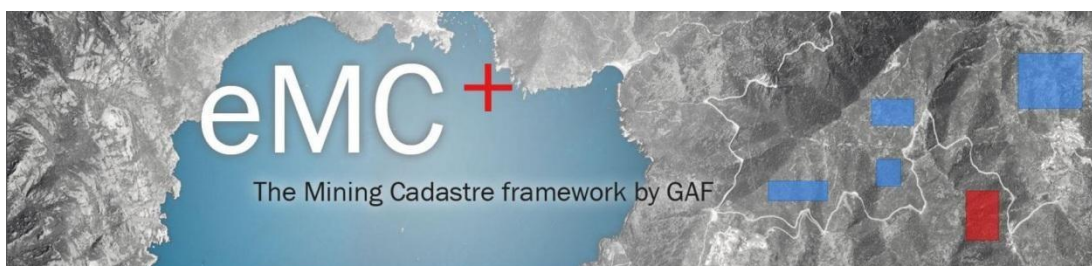
contrat. Cette ordonnance stipule que l'Administration des Mines doit élaborer une convention minière type adapté à ces autorisations.

La convention minière est approuvée par décret pris en Conseil des Ministres et signée entre le Ministre chargé des Mines et le requérant. Elle couvre la période des recherches et la première période de validité du permis d'exploitation. Elle a une durée maximale de 20 ans et est renégociée à chaque renouvellement du permis d'exploitation. Une convention minière type est annexée au Décret N°2006-265 du 18 août 2006 fixant les modalités d'application de la loi minière.

Le cadastre minier

Avec l'appui du programme PRACC, le Niger a acquis le logiciel eMC+ (Electronic Mining Cadastre) pour la gestion du cadastre minier. Il est aussi prévu, la création et la vulgarisation d'un site WEB sous forme de portail avec les informations cadastrales qui peuvent être mise en ligne en relation avec le logiciel eMC+.

L'utilisation optimum du logiciel de gestion du cadastre minier eMC+ et sa mise en ligne ne sont toujours pas effectives, l'une des causes majeures étant les coupures d'électricité.



A.1.5 Propriété Effective

Dans l'attente de la mise en place d'un cadre juridique relatif à la propriété effective des sociétés dans tous les secteurs, y compris le secteur extractif, pour se conformer à l'exigence 2.5 (e) de l'ITIE et s'assurer de l'exactitude de l'information fournie sur la propriété réelle, les recommandations suivantes du GMC ont été respectées :

- Le formulaire de déclaration a été signé par une personne habilitée à engager la société ou par un conseiller juridique.

A.1.6 Participation de l'État

L'État du Niger détient 98% d'actions dans le capital de la société SOPAMIN, sa société de gestion de portefeuille minier. Il détient aussi 69,32% d'actions dans le capital de la société SONICHAR, société qui exploite le charbon d'Anou Araren pour le vendre et aussi produire de l'énergie électrique à partir de sa centrale thermique adossée à la mine.

Les participations de l'État dans le capital des sociétés minières sont détenues par SOPAMIN SA à hauteur de : **(i) 36,6%** dans la société SOMAÏR, **(ii) 31%** dans la société COMINAK, **(iii) 10%** dans la société SML, **(iv) 33%** dans la société SOMINA, **(v) et 33,35%** dans la société IMOURAREN SA.



A.2 Référentiel 2017

A.2.1 Seuil de matérialité

Un seuil de matérialité de 100 millions de FCFA a été retenu pour les flux de paiement.

A.2.2 Flux significatifs retenus

Tous les flux provenant de la fiscalité spécifique au secteur ont été retenus. Les flux de paiements de la fiscalité de droit commun sont tous retenus exception faite de la Taxe EDI et des droits d'enregistrement et de timbre, ainsi que l'impôt sur les bénéfices des baux professionnels. Au total vingt-trois (23) flux de paiements sont retenus.

A.2.3 Sociétés minières retenues dans le périmètre de réconciliation

Le tableau qui suit présente les sociétés retenues dans le périmètre de réconciliation :

Tableau 7 : Sociétés retenues pour la réconciliation	
Société	Activités
Cominak	Exploitation minière
Somair	Exploitation minière
Sonichar	Société d'État
SML	Société d'Exploitation
Sopamin	Société d'État
Imouraren	Exploitation minière
Areva	Exploration minière



A.2.4 Sociétés minières pour les déclarations unilatérales

Les sociétés qui suivent sont retenues pour la déclaration unilatérale par les entités de l'État.

Tableau 8 : Sociétés retenues pour une déclaration unilatérale

N°	SOCIÉTÉS	ACTIVITÉS
1	Goviex	Exploration minière
2	Indo Energy	Exploration minière
3	GPB Niger	Exploration minière
4	Compagnie minière du Niger	Exploration minière
5	Ste Mine Crustal SARL	Exploration minière
6	ENDEAVOUR	Exploration minière
7	Global Uranium	Exploration minière
8	HABJIS WORLD	Exploration minière
9	Precious Niger SARL	Exploration minière
10	TM Exploration	Exploration minière
11	Ste Romex Mining Niger INC	Exploration minière
12	Anka Mining	Exploration minière
13	PAN AFRICAN	Exploration minière
14	XANTUS INC	Exploration minière
15	Gold Mayonant	Exploration minière
16	AALIB	Exploration minière
17	AFRICAN MINING	Exploration minière
18	STE UTI ADVENTURE	Exploration minière
19	AFRICA GOLDFIELD	Exploration minière
20	JABAL PG	Exploration minière
21	SOMINA	Exploitation minière
22	STE USINE DE PRÊT. ET TRI MET.	Exploration minière
23	GOLD NIGER	Exploration minière
24	Coal Mining Niger	Exploration minière
25	SAHARIENNE EQ	Exploration minière
30	Ste Turquie Afrique	Exploration minière
33	SRM SARL	Exploration minière
34	COMINI	Exploration minière
35	Ste Zuing Hechuang	Exploration minière
36	EREM	Exploration minière
37	PLANET MINING	Exploration minière
38	Ste Neogene Gold	Exploration minière
39	SAHEL MINING	Exploration minière
40	LOXCROFT	Exploration minière
41	SAHARA	Exploration minière
43	COMIREX	Exploration minière
44	AID ENERGY	Exploration minière
45	GOLDEN OASIS	Exploration minière
46	Gen Sinico	Exploration minière



A.3 Opérations minières

A.3.1 Exploration

En 2017, les activités de recherche minière ont connu un ralentissement significatif, dû essentiellement, dans le cas de l'uranium, à la chute de son prix sur le marché international.

La liste des permis de recherche en vigueur en 2017 est disponible en annexe.

A.3.2 Production

La production des sociétés extractives se présente comme suit :

Société	Produit	Unité	Quantités	Montant MFCFA
SOMAÏR	Uranium	Tonnes	2 154	108 484
COMINAK	Uranium	Tonnes	1 331	67 034
SOMINA	Uranium	Tonnes	37	2 053
SML	Or	Kg	800	115 910
EMAPE	Or	Kg	91,56	*

Source : INS, Ministère des Mines MFCFA : Millions de FCFA * Non disponible

Le tableau qui suit donne l'évolution de la production sur les cinq (5) dernières années.

Production	2013	2014	2015	2016	2017
Production Uranium Tonnes	4 235	4 156	4 115	3 478	3 485
Production en valeur MFCFA	309 170	245 260	210 915	222 070	175 519
Prix Moyen CFA/KgU	73 000	58 833	51 253	63 850	50 364
Production Or Kg	1150,71	731,68	1 220,28	999,12	913,66
Or EMAPE kg	73,25	63,91	346,19	277,34	91,56
Or Industriel/SML kg	1077,46	667,77	874,09	721,78	822,10
Production Charbon brut	241 792	255 936	221 024	246 631	233 001
Consommation Centrale Tonnes	213 152	218 331	220 927	232 541	222 027

Source : INS M FCFA : Millions de FCFA



A.3.3 Exportations

Les exportations des sociétés extractives sont présentées dans le tableau ci-dessous.

Société	Produit	Quantités	Unité	Montant (MFCFA)
SOMAÏR	Uranium	2.117	Tonnes	72 377
COMINAK	Uranium	1.331	Tonnes	44 814
SML	Or	800	Kg	25 124

Source : INS, Ministère des Mines

L'évolution des exportations, ainsi que la contribution du secteur minier aux exportations, sont présentés dans le tableau qui suit.

	2013	2014	2015	2016	2017
Exportations FOB	784 601	715 147	643 157	611 743	701 843
Uranium U	302 788	240 529	240 762	177 680	169 556
Or Au	26 824	14 033	24 836	24 705	25 124
Total Uranium & Or (U&Au)	329 612	254 562	265 598	202 385	194 680
Total IE	519 512	397 760	347 135	300 988	346 076
Contribution U&Au	42,01	35,60	41,30	33,08	27,74

MFCFA=millions de FCFA Source : INS - BCEAO

La contribution des mines aux exportations demeure significative, car elle représente en 2017 plus de 1/4 des exportations de biens FOB. On peut noter que l'évolution de la contribution est passé de 42% en 2014 à près des 28% en 2017. Cette baisse est entraînée par la baisse des exportations de l'uranium avec le gisement de COMINAK qui arrive à épuisement. La figure qui suit montre la contribution des différentes substances minières aux exportations.

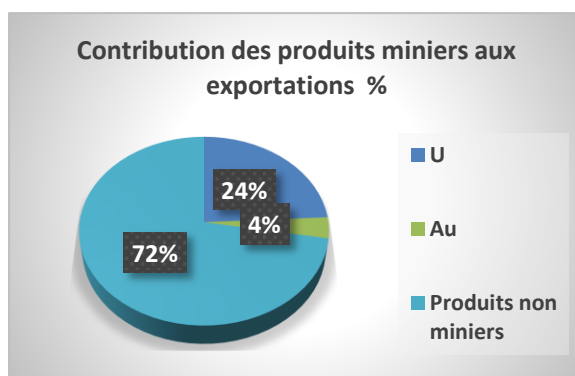


Figure 6 : Contribution des produits miniers aux exportations en 2017



A.4 Résultats des rapprochements

A.4.1 Rapprochement par flux

La collecte des revenus a été très laborieuse. D'ailleurs, les sociétés minières SOPAMIN, SONICHAR, SML n'ont pas transmis leurs données.

Les données collectées ont concerné :

- Pour la fiscalité spécifique au secteur minier : la redevance superficière, la redevance minière, ainsi que les droits fixes ;
- Pour la fiscalité de droit commun : la TVA, l'ITS, l'ISB, le précompte ISB, ainsi que la taxe professionnelle qui est importante pour les sociétés d'exploitation minière. La RSI, et les prélèvements communautaires (PC et PCS) sont compris dans les droits de douane et taxes assimilés.

Le tableau qui suit montre les revenus par flux et les ajustements effectués par l'AI.

Les ajustements effectués par l'AI ont été expliqués dans les notes prévues dans cette section.

Tableau 13 : Déclarations par flux et ajustements de l'AI 2017

Flux MFCFA	Percepteur	Ajustements de l'AI								
		Sociétés	État Niger	Écart	Sociétés	État Niger	Écart	Sociétés	État Niger	Écart
TVA	DGI	5 086	1 322	764		2 163	163	5 086	5 083	3
TVA cordon douanier	DGI		1 598	598						
ITS	DGI	1 895	1 758	137				1 895	1 758	137
ISB	DGI	3 198	3 209	-11				3 198	3 209	-11
Précompte ISB	DGI	453	318	135				453	318	135
Redevance superficière	MM	444	698	-254	400	400		844	698	146
Droits de douanes et taxes assimilées	DGD	11 529	10 790	739				11 529	10 790	739
IRVM/IRC	DGI	2	2					2	2	
TVA retenue à la source	DGI	201	149	52				201	149	52
Contribution formation	MM		41	-41	41	41		41	41	
Redevance minière	DGI	9 156	7 575	580		1 580	580	9 156	9 156	
Taxe d'apprentissage professionnelle	DGI									
Droits fixes	MM		1	-1					1	-1
Autres flux significatifs	DGI	597		597				597		597
Pénalité (PEN)	DGI	15	34	-18				15	34	-18
Taxe Professionnelle (TP)	DGI	992	992					992	992	
Taxe Immobilière (TI)	DGI	13	52	-39				13	52	-39
TOTAL		33 580	28 538	041	441	3 743	302	34 021	32 282	739

Les écarts concernent essentiellement :

- Les droits de douane et taxes assimilées ;
- Les compensations par COMINAK et SOMAÏR de leur crédit TVA par la TVA retenue à la source ou la TVA pour compte de tiers payés en 2017.

Suite aux ajustements, les écarts résiduels se chiffrent à 1 303 millions, dont les montants les plus importants concernent les droits de douane et taxes assimilées et la redevance minière. L'AI se rapprochera de la DGD et de la DGI pour corriger ces écarts.



A.4.2 Rapprochement par sociétés

Le tableau qui suit donne les paiements et les revenus tels que déclarés respectivement par les sociétés minières et l'État, ainsi que les contributions par société et par flux.

Flux	Bénéficiaire	Somair	Cominak	Imouraren	Areva	Total	% par flux
TVA	DGI	2 890	2 193		3	5 086	14,78%
ITS	DGI	972	742	44	137	1 895	5,51%
Impôt sur le bénéfice (ISB)	DGI		3 161	37		3 198	9,29%
Précompte ISB	DGI	428			25	453	1,32%
Redevance superficière	MM/MPe	276	112	400	56	844	2,45%
Droits de douanes et taxes assimilées	DGD	7 241	4 281	5	1	11 529	33,51%
IRVM/IRC	DGI	1	1			2	0,01%
TVA retenue à la source	DGI			144	56	201	0,58%
Contribution formation	MM	41				41	0,12%
Redevance minière	DGI	4 481	4 674			9 156	26,61%
Autres flux significatifs	DGI		597			597	1,73%
Pénalité (PEN)		0	15			15	0,04%
Taxe Professionnelle (TP)	DGI	536	456			992	2,88%
Taxe Immobilière (TI)	DGI	4	6	1	3	13	0,04%
TOTAL		16 882	16 243	631	651	34 407	98,88%
% par société		49,07%	47,21%	1,84%	1,89%	100,00%	

On constate que la TVA, les droits de douane et taxes assimilés et la redevance minière représentent plus de 75% des revenus. Ces trois flux constituent les flux vitaux selon la loi de Pareto.

Sur les quatre sociétés minières, les sociétés COMINAK et SOMAÏR représentent plus de 96% des revenus.

A.4.3 Notes sur les ajustements

Somair

L'ajustement de 41 MFCFA sur les données de la SOMAIR est une régularisation sur les frais de contribution formation.

La correction d'un montant de 2 154 MFCFA est relative à un ajustement fait sur les données de la DGI pour un montant total de 2 154 MFCFA dont 1 292 MFCFA au titre de la TVA et 862 MFCFA au titre de la redevance minière. Ces transactions ont fait objet de compensation avec le crédit de TVA.

Cominak

L'ajustement des données de la société est relatif aux frais relatifs à l'achat de timbres fiscaux sur l'année 2017 pour un montant de 5 MFCFA.

L'ajustement d'un montant de 1 589 MFCFA est relatif à des corrections apportées suite à des compensations du crédit de TVA avec les redevances minières pour un montant de 718 MFCFA et la TVA pour un montant de 871 MFCFA.

Immouraren

La correction d'un montant de 400 MFCFA est relative à un ajustement fait sur la redevance superficière. L'État ayant déclaré avoir reçu la somme de 400 MFCFA.



A.4.4 Qualité des données et assurance de la qualité

Les sociétés minières ont respecté les procédures relatives à la qualité des données, à savoir une certification par leurs commissaires aux comptes en plus de l'endossement par une autorité habilitée à engager la société.

Pour les entités de l'État, les déclarations seront transmises à la Cour des Comptes pour certification après les dernières corrections.



A.5 Affectation des revenus

A.5.1 Affectation des revenus du secteur minier

La constitution

Le cadre légal régissant l'affectation des revenus miniers, se base d'abord sur la constitution du 25 novembre 2010 qui, en son article 152, stipule que :

« Les recettes réalisées sur les ressources naturelles et du sous-sol sont réparties entre le budget de l'État et les budgets des collectivités territoriales conformément à la loi »

De plus, selon l'article 153 :

« L'État veille à investir dans les domaines prioritaires, notamment l'agriculture, l'élevage, la santé et l'éducation, et à la création d'un fonds pour les générations futures. »

La législation minière

L'article 95 de la loi 2006 du 9 août 2006 dispose que :

« Les recettes minières constituées par la redevance minière, la redevance superficielle, les droits fixes, la taxe d'exploitation artisanale, le produit de la vente des cartes d'artisans miniers, déduction faite des ristournes concédées aux agents du Ministère chargé des mines, sont répartis comme suit :

- 85% pour le budget national ;
- 15% pour le budget des communes de la région concernée pour le développement local. »

La loi 2014-08 modifiera l'article 95 de la loi de 2006 pour étendre la rétrocession des 15% des revenus miniers à **toutes les collectivités territoriales de la région concernée** par l'exploitation minière, incluant la région CT, au lieu des communes riveraines des opérations minières.

A.5.2 Les transferts infranationaux

Le décret 2015-245 du 8 mai 2015 fixera les modalités de répartition et d'utilisation des recettes rétrocédées aux collectivités territoriales. Selon les dispositions de ce décret :

- Les recettes rétrocédées sont réparties respectivement entre la région CT et les communes de la région concernée par l'exploitation minière à hauteur de 15% et 85%.
- Les 85% sont répartis aux communes bénéficiaires selon les critères de péréquation suivants : **(i)** poids démographique 25%, **(ii)** impact environnemental 25%, **(iii)** effort de mobilisation des ressources locales propres 15%, **(iv)** le niveau de sous-équipement (infrastructures) 25% et **(v)** la superficie 10%.

L'article premier du décret 2015-245 dispose de l'affectation des revenus rétrocédés aux CT :

- 85% destinés au financement des investissements ;
- 10% affectés au fonctionnement ;
- Et 5% affecté aux services techniques déconcentrés de l'État pour l'assistance technique et le suivi-évaluation des projets initiés sur les fonds rétrocédés.



La détermination du montant total des recettes à rétrocéder aux CT est déterminé comme illustré dans le tableau ci-dessous.

Flux de paiement	Base de calcul brute	Ristourne à déduire	Base nette de calcul des 15% à rétrocéder
Droits fixes	100%	10%	90%
Redevance minière	100%	1%	99%
Redevance superficière	100%	10%	90%
Taxe d'Exploitation artisanale	100%	-	100%
Vente de cartes d'artisans miniers	100%	-	100%

Le tableau qui suit donne l'évolution des recettes à rétrocéder de 2015 à 2017

Flux de paiement	2015	2016	2017
Redevance minière	11 210	12 974	8 762
Redevance superficière	404	901	1 005
Droits fixes	25	60	276
Taxe d'exploitation artisanale	22	44	29
Vente de cartes d'artisans miniers			
Total	1 749	2 097	1 511

Source : Rapport ITIE Niger sur les Transferts Infranationaux

Les régions concernées par les transferts infranationaux du secteur minier sont Tillabéry (SML) et Agadez (COMINAK, SOMAÏR).

A.5.3 La gestion des revenus

La loi des finances

Les revenus miniers contribuent aux recettes budgétaires de l'État. La loi des finances prévoit et autorise le budget de l'État. L'Assemblée Nationale vote la loi des finances, les crédits budgétaires sont estimés à partir des programmes des politiques publiques.

La loi de règlement arrête les montants définitifs des recettes et des dépenses de l'État, c'est la loi relative aux résultats de gestion portant approbation des comptes de l'année.

L'Assemblée Nationale peut diligenter une enquête parlementaire sur les activités des différents secteurs et interpeller le gouvernement ou tout membre du gouvernement dans le cadre du contrôle de l'exécutif.

Pour l'élaboration de la loi des finances 2017, une hypothèse de production de 3.681 tonnes d'uranium a été retenue.



Le Processus d'élaboration budgétaire

Le tableau dans la page suivante présente le processus d'élaboration budgétaire.

Tous les secteurs doivent être en cohérence avec les référentiels nationaux (PDES, SDDCI), communautaires (UEMOA, CEDEAO), africain, ainsi que les normes internationales relatives à chaque secteur. Cette politique se décline en stratégie et ensuite en programmes généralement quinquennaux. Les Documents de Programmation Pluriannuelle des Dépenses (DPPD) sont les dépenses du plan triennal glissant qui est partie du programme quinquennal du secteur. Ce plan triennal est glissant jusqu'à épuisement du plan quinquennal. Ailleurs, on parle de cadre de dépenses à moyen terme (CDMT) et l'approche est dénommée approche programme.

Le Budget Citoyen

Le budget citoyen est une présentation simplifiée de la loi des finances qui cible le grand public. Le document présente, entre autres un glossaire des termes budgétaires, le processus budgétaire, les hypothèses de cadrage budgétaire, ainsi que les prévisions de recettes et de dépenses pour l'année.

Le Plan de Développement Communal ou Régional

De la même façon que la budgétisation se fait par programmes au niveau central, les Collectivités Territoriales élaborent des plans quinquennaux de développement : le plan de développement communal pour la commune (PDC) et le plan de développement régional (PDR) pour la région CT.

Les recettes minières rétrocédées aux collectivités territoriales doivent financer des activités inscrites dans les plans de développement communaux. Les collectivités élaborent leur plan annuel d'investissement à partir du PDC ou PDR, ainsi que leur budget de fonctionnement.

Le budget d'investissement de la collectivité doit représenter au moins 45% de son budget total.

Le cadre logique d'intervention du plan donne les indicateurs de suivi-évaluation.

Les institutions de contrôle de la gestion des budgets nationaux et des collectivités

La Cour des Comptes

La Cour des Comptes exerce un contrôle sur la gestion des administrations en charge des programmes et dotations. Elle émet un avis sur les rapports annuels de performance.

La Cour des Comptes élabore un rapport sur l'exécution de la loi de finances et une déclaration générale de conformité entre les comptes des ordonnateurs et ceux des comptables publics.

Elle peut être consultée par le Gouvernement ou l'Assemblée Nationale sur des questions économiques, financières ou de gestion des services de l'État.

Elle peut, à la demande de l'Assemblée Nationale, mener toutes enquêtes et études se rapportant à l'exécution des recettes et des dépenses publiques.

Par ailleurs, la cour des comptes contrôle la gestion des CT, ainsi que leur gouvernance.

En outre, la Cour est chargée de la vérification des comptes de gestion des sociétés d'État (SOPAMIN, SONICAR), ainsi que des sociétés anonymes dans lesquelles l'État possède une part de capital social (COMINAK, SOMAÏR, SML).



C'est dans le cadre de ses missions que la Cour des Comptes a effectué en 2022, un « **Audit de conformité des dépenses fiscales dans le domaine des industries extractives de 2017 à 2020** ». Cet audit a montré, entre autres, des insuffisances dans le suivi des clauses contractuelles par le Ministère des Mines et le suivi du matériel et équipements exonérés par le Ministère des Finances.

La Cour des Comptes a dans son rapport de 2021 effectué le contrôle de la gestion de la région de Zinder, au titre des exercices de 2014 à 2017

L'Inspection Générale des Finances (IGF)

L'IGF assiste le Ministre en charge des Finances dans l'exercice de sa mission de contrôle permanent des finances et du patrimoine de l'État, des CT, des entreprises publiques, des sociétés d'État, des sociétés d'économie mixte, ainsi que toute entité recevant un concours financier et/ou matériel de l'État, des concessionnaires et d'affermage d'un service public et des contrats de PPP.

Elle veille en général à contribuer à l'amélioration de la gestion des finances publiques

Elle participe à des missions d'audit, de représentation, d'information et de consultation auprès des organismes cités à l'alinéa ci-dessus.

L'Inspection Générale d'Administration du Territoire (IGAT)

L'IGAT est un organe de veille, d'inspection, de contrôle, d'appui-conseil, de supervision de passations de service, d'enquête, d'audit et d'étude sous l'Autorité du Ministre en charge de l'aménagement du territoire. Les missions ont pour finalité la sauvegarde de l'intérêt général et de la légalité au sein des différentes composantes structurelles de l'administration du territoire en vue d'une saine gestion des deniers publics et du patrimoine.

Les missions d'inspection générale et de contrôle, consiste à réaliser les activités d'audit comptable, de contrôle de la gouvernance (administrative, de développement et foncière) et le suivi des investissements réalisés sur fonds propres par les collectivités.

Après tout ce processus un rapport provisoire est élaboré et transmis à la CT concernée qui a un délai d'un (1) mois pour fournir les éléments de réponse aux différents griefs relevés, dans le souci du respect du contradictoire.



Tableau 17 : Processus d'élaboration du budget

Phases	Activités	Acteurs	Calendrier
Cadrage budgétaire	Définition des priorités et choix stratégiques budgétaires	Cab/PM, DGB/MF, DGE/MP	Janvier – Février
	Détermination des enveloppes globales et sectorielles	DGB/MF	Mars-Avril
	Notification des enveloppes aux ministères secteurs et aux institutions à travers une circulaire	DGB/MF	Mai
	Élaboration des DPPD des ministères et institutions	Ministères et institutions	Mai-Juin
Arbitrage	Examen des DPPD	DGB/MF	Juillet
	Arbitrage des DPPD	MF	Juillet-Août
	Arbitrage de l'avant-projet de LFI	Gouvernement	Septembre
	Adoption de la LFI par le gouvernement	Gouvernement	Septembre
Adoption de la Loi des Finances	Dépôt du projet de LFI à l'assemblée	SGG	Septembre
	Examen par la Commission Finances et Budget et avis des autres commissions,	Parlement	Octobre-Décembre
	Promulgation de la LFI	Président de la République du Niger	Décembre



A6. Dépenses sociales et économiques

A.6.1 Dépenses sociales

Les dépenses sociales volontaires déclarées totalisent 1 999 MFCFA réparties comme suit :

Tableau 18 : Dépenses sociales des sociétés minières en 2017 (MFCFA)				
Investissements sociaux	Sociétés Minières			Total
	Somaïr	Cominak	Areva	
Dépenses sociales volontaires	914	716	369	1 999
Dépenses sociales obligatoires	Néant	Néant	Néant	
TOTAL				1 999

On constate que seules les sociétés du groupe ORANO ont déclaré les dépenses sociales volontaires. Notons que ces sociétés assument aussi des dépenses relatives à la sécurisation de leurs sites miniers.

A.6.2 Dépenses environnementales

Aucune société n'a déclaré des dépenses environnementales.

A.6.3 Contribution du secteur des mines à l'Économie

Le tableau qui suit montre la contribution du secteur minier à l'Économie :

Tableau 19 : Contribution du secteur minier à l'économie en 2017	
Contribution	Mines
PIB	2,2
Budget	3,16
Exportations	21,34

La figure qui suit illustre la contribution du secteur à l'économie.

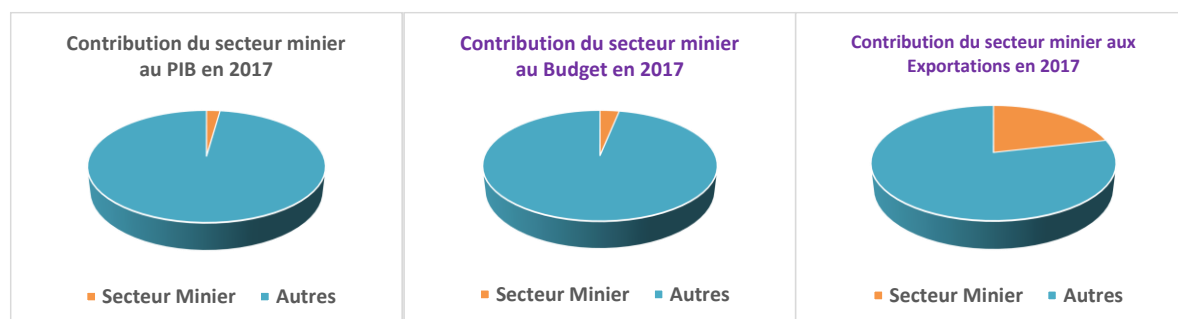


Figure 7: Contribution du secteur minier à l'Économie en 2017



A.6.4 Impact environnemental des activités extractives

Les activités minières ont un impact environnemental et social significatif. Les impacts liés aux exploitations industrielles concernent les eaux superficielles et souterraines, l'air, la flore et la faune, ainsi que les déformations du relief.

L'utilisation du cyanure, de l'acide sulfurique et autres réactifs dans les mines industrielles peut entraîner des impacts environnementaux négatifs. Les effluents des usines de traitement, les rejets solides des concentrateurs, les poussières radioactives, les émanations de radon sont, entre autres, des sources de nuisances pour l'eau, l'air, la faune et la flore. Les sociétés minières doivent avoir un plan de gestion environnemental et social pour mitiger les impacts environnementaux et sociaux négatifs de leurs opérations minières.

Dans les EMAPE, les impacts environnementaux et sociaux sont encore plus importants, du fait de la prédominance des activités informelles et du manque d'un suivi-contrôle effectif de l'administration des mines. L'utilisation du cyanure, du mercure, d'explosifs dans les puits sont à surveiller et des mesures prises pour le financement et la restauration des sites. Il y a lieu d'amener ces exploitations au zéro mercure de façon graduelle en proposant des technologies alternatives attrayantes pour les exploitants. Les impacts sociaux concernent, entre autres, le travail des enfants, la déscolarisation dans les zones concernées, le trafic de stupéfiants, le proxénétisme et la prostitution, ainsi que la déstructuration des cellules familiales.

La loi prévoit des mesures de protection de l'environnement, cependant, l'application dans le sous-secteur des EMAPE n'est pas effective. De plus, les textes réglementaires pour la protection de l'environnement, ainsi que les procédures de mise en œuvre de ces textes doivent être finalisés au niveau du cadre légal du secteur minier.

La collusion des activités des EMAPE avec les trafics en tout genre (or, armes, stupéfiants, tabac, migrants), l'insécurité, les facilités de blanchiment d'argent, les impacts de la fermeture du complexe minier de COMINAK, le gel de SOMINA et de IMMOURAREN, ainsi que les soucis de gouvernance des nouveaux projets miniers de SOMIDA (Dassa) et la COMIMA (Madaouéla) sont des facteurs qui ont transformé la région d'Agadez en une région en équilibre instable.



A7. Conclusion - Recommandations

A.7.1 Conclusion

Les revenus miniers, après une première réconciliation sont de :

- 34 021 MFCFA, selon les sociétés ;
- 32 282 MFCFA selon l'État ;
- Soit un écart de 1 739 MFCFA.

Pour réduire l'écart, les efforts de correction de la réconciliation devraient se poursuivre en mettant l'accent sur les écarts relatifs aux **droits de douane et taxes assimilés**, et les **compensations de crédit de TVA des sociétés COMINAK et SOMAÏR** par la redevance minière et la TVA.

Les sociétés **COMINAK et SOMAÏR** représentent plus de **96% des revenus**. La **TVA, les droits de douane et taxes assimilés**, ainsi que la **redevance minière** demeurent les flux qui contribuent à plus de **75% aux revenus de l'État** en provenance des mines.

Le tableau ci-dessous représente la répartition des flux par entités de l'État :

Entité de l'État	Montant	%
DGI	20 752	33,42
DGD	10 790	64,28
MM	740	2,29
Total	20 302	100,00

La répartition des revenus par entité de l'État est illustrée dans le graphique qui suit :

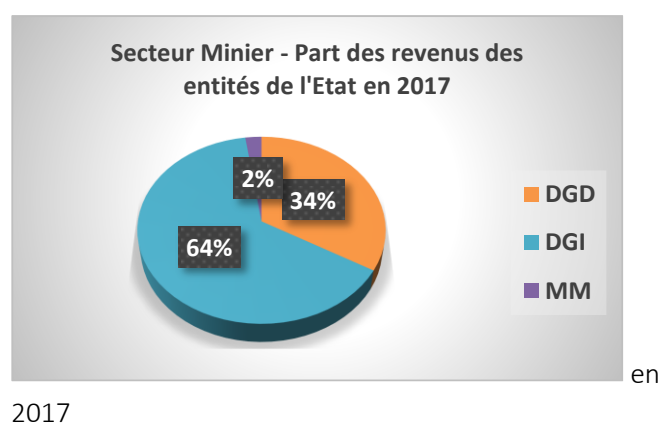


Figure 8 : Secteur Minier – Revenus des entités de l'État

A.7.2 Recommandations

Les points focaux de l'État n'ont pas produit les reçus et quittances des paiements des sociétés extractives. L'absence de ces pièces ont rendu les travaux de réconciliation longs et difficiles. Il n'y a pas



de désagrégation des données au niveau de la DGTCP, ni d'interface entre les systèmes informatiques de la DGD, de la DGTCP et de la DGI.

Au Ministère des Mines, il n'y a pas de système informatique pour la gestion des recettes minières. Un système informatique intégré des industries extractives était prévu dans le cadre du Programme Gold. Le système de gestion des données géologiques et minières-SIGMINES, ainsi que le cadastre numérique ne sont pas opérationnels.

Les constats suivants ont été faits au cours de l'audit mené par l'AI:

- Les points focaux des sociétés privées extractives ne sont pas tous des comptables et ou des financiers, ce qui a rendu difficile le renseignement des formulaires et les travaux de correction avec l'équipe d'audit ;
- Il y a des difficultés d'interfaçage entre les systèmes informatiques des entités du Ministère des Finances, à savoir la DGD, la DGTCP et la DGI ;
- Les données sont souvent reçues par la DGTCP agrégées, comme c'est le cas des données hebdomadaires reçues de la DGD ;
- La DGTCP fait la saisie des données de façon agrégées même lorsqu'elles lui parviennent désagrégées ;
- Le manque de pièces justificatives du côté des entités de l'État ;
- Les sociétés ne sont pas localisées par région dans les bases de données des finances, ce qui peut fausser le calcul des 15% rétrocedés aux CT ;
- Le cadastre numérique n'est pas opérationnel ;
- Nous n'avons pas obtenu toutes les données attendues dans les formulaires de déclaration, notamment la propriété effective, l'emploi (incluant le genre), les dépenses sociales pour certaines sociétés, les dépenses environnementales ;
- Les formulaires renseignés des sociétés SOPAMIN, SONICHAR, GLOBAL Uranium et SML ne nous sont pas parvenus.
- Il n'y a pas de système de gestion de base de données informatisé tant au Ministère des Mines qu'au Ministère du Pétrole. Les responsables se «débrouille» avec le tableur Excel pour tenir à jour tous les flux et autres données.

Au regard de tous ces constats, nous faisons les recommandations suivantes :

L'application de la norme ITIE 2019

Il serait souhaitable de rappeler régulièrement, surtout au gouvernement et aux sociétés extractives leur engagement vis-à-vis des principes de l'ITIE et de sa norme. Ce rappel permettra aux parties prenantes de bien cerner les exigences de la norme afin de faciliter, entre autres, la collecte des données pour les besoins du rapportage ITIE.

Un système d'information intégré

Les données contextuelles, les données fiscales, les données relatives aux opérations minières, ainsi que les données cadastrales des Industries Extractives, devraient être collectées et gérées dans un **système d'information intégré** (SII) informatique, à travers une collaboration entre le Ministère des Mines, le Ministère du Pétrole et le Secrétariat Exécutif de l'ITIE Niger. À terme, il faut s'assurer d'une part de la compatibilité des systèmes informatiques du Ministère des Finances, et d'autre part de la comptabilité de ces systèmes avec le système d'information intégré des mines, du pétrole et de l'ITIE. Ce système pourra fournir des données fiables à l'ITIE, l'INS et à la BCEAO.



Le suivi de la dépense fiscale

L'UEMOA exige que les pays membres évaluent la dépense fiscale afin d'en tenir compte dans leur budget annuel. La cour des comptes a *réalisé « un audit de la conformité des dépenses fiscales du secteur extractif de 2017 à 2020 »*. Elle a recommandé aux deux secteurs de s'organiser pour faire le suivi des dépenses fiscales avec son corollaire de la nécessité de l'audit physique des investissements.

Le suivi de l'exécution des contrats miniers

Faute de ressources, le secteur extractif peine à faire la surveillance de l'exécution des contrats miniers et pétroliers. Ce suivi est important, afin de s'assurer de la mise en œuvre des programmes des travaux pour lesquels les titulaires ont pris des engagements, de faire la compilation des travaux des sociétés, l'inventaire physique des immobilisations des opérateurs, afin d'assurer un meilleur contrôle sur la capitalisation des dépenses de recherche et des coûts pétroliers.

L'appui aux projets de développements des CT

Les codes minier et pétrolier prévoient des dépenses sociales à travers la RSE, des Programmes Pétroliers de Développement Communautaire ou Régional. De même, les Collectivités Territoriales présentent des faiblesses pour absorber les montants qu'elles reçoivent au titre des transferts infranationaux, par manque de compétences pour générer et gérer des projets ambitieux de développement.

Une étude par région des besoins en projets d'infrastructures et de potentiels projets agroindustriels permettrait de mettre à disposition, pour chacune des régions, une base de données de projets qui pourraient être en partie financés par les transferts infranationaux et les dépenses des sociétés extractives dans le cadre de la RSE, ainsi que des Programmes Pétroliers de Développement communautaire ou régional.

Par ailleurs, un fiduciaire peut être proposée pour encadrer des CT pilotes qui seraient choisies dans chaque région afin de renforcer leurs capacités de gestion.



B. LE SECTEUR DES HYDROCARBURES





B.1 Contexte du Secteur des Hydrocarbures

B.1.1 Contexte Général

Le potentiel pétrolier du Niger est lié à deux grands bassins sédimentaires couvrant 90% du territoire national. Il s'agit du bassin occidental (composé des bassins des lullemeden, du Tamesna et du Tim Mersoï) et du bassin oriental (composé des bassins du Tchad, du Djado, et d'un système de grabens d'orientation SE-NW). L'exploration pétrolière dans ces bassins a débuté dans les années 1958. Les premiers puits ont été forés entre 1962 et 1964 par la compagnie pétrolière nationale du Paraguay (PETROPAR) dans les régions du Djado et de Tamesna-Talak. Les recherches ont révélé la présence de pétrole dans certains puits, stimulant ainsi l'activité du secteur dans les années 1970 et 1980, lorsque plusieurs entreprises telles que CONOCO, TEXACO, ESSO, ELF se sont lancés dans l'exploration des régions de Kafra-Séguédine, de DOSSO, du bloc d'Agadem, du bassin des lullemeden et de Bilma. Mais c'est la promotion du potentiel pétrolier et diversification des partenaires qui ont permis d'augmenter les réserves récupérables de plus d'un (1) milliard de barils de pétrole brut et vingt-quatre (24) milliards de m³ de gaz naturel.

À partir de novembre 2011, le Niger rentre dans le cercle des pays producteurs de pétrole avec la mise en service de la raffinerie de Zinder. La production actuelle de 20.000 barils/jour à partir de trois champs du bloc Agadem (Goumeri, Sokor et Agadi) est acheminée par un pipeline long de 463 km pour alimenter exclusivement la raffinerie de Zinder en pétrole brut. Un projet de pipeline pour l'export, reliant le bloc Agadem au port de Sèmè au Bénin, d'une capacité maximale de 180 000 bbl/j est prévu pour l'exportation de 90 000 bbl/j. Cette infrastructure de transport de pétrole brut, les coûts faibles d'exploration, de développement et de production (17 \$/bbl), ainsi qu'un fort potentiel pétrolier caractérisé par des découvertes et des prospects (rendus des blocs) mis en évidence par les intenses travaux d'exploration, sont des facteurs qui font du Niger un pays attractif pour les investissements dans le secteur des hydrocarbures.

B.1.2 Cadre Institutionnel et légal

Le cadre institutionnel

Le Ministre du Pétrole est chargé, en relation avec les Ministres concernés, de la conception, de l'élaboration, de la mise en œuvre, du suivi et de l'évaluation des politiques et stratégies dans les domaines des hydrocarbures, conformément aux orientations définies par le gouvernement.

De manière spécifique, il veille à la création des conditions nécessaires à la mobilisation des investissements en vue de la mise en valeur du potentiel pétrolier et gazier en assurant leur promotion auprès des investisseurs.

Le Ministère comprend un (01) Cabinet, un (01) Secrétariat Général, une (01) Inspection Générale des Services, deux (02) Directions Générales et sept (07) Directions d'Appui. **La Direction Générale des Hydrocarbures** (DGH) est la portion technique du ministère et comprend en son sein trois (03) directions techniques :

- **La Direction de l'Exploitation et de la Production Pétrolière** (DEPH) ;
- **La Direction des Études Techniques, d'Économie et de la Fiscalité Pétrolières** (DEEFP) ;
- **La Direction du Raffinage, du Transport et de la Distribution des Hydrocarbures** (DRTDH).



Le cadre légal

En 2017, le secteur des hydrocarbures était régi par :

- La loi n°2017-63 du 04 août 2017 portant Code Pétrolier ;
- La loi n°2007-01 du 31 janvier 2007 portant Code Pétrolier ;
- Le décret n°2007-082/PRN/MME du 28 mars 2007 fixant les modalités d'application de la loi n°2007-01 du 31 janvier 2007 portant Code Pétrolier ;

Les contrats pétroliers relatifs à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures peuvent être :

- Le contrat type de Partage de Production ; et
- Le contrat type de concession ;

Le contrat concernant le transport des hydrocarbures sont des conventions de transport rattachés à l'autorisation de transport d'hydrocarbures.

- L'ordonnance n°92-45 du 16 septembre 1992, portant code pétrolier, modifiée par l'ordonnance n°97-45 du 11 décembre 1997 et le Décret d'application n°92- 289/PM/MME/IAdu 16 septembre 1992 précisant les conditions d'application de l'ordonnance n°92-45, modifié par le décret n°97-427 PRN/MME du 11 décembre 1997 reste encore en vigueur pour tous les permis octroyés avant l'adoption de la loi n°2007-01 du 31 janvier 2007.

Le Code Pétrolier du Niger constitue le cadre juridique d'intervention de l'État dans le domaine des hydrocarbures. Il fixe les conditions d'obtention, de renouvellement, de division, de cession et de renonciation d'un permis ou d'une autorisation. Il définit les divers types de titres miniers d'hydrocarbures et d'autorisations minières d'hydrocarbures et leurs caractéristiques. Il décrit les droits et obligations attachés à l'exercice opérations pétrolières par les titulaires et leur relation avec l'État. Il prévoit également les conditions de participation de l'État dans les contrats pétroliers.

Le Code Pétrolier constitue également le cadre juridique, fiscal et douanier, administratif, social et environnemental de l'exercice des activités pétrolières au Niger. Il prescrit les règles relatives à l'Hygiène, à la Sécurité, à l'Environnement, au Contenu Local et à la Responsabilité Sociétale des Entreprises.

En plus du Code Pétrolier, d'autres lois et textes législatifs et réglementaires régissent le secteur des hydrocarbures au Niger, il s'agit de :

- Le Code Général des Impôts ; et
- Le code des Douanes.

Le régime fiscal

En plus du régime fiscal et douanier spécifique du Code Pétrolier, les titulaires sont soumis au régime fiscal et douanier de droit commun dans ses dispositions non contraires à celles du code pétrolier.

Le régime fiscal spécifique au code pétrolier comprend : (i) les droits fixes (DF), (ii) le Bonus de Signature (BS), (iii) la Redevance Superficiare Annuelle (RS), (iv) la Redevance Ad Valorem (RAV), (v) le Profit Oil (PO) dans le cas du CPP, (vi) le Tax Oil (TXO) dans le cas du CPP, (vii) l'Impôt sur les Bénéfices (ISB) dans



le cas des contrats de concession, (viii), la Contribution à la Formation (CF), (ix) le Prélèvement Exceptionnel sur les Plus-values de Cession (PEPC).

Outre la fiscalité spécifique au secteur des Hydrocarbures, le titulaire est soumis à la fiscalité de droit commun, sous réserve des exonérations fiscales et douanières ci-dessous qui lui sont accordées dans le cadre de la conduite des activités pétrolières.

Les titulaires engagés dans un contrat de partage de production avec l'État, ne sont pas soumis à l'Impôt sur les Bénéfices, ainsi que l'Impôt sur les Revenus des Capitaux Mobiliers. C'est le Tax Oil qui tient lieu d'Impôt sur les Bénéfices.

Par contre, dans le cas du contrat de concession, le titulaire est assujéti à l'Impôt sur les Bénéfices, ainsi que l'Impôt sur les Revenus des Capitaux Mobiliers.

Des exonérations sont accordées aux titulaires de permis et d'autorisation d'hydrocarbures en phase de recherche et les cinq premières années en phase d'exploitation.

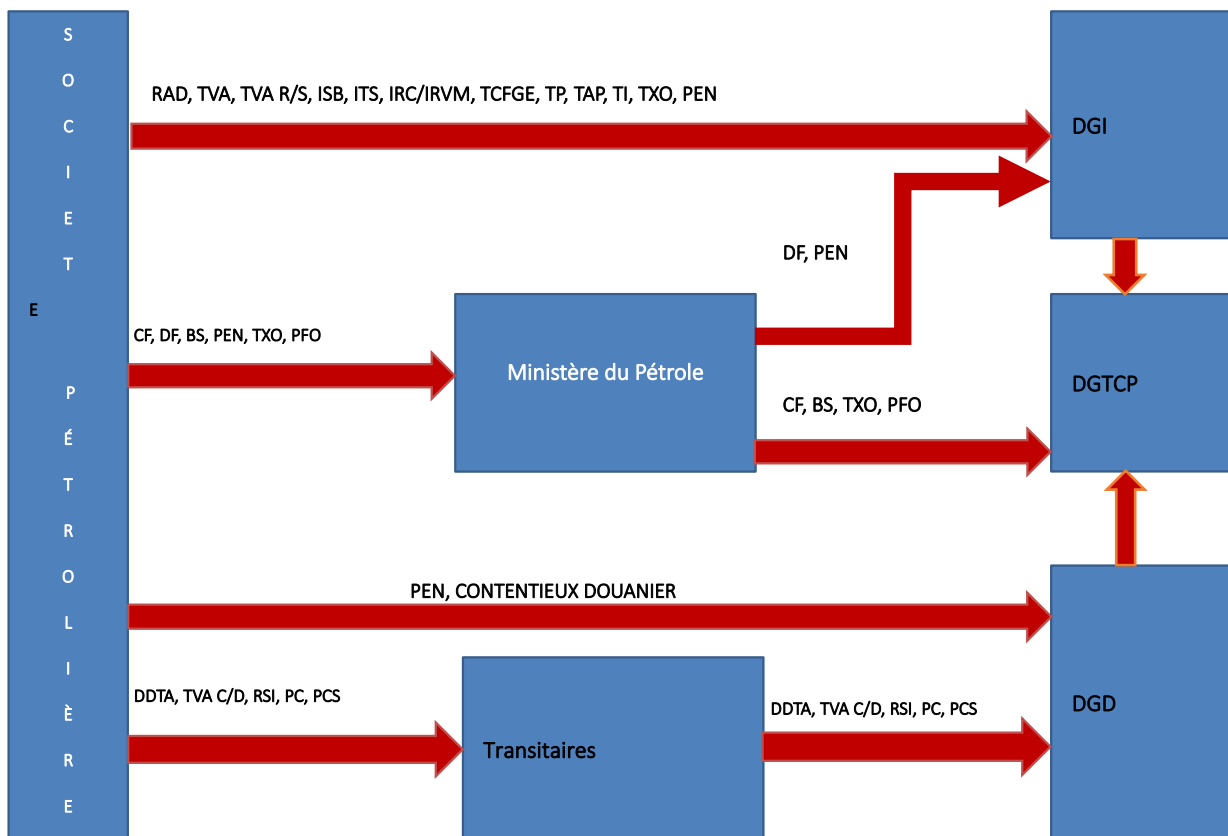


Figure 9 : Flux des paiements du Secteur des Hydrocarbures

B.1.3 Les permis et autorisations

Les permis et les autorisations

Dans le cas du CPP, les autorisations comprennent : l'autorisation de prospection (AP), l'autorisation exclusive de recherche (AER), l'autorisation exclusive d'exploitation (AEE) et l'autorisation de transport intérieur (ATI).



Dans le cas du contrat de concession les titres comprennent : le permis de recherche et le permis d'exploitation.

Il faut noter que les permis, ainsi que le contrat de concession sont retirés du code pétrolier de 2017, au motif que pendant toute la durée d'application du code pétrolier de 2007, aucun investisseur pétrolier n'a fait la demande de permis pétrolier. Il n'y a donc eu aucun contrat de concession signé pendant de 2007 à 2017, année de révision du code pétrolier.

L'octroi des permis et autorisations

L'Autorisations de Prospection est octroyé au demandeur par Arrêté du Ministre en charge des Hydrocarbures.

Les Permis de Recherche et l'Autorisation Exclusive de Recherche sont attribués par Arrêté du Ministre en charge des Hydrocarbures et assortis d'un contrat approuvé par décret pris en Conseil des Ministres.

Les autorisations d'exploitation (CPP) et les permis d'exploitation (CC) sont attribués à une Société Pétrolière ou un Consortium ayant au moins une société pétrolière comme membre par décret pris en Conseil des Ministres. Pour les autorisations, le Contrat Pétrolier est un Contrat de Partage de Production, pour les permis le Contrat Pétrolier est un Contrat de Concession. Le Contrat est signé lors de l'octroi du titre.

Le consortium qui sollicite une autorisation ou un permis doit soumettre à l'approbation du Ministre en charge des Hydrocarbures le contrat d'association de ses membres, ainsi que l'Étude d'Impact Environnemental et Social de ses activités.

Les titulaires de permis ou d'autorisation peuvent s'associer à d'autres sociétés pour mener les activités pétrolières, sous réserve de soumettre au préalable leurs contrats d'association à l'approbation du ministre en charge des hydrocarbures.

Le Contrat de Transport par canalisations est approuvé par le Ministre en charge des Hydrocarbures.

Les contrats pétroliers

Les contrats pétroliers relatifs à la recherche, à l'exploitation et au transport des hydrocarbures sont :

- Le contrat de concession pour les titres miniers d'hydrocarbures ;
- Le contrat de partage de production pour les autorisations minières d'hydrocarbures ;
- Et la convention pour le transport intérieur par canalisations des hydrocarbures.

Les contrats pétroliers afférents au transport des hydrocarbures sont des conventions de transport attachées à l'octroi d'autorisation de transport intérieur. Les conventions de transport font l'objet de textes spécifiques.

La gestion des permis et autorisations

L'article 3 du décret n°2007-082/PRN/MME du 28 mars 2007 fixant les modalités d'application de la loi n° 2007-01 du 31 janvier 2007 portant Code Pétrolier de la République du Niger fait obligation au ministère en charge du pétrole de tenir pour chaque autorisation ou permis, un registre spécial sur lequel sont répertoriés et datés les éléments relatifs à :



- La demande, l'octroi, la durée de validité, le renouvellement, la prorogation de la durée de validité, la renonciation et les mutations du Permis ou de l'Autorisation ;
- La décision de retrait d'un permis ou d'une autorisation, la mise en demeure adressée à cet effet, ainsi que tous les actes ou échanges de documents, d'information ou de correspondance y afférents ;
- L'offre, la conclusion, la modification, le transfert, la résiliation ou la déchéance d'un Contrat Pétrolier et tout avenant, protocole ou accord relatif à un tel contrat.

Au dit registre sont annexées des cartes géographiques à l'échelle requise et sur lesquelles sont reportés et modifiés quand il y a lieu, les périmètres des Permis et Autorisations avec mention et numéro d'inscription au registre, ainsi que les tracés des canalisations d'Hydrocarbures.

Le registre n'est pas mis en ligne et la loi n'a pas précisé s'il peut être consultable sur place. Des informations relatives aux détenteurs à savoir le nom, la date d'attribution et les coordonnées géographiques des permis octroyés sont indiquées dans les décrets et ou arrêtés d'octroi publiés au Journal Officiel.

La situation des permis et autorisations en 2017, se présente comme suit :

- Aucun bloc pétrolier n'a été attribué ;
- Le bloc Ténéré attribué à CNPC International a fait l'objet d'un renouvellement en 2017 ;
- Aucun bloc pétrolier n'a été retiré ;
- **Il n'y a pas eu de mouvements de titres ou d'autorisations cette année.**

La situation des blocs pétroliers valides au 31 décembre 2017 est présentée en Annexe.

La publication des contrats pétroliers

En fin 2017, sur les neuf (9) titres pétroliers en vigueur dont six (6) autorisations exclusives de recherche, deux (2) autorisations exclusives d'exploitation et une (1) autorisation de transport intérieur), seuls les contrats relatifs à six (6) de ces autorisations ont été intégralement publiés au Journal Officiel. Il s'agit de l'AER, l'AEE1, l'AEE2 relatives au bloc Agadem attribuée à CNPC NP, l'AER du bloc KAFRA attribuée à SIPEX, les AER des blocs R1&R2 et R3&R4 attribuées à SAVANNAH, pour un taux de publication de 66,67%.

Le contrat de partage de production signée par CNPC NP a fait l'objet de trois (03) avenants dont un seul a été intégralement publié au journal officiel. Les contrats de partage de production relatifs aux blocs R1&R2 et R3&R4 signés par SAVANNAH ont fait l'objet d'un avenant chacun en 2016. Ces avenants n'ont pas été publiés au journal officiel durant l'année de reportage (Annexe).

B.1.4 Propriété Effective

Le cadre juridique actuel du Niger ne requiert pas de registre des propriétaires réels des sociétés qui soumissionnent, opèrent ou investissent dans les actifs extractifs.



Dans l'attente de la mise en place effective de la feuille de route, le GMC recommande la collecte des informations sur la propriété réelle dans le cadre du Rapport ITIE Niger 2017, en considérant la définition retenue et sans seuil de matérialité.

Conformément à l'exigence 2.5 (e) et afin d'assurer l'exactitude de l'information fournie sur la propriété réelle, le GMC recommande que :

- Le formulaire de déclaration soit signé par une personne habilitée à engager la société ou par un conseiller juridique ;
- Ou être accompagné par les documents attestant de l'exactitude des données de propriété fournie.

B.1.5 Participation de l'État

Les participations de l'État dans l'exploitation pétrolière se résume comme suit :

- Dans les autorisations exclusives d'exploitation des blocs AEE1 et AEE2 Agadem : 15% ;
- Dans la raffinerie de Zinder SORAZ : 40%.



B.2 Référentiel 2017

B.2.1 Seuil de matérialité

Le seuil de matérialité retenu est de 100 MFCFA.

B.2.2 Flux significatifs retenus

Sont retenus, tous les flux de la fiscalité spécifique au secteur, ainsi que les flux de la fiscalité de droit commun hormis la Taxe EDII et les Droits d'Enregistrement et de Timbre.

B.2.3 Sociétés pétrolières et gazières retenues dans le périmètre de réconciliation

Les sociétés retenues dans le périmètre de rapportage sont :

Tableau 21 : Sociétés pétrolières retenues pour la réconciliation

SOCIÉTÉ	CATÉGORIE	PAIEMENT REÇU	%	CUMUL
CNPC NP	Production pétrolière	41 799 995 550	98,02%	98,02%
Savannah	Exploration pétrolière	472 570 803	1,11%	99,13%
Sipex	Exploration pétrolière	177 060 599	0,42%	99,54%
CNPC INT Ténééré	Exploration pétrolière	117 727 246	0,28%	99,82%
CNPC INT BILMA	Exploration pétrolière	75 838 318	0,18%	100,00%
STE WAGIP	Exploration pétrolière	498 850	0,00%	100,00%
TOTAL		42 643 691 366	100%	

Ce périmètre permet d'atteindre une conciliation de 99,82% des revenus provenant du secteur du pétrole pour l'exercice 2017.



B.3 Opérations pétrolières et gazières

B.3.1 Exploration

En 2017, Il n'y a pas eu de mouvements de titres ou d'autorisations, aucun bloc pétrolier n'a été attribué et aucun bloc pétrolier n'est retourné au domaine public. Le bloc Ténéré attribué à CNPC International a fait l'objet d'un renouvellement en 2017.

Les sociétés pétrolières titulaires de permis ou d'autorisations de recherche au Niger sont :

- La société d'État chinoise CNPC, qui à travers sa branche internationale CNODC détient CNPCI et CNPCNP, deux filiales de droit nigérien ;
- La société d'état algérienne qui détient une filiale de droit nigérien, SIPEX Niger ;
- La société Savannah Petroleum cotée à la bourse de Londres qui détient une filiale Savannah Petroleum R1&R2.

Le tableau qui suit donne la liste des sociétés et des permis et autorisation de recherche pétrolière.

Tableau 22 : Liste des sociétés et contrats d'exploration

Société (Groupe)	Bloc	Contrat	Permis/Autorisation	Durée de validité
CNPCI (CNPC)	Bilma	Concession	Permis de recherche	2004-2022
	Ténéré	Concession	Permis de recherche	2004-2020
Sipex Niger (Sonatrach)	Kafra	CPP	AER	2015-2019
Savannah R1&R2	R1&R2	CPP	AER	2013-
(Savannah Petroleum)	R3&R4	CPP	AER	2014-2019

Source : Ministère du Pétrole

Les travaux de recherche de toutes les sociétés ont donné des résultats encourageants qui sont détaillées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 23 : Travaux d'exploration pétrolière

Société (Groupe)	Bloc	Travaux	Période	Découvertes mbb
CNPCI (CNPC)	Bilma	2D 1500 km, 3D 468 km2, TFEM 194 km, Forages 5	2011-2013	OOIP 170, 2P 42
	Ténéré	2D 2292 km, TFEM 431 km	2012-2014	
Sipex Niger (Sonatrach)	Kafra	2D 1400 km Forage 1	2005-2014 2018	OOIP 2P 248
Savannah R1&R2 (Savannah Petroleum)	R1&R2/ R3&R4	TFG 23 544 km2	2014-2015	ND
	R3&R4	Forages 2	2018	ND

Source : Ministère du Pétrole

De 2009 à 2018, les travaux de recherche ont permis de réaliser la découverte de réserves OOIP de 4,11 milliards de barils, répartis comme suit :

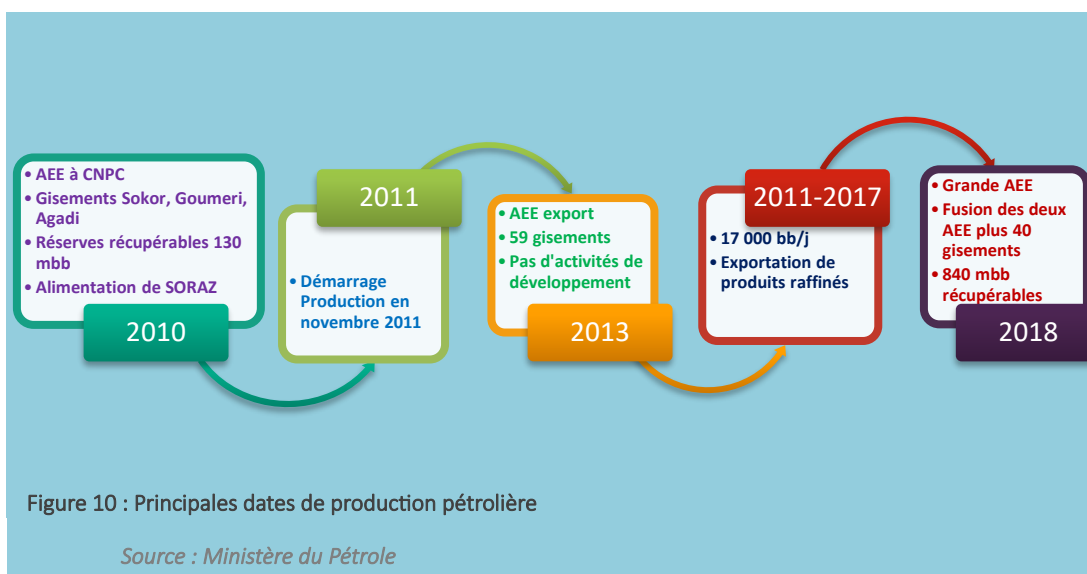
- Agadem 3,694 milliards de barils ;
- Bilma 170 millions de barils ;
- Et Kafra 248 millions de barils.

Sur ces réserves OOIP, les réserves récupérables 2P (P1 et P2) sont estimées à 954 millions de barils.



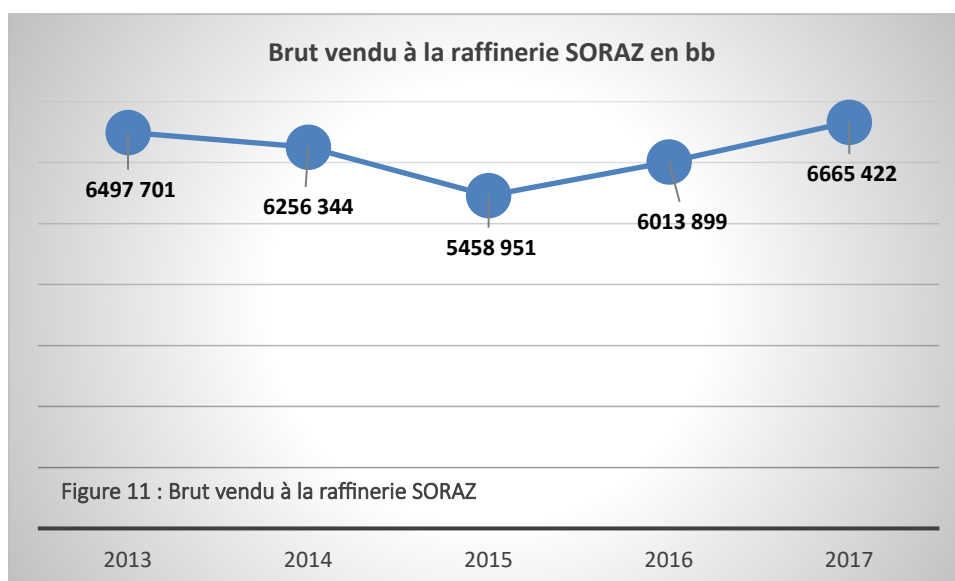
B.3.2 Production

Les principales dates de la production pétrolière se présentent comme l'illustre la figure ci-dessous.



Le tableau qui suit montre l'évolution de la production de pétrole livré à la raffinerie.

Tableau 24 : Évolution de la production d'hydrocarbures de 2013 à 2017					
Production d'hydrocarbures	2013	2014	2015	2016	2017
Production de Brut - Champs pétroliers d'Agadem					
Brut vendu à la raffinerie bb	6 497 701	6 256 344	5 458 951	6 013 899	6 665 422
Prix de cession \$/baril	70	70	55	46	42
Production de la raffinerie SORAZ					
Supercarburant m3	347 002	317 663	235 010	307 214	372 306
Gas-oil m3	584 508	519 692	399 697	404 338	597 637
GPL tonne	50 207	56 610	43 621	54 449	54 923





B.4 Collecte des revenus

B.4.1 Collecte des revenus par flux

Le tableau qui suit montre les flux tels que déclarés par les sociétés et les entités de l'État. Il ressort des écarts importants qui ont été ajustés par l'AI en se référant aux pièces justificatives et aux points focaux.

Flux	Bénéficiaire	Ajustements AI								
		Sociétés	État Niger	Écart	Sociétés	État Niger	Écart	Sociétés	État Niger	Écart
Redevance Ad Valorem	DGI	19 943	20 367	-424	424		424	20 367	20 367	
Tax oil	DGI	17 012	18 808	-1 796	356		356	17 368	18 808	-1 440
ITS	DGI	1 235	1 415	-180	6	14	-7	1 241	1 429	-188
Impôt sur le bénéfice (ISB)	DGI	1 953	2 776	-823	494		494	2 447	2 776	-329
Profit oil	DGTCP	3 769	7 150	-3 381	80	-3 575	3 655	3 849	3 575	274
Précompte ISB	DGI	27	27					27	27	
Redevance superficière	MM/MPe	3 073	3 073					3 073	3 073	
Droits de douanes et taxes assimilées	DGD		802	-802	154		154	154	802	-648
IRVM/IRC	DGI									
TVA retenue à la source	DGI	552	1 644	-1 092	-17		-17	534	1 644	-1 109
Contribution formation	MPe	733	831	-98	98		98	831	831	
Autres flux significatifs	DGI	656		656		656	-656	656	656	
Pénalité (PEN)			248	-248					248	-248
Taxe Immobilière (TI)	DGI	10	10					10	10	
TOTAL		48 963	57 151	-8 188	1 596	-2 905	4 502	50 559	54 246	-3 687

Suite aux ajustements, l'écart entre les déclarations de 3 687 MFCFA, qui représente près de 7% des paiements. Les écarts résiduels feront l'objet d'une correction lors d'une rencontre de l'AI avec les différents points focaux.

B.4.2 Collecte des revenus par société

Le tableau ci-dessous représente les paiements par société, avec la contribution par flux et par société.

Flux	Bénéficiaire	En millions de FCFA					% par flux
		CNPC NP	Savannah	Sipex	Total		
Redevance Ad Valorem	DGI	20 367			20 367	40,28%	
Tax oil	DGI	17 368			17 368	34,35%	
ITS	DGI	1 190	30	21	1 241	2,46%	
Impôt sur le bénéfice (ISB)	DGI	2 447		1	2 447	4,84%	
Profit oil	DGTCP	3 849			3 849	7,61%	
Précompte ISB	DGI		27		27	0,05%	
Redevance superficière	MM/MPe	3 061	7	6	3 073	6,08%	
Droits de douanes et taxes assimilées	DGD	154			154	0,31%	
TVA retenue à la source	DGI	534			534	1,06%	
Contribution formation	MM/MPe	339	394	98	831	1,64%	
Autres flux significatifs	DGI		656		656	1,30%	
Taxe Immobilière (TI)	DGI	7	2	1	10	0,02%	
TOTAL		49 316	1 116	127	50 559	100,00%	
Contribution par société pétrolière		97,54%	2,21%	0,25%	100%		



Quatre flux sur les douze (12), soit 33% des flux, représentent plus de 88 % du montant des paiements. Les paiements au titre du CPP, à savoir la redevance pétrolière, le tax-oil et le profit-oil représentent plus de 82% des revenus pétroliers (hors aval) de l'État.

B.4.3 Notes sur les ajustements

CNPC

La différence de 25 989 MFCFA constatée entre les déclarations de l'État et celles de la CNPC ont été ajustés sur les déclarations de CNPC et celles des entités de l'État.

Données de CNPC

Les ajustements fait sur les données transmises par la CNPC d'un montant de 24 331 MFCFA se détaillent dans le tableau qui suit :

Tableau 27 : Notes sur les ajustements des paiements de CNPC NP		
Flux	Montant MFCFA	Corrections
ISB	494	Régularisation des déclarations de 2017 mais faite en 2016 de +847 MFCFA Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 de -353 MFCFA.
Redevance Ad Valorem	424	Régularisation des déclarations de 2017 mais faites-en 2016 de +2 090 MFCFA Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 d'un montant de -1 666 MFCFA.
Tax Oil	356	Régularisation des déclarations de 2017 faites en 2016 d'un montant de +1 756 MFCFA) Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 d'un montant de -1 400 MFCFA
Droits de douanes et taxes assimilées	154	Régularisation des droits de douane d'un montant de +154 MFCFA non déclarés initialement par CNPC NP.
Profit Oil	80	Régularisation des déclarations de 2017 faites en 2016 d'un montant de +395 MFCFA Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 d'un montant de -315 MFCFA
ITS expatriés	6	Régularisation des déclarations de 2017 faites en 2016 d'un montant de +101 MFCFA, Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 d'un montant de -94 MFCFA.
TVA retenue à la source	-17	Régularisation des déclarations de 2017 faites en 2016 d'un montant de +76 MFCFA, Régularisation des déclarations 2018 faites en 2017 d'un montant de -94 MFCFA.
TOTAL	1 498	

Données de l'État

Les ajustements effectués sur les données transmises par l'État d'un montant de -3 575 MFCFA relativement à un doublon noté sur la déclaration de la DGTCP sur le profit oil.



Savannah

Il s'agit de frais d'assistance juridique d'un montant de 656 MFCFA qui ont fait objet de régularisation.

Sipex

La différence de 98 MFCFA constatée entre les déclarations de l'État et celles de la SIPEX se justifie par la régularisation des frais de formation non déclarés initialement par SIPEX.

La correction de 14 MFCFA faite sur les données de l'État est relative à des montants non déclarés par la DGI mais lesdits montants ont été corroborés avec les quittances.

B.4.9 Qualité des données et assurance de la qualité

Les déclarations des sociétés pétrolières, conformément aux exigences de la norme 2019, seront certifiées par les commissaires aux comptes et endossées par une personne habilitée à représenter la société, ce une fois que les dernières corrections seront apportées à ces déclarations.

Pour les entités de l'État, les déclarations seront transmises à la Cour des Comptes pour certification après les dernières corrections.



B.5 Affectation des revenus

B.5.1 Répartition des revenus pétroliers

La constitution

Le cadre légal régissant l'affectation des revenus miniers, se base d'abord sur la constitution du 25 novembre 2010 qui, en son article 152, stipule que :

« Les recettes réalisées sur les ressources naturelles et du sous-sol sont réparties entre le budget de l'État et les budgets des collectivités territoriales conformément à la loi ».

De plus selon l'article 153 :

« L'État veille à investir dans les domaines prioritaires, notamment l'agriculture, l'élevage, la santé et l'éducation, et à la création d'un fonds pour les générations futures ».

Le code pétrolier

La loi 2007-01 du 31 Janvier 2007 portant code pétrolier dispose en son article 146 que :

« Les recettes pétrolières constituées par la redevance ad valorem, les droits fixes et la redevance superficielle, déduction faite des ristournes concédées aux agents du Ministère en charge des hydrocarbures, sont réparties comme suit :

- *85% au budget national ;*
- *15% pour le budget des communes concernées par les opérations pétrolières, pour le financement du développement local »*

La loi 2014-06 du 16 avril 2014 modifiant et complétant la loi n° 2007-01 du 31 janvier 2007 a étendu ce dispositif à l'ensemble des collectivités territoriales (région et communes) de la région concernée par les opérations pétrolières.

La loi n° 2017-63 du 14 août 2017 portant code pétrolier a repris les dispositions de l'article 146 de la loi de 2007, tout en précisant que les 15% rétrocédés sont prioritairement alloués aux investissements et dépenses préalablement approuvés par les conseils des collectivités territoriales concernées.

B.5.2 Transferts infranationaux

Les transferts infranationaux concernent les 15% de recettes rétrocédées aux collectivités territoriales selon les dispositions du code pétrolier et de la loi 2014-06.

Les modalités de répartition et d'utilisation de ces recettes par les collectivités territoriales bénéficiaires sont fixées par le décret 2015-244 du 8 mai 2015.

Ce décret prévoit deux niveaux de répartition :

- Le premier niveau fait la répartition des revenus rétrocédés entre les communes et la région CT concernée par les opérations pétrolières à hauteur de 85% et 15% respectivement ;
- Le second niveau consiste à la répartition des 85% entre les communes selon les critères de pondération suivants : **(i) poids démographique 25%, (ii) impact environnemental 25%, (iii) effort de mobilisation des ressources internes 15%, (iv) niveau de sous-équipement 25%, (v) superficie 10%.**



L'article premier du décret 2015-244 dispose de l'affectation des revenus rétrocédés aux CT :

- 85% destinés au financement des investissements ;
- 10% affectés au fonctionnement ;
- Et 5% affecté aux services techniques déconcentrées de l'État pour l'assistance technique et le suivi-évaluation des projets initiés sur les fonds rétrocédés.

La détermination du montant total des recettes à rétrocéder aux CT est déterminé comme illustré dans le tableau ci-dessous.

Détermination des montants à rétrocéder aux CT

La détermination du montant total des recettes à rétrocéder aux CT est déterminé comme illustré dans le tableau ci-dessous.

Flux de paiement	Base de calcul brute	Ristourne à déduire	Base nette de calcul des 15% à rétrocéder
Droits fixes	100%	10%	90%
Redevance ad valorem	100%	10 FCFA par baril produit	100%-(10FCFAxnbre de barils produits)
Redevance superficière	100%	10%	90%

Contribution de CNPC NP, Savannah, Sipex et CNPC Ténéré aux transferts infranationaux

Le calcul de la contribution aux transferts infranationaux pour la région de Diffa au titre de 2017, sur la base des paiements des sociétés est comme suit, sur la base d'une production de 6 064 898 barils :

Flux	Montant	Ristourne	Assiette
Redevance ad valorem	20 367	67	20 300
Redevance Superficière	3 073	307	2 766
Droits fixes		-	-
Total Assiette			23 066
15% Région de Diffa			3 460

Ce montant est calculé hors redevances superficières et droits fixes éventuels des autres sociétés retenues pour des déclarations unilatérales.

B.5.3 Gestion des revenus

La loi des finances

Les revenus pétroliers contribuent aux recettes budgétaires de l'État. La loi des finances prévoit et autorise le budget de l'État. L'Assemblée Nationale vote la loi des finances, les crédits budgétaires sont estimés à partir des programmes des politiques publiques.



La loi de règlement arrête les montants définitifs des recettes et des charges de l'État, c'est la loi relative aux résultats de gestion portant approbation des comptes de l'année.

L'Assemblée Nationale peut diligenter une enquête parlementaire sur les activités des différents secteurs et interpeller le gouvernement ou tout membre du gouvernement dans le cadre du contrôle de l'exécutif.

Le Processus d'élaboration budgétaire

Le tableau dans la page suivante présente le processus d'élaboration budgétaire.

Tous les secteurs doivent avoir une politique en cohérence avec les référentiels nationaux (PDES, SDDCI), communautaires (UEMOA, CEDEAO), africain, ainsi que les normes internationales relatives à chaque secteur. Cette politique se décline en stratégie et ensuite en programmes généralement quinquennaux. Les Documents de Programmation Pluriannuelle des Dépenses (DPPD) sont les dépenses du plan triennal glissant qui est partie du programme quinquennal du secteur. Ce plan triennal est glissant jusqu'à épuisement du plan quinquennal. Ailleurs, on parle de cadre de dépenses à moyen terme (CDMT) et l'approche est dénommée approche programme.

Le Budget Citoyen

Le budget citoyen est une présentation simplifiée de la loi des finances qui cible le grand public. Le document présente, entre autres un glossaire des termes budgétaires, le processus budgétaire, les hypothèses de cadrage budgétaire, ainsi que les prévisions de recettes et de dépenses pour l'année.

Le Plan de Développement Communal ou Régional

De la même façon que la budgétisation se fait par programmes au niveau central, les Collectivités Territoriales élaborent des plans quinquennaux de développement : le plan de développement communal pour la commune (PDC) et le plan de développement régional (PDR) pour la région CT.

Les recettes minières rétrocédées aux collectivités territoriales doivent financer des activités inscrites dans les plans de développement communaux. Les collectivités élaborent leur plan annuel d'investissement à partir du PDC ou PDR, ainsi que leur budget de fonctionnement.

Le budget d'investissement de la collectivité doit représenter au moins 45% de son budget total.

Le cadre logique d'intervention du plan donne les indicateurs de suivi-évaluation.

Les institutions de contrôle de la gestion des budgets nationaux et des collectivités

La Cour des Comptes

La Cour des Comptes exerce un contrôle sur la gestion des administrations en charge des programmes et dotations. Elle émet un avis sur les rapports annuels de performance.

La Cour des Comptes élabore un rapport sur l'exécution de la loi des finances et une déclaration générale de conformité entre les comptes des ordonnateurs et ceux des comptables publics.

Elle peut être consultée par le Gouvernement ou l'Assemblée Nationale sur des questions économiques, financières ou de gestion des services de l'État.

Elle peut, à la demande de l'Assemblée Nationale, mener toutes enquêtes et études se rapportant à l'exécution des recettes et des dépenses publiques.



Par ailleurs, la Cour des Comptes contrôle la gestion des CT, ainsi que leur gouvernance.

En outre, la Cour est chargée de la vérification des comptes de gestion des sociétés d'État (SOPAMIN, SONICHAR), ainsi que des sociétés anonymes dans lesquelles l'État possède une part de capital social (COMINAK, SOMAÏR, SML).

C'est dans le cadre de ses missions que la Cour des Comptes a effectué en 2022, un « **Audit de conformité des dépenses fiscales dans le domaine des industries extractives de 2017 à 2020** ». Cet audit a montré, entre autres, des insuffisances dans le suivi des clauses contractuelles par le Ministère des Mines et le suivi du matériel et équipements exonérés par le Ministère des Finances.

La Cour des Comptes a dans son rapport de 2021 effectué le contrôle de la gestion de la région de Zinder, au titre des exercices de 2014 à 2017

L'Inspection Générale des Finances (IGF)

L'IGF assiste le Ministre en charge des Finances dans l'exercice de sa mission de contrôle permanent des finances et du patrimoine de l'État, des CT, des entreprises publiques, des sociétés d'État, des sociétés d'économie mixte, ainsi que toute entité recevant un concours financier et/ou matériel de l'État, des concessionnaires et d'affermage d'un service public et des contrats de PPP.

Elle veille en général à contribuer à l'amélioration de la gestion des finances publiques.

Elle participe à des missions d'audit, de représentation, d'information et de consultation auprès des organismes cités à l'alinéa ci-dessus.

L'Inspection Générale d'Administration du Territoire (IGAT)

L'IGAT est un organe de veille, d'inspection, de contrôle, d'appui-conseil, de supervision de passations de service, d'enquête, d'audit et d'étude sous l'Autorité du Ministre en charge de l'aménagement du territoire. Les missions ont pour finalité la sauvegarde de l'intérêt général et de la légalité au sein des différentes composantes structurelles de l'administration du territoire en vue d'une saine gestion des deniers publics et du patrimoine.

Les missions d'inspection générale et de contrôle, consiste à réaliser les activités d'audit comptable, de contrôle de la gouvernance (administrative, de développement et foncière), et le suivi des investissements réalisés sur fonds propres par les collectivités.

Après tout ce processus un rapport provisoire est élaboré et transmis à la CT concernée qui a un délai d'un (1) mois pour fournir les éléments de réponse aux différents griefs relevés, dans le souci du respect du contradictoire.



Tableau 31 : Processus d'élaboration du budget			
Phases	Activités	Acteurs	Calendrier
Cadrage budgétaire	Définition des priorités et choix stratégiques budgétaires	Cab/PM, DGB/MF, DGE/MP	Janvier – Février
	Détermination des enveloppes globales et sectorielles	DGB/MF	Mars-Avril
	Notification des enveloppes aux ministères secteurs et aux institutions à travers une circulaire	DGB/MF	Mai
	Élaboration des DPPD des ministères et institutions	Ministères et institutions	Mai-Juin
Arbitrage	Examen des DPPD	DGB/MF	Juillet
	Arbitrage des DPPD	MF	Juillet-Août
	Arbitrage de l'avant-projet de LFI	Gouvernement	Septembre
	Adoption de la LFI par le gouvernement	Gouvernement	Septembre
Adoption de la Loi des Finances	Dépôt du projet de LFI à l'assemblée	SGG	Septembre
	Examen par la Commission Finances et Budget et avis des autres commissions,	Parlement	Octobre-Décembre
	Promulgation de la LFI	Président de la République du Niger	Décembre



B.6 Dépenses sociales et économiques

B.6.1 Dépenses sociales par société

Les dépenses sociales réalisées par CNPC NP pour 2017 sont présentées dans le tableau qui suit.

Description	Date	Montant
Réparations maison de la chefferie village de Trouna	2017/02/02	500 000
Contribution à l'organisation du festival de BLANOKOUR	2017/05/02	40 000 000
Donation aux victimes de désastres naturels au Niger	2017/06/14	3 516 067
Sponsoring du festival de Tende de Afoukada 2017	2017/06/26	500 000
Contribution à la Journée Nationale de plantation d'arbre	2017/12/29	1 000 000
Total		45 516 067

Pour Savannah, les dépenses sociales faites en 2017 se présentent comme suit :

Description	Date	Montant
Dépistage fièvre de la vallée de rift Ngourti	18/07/2017	15 201 000
Produits pharmaceutiques	31/08/2017	7 049 830
Produits pharmaceutiques	19/06/2017	1 115 800
Total		23 366 630

Les dépenses totales des deux sociétés s'élèvent à 68 882 697 FCFA.



B.6.2 Contribution du secteur des Hydrocarbures à l'Économie

Le tableau et la figure qui suivent présentent la contribution du secteur des hydrocarbures à l'économie.

Tableau 34 : Contribution du secteur des hydrocarbures à l'économie en 2017	
Contribution au	%
PIB	5,40
Recettes Fiscales	14,20
Exportations	21,57

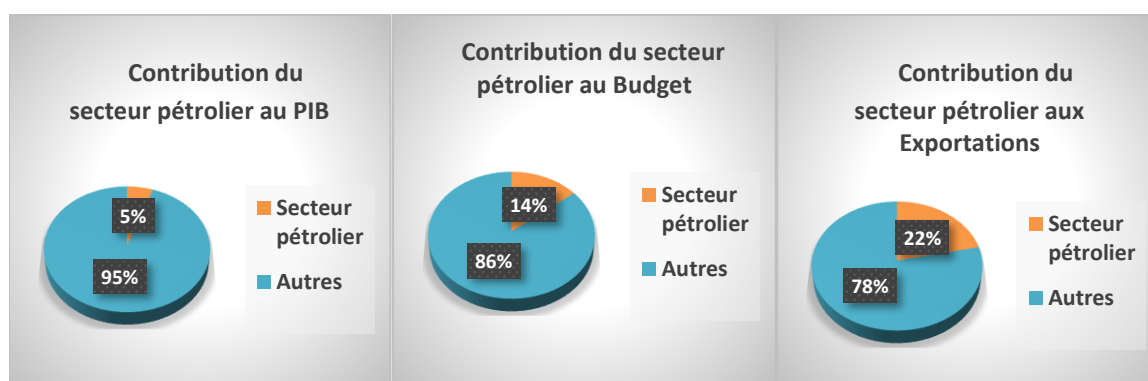


Figure 12 : Contribution du secteur des hydrocarbures à l'économie en 2017

B.6.3 Impact environnemental des activités extractives

Les opérations pétrolières ont des impacts négatifs importants sur l'environnement si des mesures de protection ne sont pas prises. Les titulaires des autorisations de recherche sont tenus de s'engager à réaliser une étude d'impact environnemental dans les douze (12) mois qui suivent l'octroi de leur autorisation. Ils ne peuvent entreprendre d'opérations pétrolières avant d'avoir réalisé une notice d'impact environnemental approuvée par le Ministre en charge de l'environnement.

Toute demande d'autorisation exclusive d'exploitation ou de transport intérieur d'hydrocarbures est accompagnée d'une étude d'impact environnemental approfondie approuvée par le Ministre en charge de l'environnement.

Par ailleurs, le titulaire d'autorisation est tenu de se conformer à la législation en vigueur relative aux établissements dangereux, insalubres ou incommodes (EDII).

Généralement, les titulaires présentent dans leur étude d'impact, un plan de gestion environnemental et social (PGES) qui présente les dépenses annuelles de mitigation des impacts environnementaux, ainsi que les travaux de réhabilitation et d'abandon à la fin des opérations.



B.7 Conclusion- Recommandations

B.7.1 Conclusion

B.4.3 Conclusion et recommandations

Les revenus de l'État en provenance du secteur des hydrocarbures se chiffrent à plus de **54 246 MFCFA**. Les écarts enregistrés qui totalisent **3 687 MFCFA** après ajustements de l'AI représentent **près de 7% des paiements**, ce au profit de l'État.

Tableau 35 - Secteur des hydrocarbures - Revenus de l'État par entité en 2017		
Entité de l'État	Montant	%
DGD	802	1,48
DGI	45 964	84,73
DGTCP	3 575	6,59
MPe	3 905	7,20
Total	54 246	100,00

La figure qui suit illustre la distribution des revenus par entités de l'État. Notons que la DGI engrange près de 85% des revenus, car elle a engrangé cette année un Bonus de Signature du fait de l'octroi de la Grande AEE à CNPC.

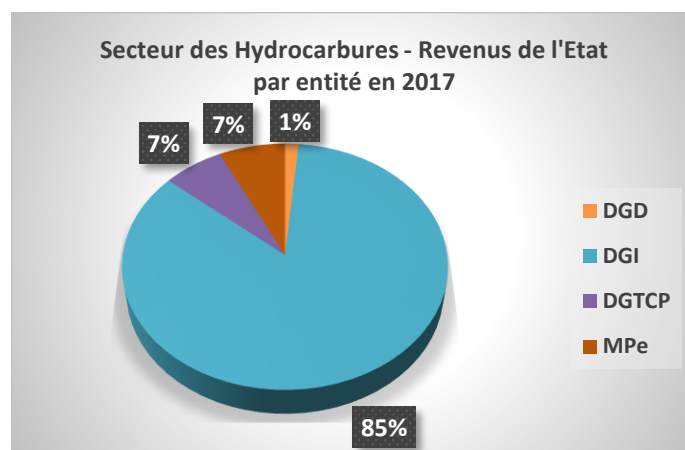


Figure 13 : Secteur Pétrolier – Revenus des entités de l'État

B.7.2 Recommandations

Les constats suivants sont à la base des recommandations formulées ci-dessous :

- Les points focaux des sociétés privées extractives ne sont pas tous des comptables et/ou des financiers, ce qui a rendu difficile le renseignement des formulaires et les travaux de correction avec l'équipe d'audit ;



- Il y a des difficultés d'interfaçage entre les systèmes informatiques des entités du Ministère des Finances, à savoir la DGD, la DGTCP et la DGI ;
- Les données peuvent être reçus par la DGTCP agrégées en provenance de la DGD ou d'autres entités.
- La DGTCP fait la saisie des données de façon agrégées même lorsqu'elles sont désagrégées ;
- Le manque de pièces justificatives du côté des entités de l'État ;
- Les sociétés ne sont pas localisées par région, ce qui peut fausser le calcul des 15% rétrocédés aux CT ;
- Le cadastre numérique n'est pas opérationnel ;
- Nous n'avons pas obtenu toutes les données attendues dans les formulaires de déclaration, notamment la propriété effective, l'emploi (incluant le genre), les dépenses sociales pour certaines sociétés, les dépenses environnementales ;
- Il n'y a pas de système de gestion de base de données informatisé tant au Ministère des Mines qu'au Ministère du Pétrole. Les responsables se «débrouille» avec le Tableur Excel pour tenir à jour tous les flux et autres données.

Au regard de tous ces constats, nous faisons les recommandations suivantes :

L'application de la norme ITIE 2019

Il serait souhaitable de rappeler régulièrement, surtout au gouvernement et aux sociétés extractives leur engagement vis-à-vis des principes de l'ITIE et de sa norme. Ce rappel permettra aux parties prenantes de bien cerner les exigences de la norme afin de faciliter, entre autres, la collecte des données pour les besoins du rapportage ITIE. Il faut nommer des points focaux qui connaissent la norme et qui aient des compétences financières et comptables.

Un système d'information intégré

Les données contextuelles, les données fiscales, les données relatives aux opérations minières, ainsi que les données cadastrales des Industries Extractives, devraient être collectées et gérées dans un **système d'information intégré** (SII) informatique, à travers une collaboration entre le Ministère des Mines, le Ministère du Pétrole et le Secrétariat Exécutif de l'ITIE Niger. À terme, il faut s'assurer d'une part de la compatibilité des systèmes informatiques du Ministère des Finances, et d'autre part de la comptabilité de ces systèmes avec le système d'information intégré des mines, du pétrole et de l'ITIE. Ce système pourra fournir des données fiables à l'ITIE, l'INS et à la BCEAO.

Le suivi de la dépense fiscale

L'UEMOA exige que les pays membres évaluent la dépense fiscale afin d'en tenir compte dans leur budget annuel. La cour des comptes a réalisé « **un audit de la conformité des dépenses fiscales du secteur extractif de 2017 à 2020** ». Elle a recommandé aux deux secteurs de s'organiser pour faire le suivi des dépenses fiscales avec son corollaire de la nécessité de l'audit physique des investissements.

Le suivi de l'exécution des contrats miniers

Faute de ressources, le secteur extractif peine à faire la surveillance de l'exécution des contrats miniers et pétroliers. Ce suivi est important, afin de s'assurer de la mise en œuvre des programmes des travaux pour lesquels les titulaires ont pris des engagements, de faire la compilation des travaux des sociétés, l'inventaire physique des immobilisations des opérateurs, afin d'assurer un meilleur contrôle sur la capitalisation des dépenses de recherche et des coûts pétroliers.



L'appui aux projets de développements des CT

Les codes minier et pétrolier prévoient des dépenses sociales à travers la RSE, des Programmes Pétroliers de Développement Communautaire ou Régional. De même, les Collectivités Territoriales présentent des faiblesses pour absorber les montants qu'elles reçoivent au titre des transferts infranationaux, par manque de compétences pour générer et gérer des projets ambitieux de développement.

Une étude par région des besoins en projets d'infrastructures sociales et de potentiels projets de parcs agro-industriels permettrait de mettre à disposition, pour chacune des régions, une base de données de projets qui pourraient être financés par les transferts infranationaux, les dépenses des sociétés extractives dans le cadre de la RSE, les Programmes Pétroliers de Développement communautaire ou régional, ainsi que le FAD et le FP.

Par ailleurs, un fiduciaire peut être proposé pour encadrer des CT pilotes qui seraient choisies dans chaque région afin de renforcer leurs capacités de gestion des transferts et des programmes miniers et pétroliers de développement communal ou régional.

Annexes

