

Extractive Industries Transparency Initiative
CONSEIL NATIONAL ITIE
CÔTE D'IVOIRE

Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives en Côte **d'Ivoire**

RAPPORT ITIE 2024

Aout 2026



Table des matières

1. RESUME EXECUTIF 17
MESSAGES CLES 17
1.1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DU RAPPORT 17
1.2 CHIFFRES CLES 2024 19
1.3 APPORTS ET INNOVATION DU RAPPORT ITIE 2024 23
1.4 SYNTHESE DES CONSTATATIONS DE L'AI 25
1.5 CARTOGRAPHIE DES RISQUES IDENTIFIES 31
1.6 RECOMMANDATIONS STRATEGIQUES 32
2. CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL, CONTRATS ET LICENCES 35
2.1 Cadre juridique et régime fiscalité 35
2.2 Octroi de contrats et de licences 66
2.3 Registre des licences 93
2.4 Divulgation des contrats 98
2.5 Propriété effective 106
2.6 Participation de l'Etat et entreprises d'État 112
3. EXPLORATION ET PRODUCTION 153
3.1. Activités d'exploration 153
3.2. Données de production 160
3.3. Données d'exportation 166
3.4. Émissions de gaz à effet de serre 176
4. COLLECTE DES RECETTES 178
4.1. Périmètre et divulgation des taxes et des recettes 178
4.2. Recettes des ventes des parts de production de l'État et autres recettes perçus en nature 186
4.3. Dispositions relatives aux infrastructures et accords de troc 196
4.4. Revenus provenant du transport et du raffinage 203
4.5. Transactions liées aux entreprises d'Etat 204
4.6. Paiements infranationaux 204
4.7. Niveau de désagrégation 205
4.8. Base et période de déclaration 207
4.9. Qualité et assurance des données 207
4.10. Coûts des projets 246
5. GESTION ET REPARTITION DES RECETTES 253
5.1. Répartition des recettes extractives 253
5.2. Transferts infranationaux 258

5.3. Informations supplémentaires sur la gestion des recettes et dépenses 259
a) Manganèse 269
b) Nickel 269
c) Diamant 270
d) Carrières (granite, sable, pouzzolane) 270
e) Synthèse - Durabilité des recettes et hypothèses budgétaires 270
6. DEPENSES SOCIALES ET PAIEMENTS ENVIRONNEMENTAUX 271
6.1 Dépenses sociales 271
6.2 Paiements environnementaux 283
6.3 Dépenses quasi-budgétaires 291
6.4 Contribution du secteur extractif à l'économie 299
6.5 Impact environnemental et social 308
6.6 Contenu local 324
7 ANALYSE DES REVENUS DU SECTEUR EXTRACTIF 327
7.1 Paiements globaux du secteur extractif 327
7.2 Revenus budgétaires 334
7.3 Paiements sociaux, environnementaux et CDLM 338
8 CONSTATATIONS & RECOMMANDATIONS 340
8.1 Constatations et recommandations 2024 340
8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieures 365
9 ANNEXES (FICHIER EXCEL JOINT AU RAPPORT) 371
Annexe 1 Compilation questionnaire général. 371
Annexe 2 Etude d'impact environnemental et consultations communautaires. 371
Annexe 3 Critères techniques et financiers pour l'octroi de titres miniers. 371
Annexe 4 Liste des Permis et autorisations minières octroyées en 2024. 371
Annexe 5 La méthode de sélection des échantillons des dossiers d'octroi. 371
Annexe 6 Checklist Octroi des licences – minier. 371
Annexe 7 Actionnariat et bénéficiaires effectifs des cessionnaires. 371
Annexe 8 Liste des permis et autorisations minières renoncées en 2024. 371
Annexe 9 Liste des renouvellements des permis et des autorisations minières en 2024. 371
Annexe 10 Cadastre des permis pétroliers valides au 31/12/2025. 371
Annexe 11 Répertoire des titres miniers - au 31/12/2024. 371
Annexe 12.1 Actionnariat & Bénéficiaires effectifs Sociétés du périmètre ITIE 2024. 371
Annexe 12.2 Tableau comparatif– Propriétés légales & bénéficiaires effectifs. 371
Annexe 13 Dispositions légales régissant les entreprises d'Etat et leurs relations avec l'Etat. 371
Annexe 14 Exemple d'illustration de l'opération de SWAP. 371

Annexe 15 Ventes du Pétrole et du Gaz naturel : Part Etat et PETROCI 2024 371
Annexe 16 Dispositions prévues dans les contrats de commercialisation de PETROCI CI-11 371
Annexe 17 Détail de la production de l'EMAPE par région en 2024 371
Annexe 18 Détail de production de la carrière en 2024 371
Annexe 19 Détail des exportation Pétrolières par expédition déclaré par les sociétés 371
Annexe 20 Détail des ventes de Pétrole brut à la SIR en 2024 371
Annexe 21 Détail des exportations minières par expédition en 2024 371
Annexe 22 Profil des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement 371
Annexe 23 Le détail des entreprises retenues dans la déclaration unilatérale 371
Annexe 24 Nomenclature des flux de paiement 371
Annexe 25 Détail des exportations de Pétrole Brut - Part de l'Etat en 2024 371
Annexe 26 Détail des ventes du Pétrole Brut et du GAZ - Part de l'Etat à la SIR 371
Annexe 27 Détail des ventes de Gaz à CI Énergie 371
Annexe 28 Détail des ventes de gaz compensées avec les factures d'électricité 371
Annexe 29 Détail de commercialisation (pétrole brut-Gaz) - Part PETROCI 371
Annexe 30 Détail recouvrement des Revenus en nature - Part PETROCI (2024) 371
Annexe 31 Détail de commercialisation du pétrole brut - Part PETROCI CI-11 (2024) 371
Annexe 32 Sommaire du contrat de transport de gaz des blocs CI-26 et CI-40 371
Annexe 33 Etat des soumissions des formulaires de déclaration 371
Annexe 34 Fiche de conciliation par société 371
Annexe 35 Tableau détail des paiements sociaux Obligatoires - Secteur Pétrolier 371
Annexe 36 Tableau détail des paiements sociaux Volontaires - Secteur Pétrolier 371
Annexe 37 Détail des dépenses PETROCI Fondation 371
Annexe 38 Décaissements CDLM au titre de l'exercice 2024 372
Annexe 39 PAIEMENTS SOCIAUX VOLONTAIRES- SECTEUR MINIER 372
Annexe 40 Tableau détail des paiements environnementales - Secteur Pétrolier 372
Annexe 41 Tableau détail des paiements environnementales - Secteur Minier 372
Annexe 42.1 Détail des Dons PETROCI Holding 372
Annexe 42.2 Dépenses sociales Volontaires PETROCI CI-11 372
Annexe 43.1 Tableau des effectifs par société Pétrolière 372
Annexe 43.2 Tableau des effectifs par société Minière 372
Annexe 44.1 Détail des sous-traitants : Secteur Pétrolier 372
Annexe 44.2 Détail des sous-traitants : Secteur Minière 372
Annexe 45.1 Compilation des paiements extractifs en 2024 372
Annexe 45.2 Détail des revenus budgétaires en 2024 372

Liste des abréviations

Abréviation / Sigle	Définition
SIGLES INSTITUTIONNELS, FISCAUX ET TECHNIQUES	
AEA	Autorisation d'Exploitation Artisanale
AECA	Autorisation d'Exploitation de Substances de Carrière Artisanale
AECI	Autorisation d'Exploitation de Substances de Carrière Industrielle
AEJ	Agence de l'Emploi des Jeunes
AEPE	Agence de Promotion de l'Emploi (contribution contractuelle)
AESI	Autorisation d'Exploitation Semi-Industrielle
AGO	Assemblée Générale Ordinaire
AGRAC	Agence de Gestion et de Recouvrement des Avoirs Criminels
AI	Administrateur Indépendant
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
AIRSI	Impôt sur le Revenu du Secteur Informel
AISC	All-In Sustaining Cost (Coût de maintien tout compris)
AML/CFT	Anti-Money Laundering and Counter-Terrorist Financing
ANDE	Agence Nationale De l'Environnement
ANRMP	Autorité Nationale de Régulation des Marchés Publics
ANSTAT	Agence Nationale de la Statistique
API	American Petroleum Institute (densité pétrolière)
ASX	Australian Securities Exchange (Bourse australienne)
AXCI	Autorisation d'Extraction de Substances de Carrière Industrielle
Bbl / BBL	Baril (unité de volume pétrolier = 158,987 litres)
BCEAO	Banque Centrale des États de l'Afrique de l'Ouest
BCF	Milliards de pieds cubes (Billion Cubic Feet)
BIC	Impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux
BMC	Bureau du Marché Carbone
BNC	Impôt sur les Bénéfices Non Commerciaux
BOAD	Banque Ouest Africaine de Développement
BRICM	Brigade de Répression des Infractions au Code Minier
CAF	Coût, Assurance, Fret (Incoterm)
CAPEX	Capital Expenditures (Dépenses d'investissement)

Abréviation / Sigle	Définition
CC	Contrat de Concession
CDLM	Comité de Développement Local Minier
CENTIF	Cellule Nationale de Traitement des Informations Financières
CEPICI	Centre de Promotion des Investissements en Côte d'Ivoire
CGI	Code Général des Impôts
CIAPOL	Centre Ivoirien Antipollution
CIM	Commission Interministérielle des Mines
CIP	Commission Interministérielle Pétrolière
CN-ITIE	Comité National de l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
CNPS	Caisse Nationale de Prévoyance Sociale
CPP	Contrat de Partage de Production
CSCS	Compte Séquestre (ressources de compte séquestre minier)
CSRD	Corporate Sustainability Reporting Directive (UE)
DAT	Dépôt À Terme
DFI	Décision Finale d'Investissement
DFS	Definitive Feasibility Study (Étude de faisabilité définitive)
DGBF	Direction Générale du Budget et des Finances
DGD	Direction Générale des Douanes
DGE	Direction des Grandes Entreprises
DGH	Direction Générale des Hydrocarbures
DGI	Direction Générale des Impôts
DGMG	Direction Générale des Mines et de la Géologie
DGPE	Direction Générale du Portefeuille de l'État
DGTCP	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique
DMO	Domestic Market Obligation (Obligation de livraison au marché domestique)
DPBEP	Document de Programmation Budgétaire et Économique Pluriannuel
DPP	Direction des Participations et de la Privatisation
EBIT	Earnings Before Interest and Taxes (Résultat avant intérêts et impôts)
EIE	Étude d'Impact Environnemental
EIES	Étude d'Impact Environnemental et Social
EMAPE	Exploitation Minière Artisanale et à Petite Échelle

Abréviation / Sigle	Définition
EPC	Entreprise de Production et de Commerce d'explosifs civils
ESG	Environmental, Social and Governance (Critères ESG)
ETS	Système d'Échange de Quotas d'Émissions
FCFA	Franc de la Coopération Financière en Afrique (code ISO : XOF)
FD	Formulaire de Déclaration
FDFP	Fonds de Développement de la Formation Professionnelle
FDL	Fonds de Développement Local
FEM	Fonds pour l'Environnement Mondial
FMI	Fonds Monétaire International
FNDE	Fonds National De l'Environnement
FOB	Free On Board (Franco à bord – Incoterm)
FPSO	Floating Production Storage and Offloading (Unité flottante de production, stockage et déchargement)
FSD-CI	Fonds de Soutien au Développement de la Côte d'Ivoire
g/t	Gramme par tonne (teneur en métal)
GAAP	Generally Accepted Accounting Principles
GES	Gaz à Effet de Serre
GMP	Groupe Multipartite
GS-LOI / GSLOIL	Groupement Spécial de Lutte contre l'Orpaillage Illégal
ha	Hectare (unité de surface)
HABG	Haute Autorité pour la Bonne Gouvernance
HS	Harmonized System (Système harmonisé douanier)
ICPE	Installations Classées pour la Protection de l'Environnement
IFC	International Finance Corporation (Banque mondiale)
IFRS	International Financial Reporting Standards
IGF	Inspection Générale des Finances
IMF	Impôt Minimum Forfaitaire
INTOSAI	International Organisation of Supreme Audit Institutions
IPC	Indice de Perception de la Corruption
IRC	Impôt sur le Revenu des Capitaux Mobiliers
IRF	Impôt sur le Revenu Foncier

Abréviation / Sigle	Définition
IRVM	Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières
IS	Impôt sur les Sociétés
ISA	International Standards on Auditing
ISRS	International Standards on Related Services
ISSB	International Sustainability Standards Board
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
ITS	Impôt sur les Traitements et Salaires
JORC	Joint Ore Reserves Committee (code de reporting des ressources minières)
JV	Joint Venture (Coentreprise)
km²	Kilomètre carré (unité de surface)
koz	Millier d'onces troy (kilounce)
LBC/FT	Lutte contre le Blanchiment de Capitaux et le Financement du Terrorisme
LBMA	London Bullion Market Association (référence du prix de l'or)
LF	Loi de Finances
LFR	Loi de Finances Rectificative
LIBOR	London Interbank Offered Rate (taux interbancaire de référence)
M FCFA	Million de Francs CFA
Mds FCFA	Milliards de Francs CFA
Mds USD	Milliards de Dollars américains
MEPD	Ministère d'État, Ministère du Plan et du Développement
MIGA	Multilateral Investment Guarantee Agency (Banque mondiale)
MINEDDTE	Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et de la Transition Écologique
MMBBLS	Millions de barils
MMBTU	Million de British Thermal Units (unité d'énergie – gaz naturel)
MMSCF / MMSCFD	Million de pieds cubes standard (par jour)
MPBGLC	Ministère de la Promotion de la Bonne Gouvernance, du Renforcement des Capacités et de la Lutte contre la Corruption
MUSD	Million de Dollars américains
MW / MWh	Mégawatt / Mégawattheure
NC	Non Communiqué
NSR	Net Smelter Return (Redevance nette fonderie)

Abréviation / Sigle	Définition
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
ONU	Organisation des Nations Unies
oz	Once troy (unité de masse métaux précieux = 31,1035 g)
PA	Paying Interest (Intérêt payant) / Participation Additionnelle
PCA	Président du Conseil d'Administration
PDLM	Plan de Développement Local Minier
PE	Permis d'Exploitation
PEA	Preliminary Economic Assessment (Évaluation Économique Préliminaire)
PGES	Plan de Gestion Environnementale et Sociale
PGT	Payeur Général du Trésor
PI	Carried Interest (Intérêt porté)
PIB	Produit Intérieur Brut
PM	Premier Ministre
PNUE	Programme des Nations Unies pour l'Environnement
PPE	Personnes Politiquement Exposées
PPEF	Pôle Pénal Économique et Financier
PV	Photovoltaïque
QP	Quote-Part
RBE	Registre des Bénéficiaires Effectifs
RCCM	Registre du Commerce et du Crédit Mobilier
REDD+	Réduction des Émissions dues à la Déforestation et à la Dégradation des forêts
RIK	Royalty In Kind (Redevance en nature)
RNI	Résultat Net Imposable
RSE	Responsabilité Sociétale des Entreprises
SARL	Société à Responsabilité Limitée
SARLU	Société à Responsabilité Limitée Unipersonnelle
SCOOPS	Sociétés Coopératives Simplifiées
SDR	Droits de Tirage Spéciaux (Special Drawing Rights – FMI)
SOFR	Secured Overnight Financing Rate (taux de référence américain)
SWAP	Opération d'échange (pétrole brut contre produits raffinés)

Abréviation / Sigle	Définition
TCI	Taxe Communautaire d'Intégration
tCO_2 / tCO_2e	Tonne de CO_2 / Tonne équivalent CO_2
TCP	Taxe de Préférence Communautaire
TdR	Termes de Référence
TEE	Statut d'Entreprenant
TEP	Tonne Équivalent Pétrole
TOFE	Tableau des Opérations Financières de l'État
TPCI	Trésor Public de Côte d'Ivoire
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TVLP	Taxe sur la Valeur des Locaux Professionnels
UE	Union Européenne
UEMOA	Union Économique et Monétaire Ouest-Africaine
UNCAC	United Nations Convention Against Corruption
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USD	Dollar des États-Unis d'Amérique
USD/bbl	Dollar par baril (prix unitaire du pétrole brut)
USD/oz	Dollar par once troy (prix unitaire de l'or)
VCS	Verified Carbon Standard (Verra)
WI	Working Interest (Intérêt opérationnel)
XOF	Franc CFA UEMOA (code ISO monétaire)
SOCIÉTÉS ET OPÉRATEURS	
BGM	Bonikro Gold Mine (filiale Endeavour Mining — mine de Bonikro)
BMSA	Bondoukou Manganèse SA
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Électricité
CMB	Compagnie Minière du Bafing (nickel — région du Bafing)
CML	Compagnie Minière du Littoral SA
CNR	Canadian Natural Resources International (opérateur bloc Baobab CI-26/CI-40)
IMMSA	Ivoirienne de Manganèse et Métaux SA
PETROCI	Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire
PMCI	Perseus Mining Côte d'Ivoire
PMY	Perseus Mining Yaouré SA

Abréviation / Sigle	Définition
RMM	Ressources Minières de Minignan (bauxite — ex LEB)
SIFAL	Société Ivoirienne de Fabrication de Lubrifiants
SIFAP	Société Ivoirienne de Fabrication et d'Approvisionnement en Produits pétroliers
SIR	Société Ivoirienne de Raffinage
SMD	Société des Mines de Daapleu
SMI	Société des Mines d'Ity (Endeavour Mining — mine d'Ity)
SML	Société des Mines de Lafigué (Endeavour Mining)
SMSA	Shiloh Manganèse SA
SMT	Société des Mines de Tongon (Atlantic Group / Barrick)
SODEMI	Société pour le Développement Minier de la Côte d'Ivoire
TRAFIGURA	Trafigura Group (négociant international en matières premières)
VITOL	Vitol Group (négociant international en énergie)

Liste des Tableaux

Tableau 1 : Rôles et responsabilités des Agences Gouvernementales du secteur des hydrocarbures....36
Tableau 2 : : Instruments fiscaux applicables aux Contrats des Concession....38
Tableau 3 : : Instruments fiscaux applicables aux CPP....40
Tableau 4 : Rôles et responsabilités des Agences Gouvernementales du secteur minier....45
Tableau 5 : : Instruments fiscaux applicables au secteur minier....47
Tableau 6 : : Incitations fiscales et douanières....48
Tableau 7 : Récapitulatif des titres miniers octroyés en 2024 par substance....82
Tableau 8 : Récapitulatif des autorisations octroyées en 2024 par substance....82
Tableau 9 : Situation des cessions et transferts des droits miniers en 2024....84
Tableau 10 : Opérations de cessions identifiées (annonces publiques) en 2024 -secteur minier....86
Tableau 11 : Synthèse des renonciations enregistrées en 2024 -secteur minier....90
Tableau 12 : Synthèse des renouvellements enregistrés en 2024 - secteur minier....90
Tableau 13 : Principales autorisations pétrolières....93
Tableau 14 : Contrats conclus depuis 2021....102
Tableau 15 : Contrats modifiés depuis 2021....102
Tableau 16 : Permis d'exploitation actifs - 31 décembre 2024....103
Tableau 17 : Nouveaux permis accordés depuis 2021....104
Tableau 18 : Permis renouvelés depuis 2021....104
Tableau 19: Permis en cours de renouvellement au 31 décembre 2024....105
Publication Tableau 20: Liste des conventions minières publiées....105
Tableau 21 : Participations directes de l'État dans les sociétés pétrolières....115
Tableau 22 : Participations de PETROCI-Holding au 31/12/2024 (en millions de FCFA)....116
Tableau 23 : Participations de PETROCI dans les blocs en production....120
Tableau 24 : Participations de PETROCI dans les blocs en recherche....121
Tableau 25 : Nouveaux blocs attribués avec participation de PETROCI....123
Tableau 26 : Financements contractés par PETROCI au 31 décembre 2024....124
Tableau 27 : Financement contracté par PETROCI CI-11....126
Tableau 28 : Détails des paiements fiscaux de la PETROCI 2024....128
Tableau 29 : Participations de l'Etat dans le capital des société minières en 2024....145
Tableau 30 : Production de pétrole brut par bloc, 2023–2024 (code HS : 2709.00)....160
Tableau 31 : Production de gaz naturel par bloc, 2023–2024 (code HS : 2711.21)....160
Tableau 32 : Prix unitaires de référence issus des déclarations SWAP 2024....161
Tableau 33 : Valorisation totale de la production 2024 par bloc....161
Tableau 34 : Production et valorisation 2024 — Or brut Code HS : 7108.12....162
Tableau 35 : Production et valorisation 2024 — Autres substances minérales....162
Tableau 36 : Production et valorisation 2024 — Substances de carrières....163
Tableau 37 : Réconciliation or brut / or fin - Exportations DGMG 2024....163
Tableau 38 : Argent déclaré par opérateur 2024 (Code HS 7106.91)....164
Tableau 39 : Récapitulatif général des ventes de pétrole brut 2024....167
Tableau 40 : Exportations du pétrole brut par exportateur et par bloc - Code HS 2709.00.00....167
Tableau 41 : Ventes locales de pétrole brut à la SIR — 2024 (Source : DGH — registre des liftings)....167
Tableau 42 : Exportations du pétrole brut par destinations....168
Tableau 43 : Exportations du pétrole brut par acheteur....168
Tableau 44 : Analyse des prix -Bloc CI-101/802 (Baleine)....169
Tableau 45 : Analyse des prix Bloc CI-26 (Espoir)....169
Tableau 46 : Analyse des prix Bloc CI-40 (Baobab)....170
Tableau 47 : Vue d'ensemble des exportations minières 2024 par substance....171
Tableau 48 : Émissions GES déclarées et estimées – Mines d'Or 2024....176
Tableau 49 : Émissions GES disponibles — Secteur pétrolier 2024....177
Tableau 50 : Critères de matérialité retenus par le Comité ITIE....178
Tableau 51 : Liste des sociétés Pétrolières retenues dans le périmètre de rapprochement....179
Tableau 52 : Liste des sociétés Minières retenues dans le périmètre de rapprochement....179
Tableau 53 : Liste des organismes collecteurs retenus dans le périmètre....180
Tableau 54 : Partage de la production pétrolière par bloc - 2024 (avant SWAP)....186

Tableau 55 : Partage de la production gazière par bloc - 2024 (avant SWAP) 187
Tableau 56 : Opérations de SWAP État 2024 - Pétrole cédé contre Gaz reçu 187
Tableau 57 : Part de l'État après SWAP - 2024 (Calcul AI) 187
Tableau 58 : Part de l'État après SWAP - Données déclarées par PETROCI Holding 188
Tableau 59 : Analyse de l'écart entre calcul AI et données PETROCI 188
Tableau 60 : Commercialisation export de la part État pétrole - 2024 188
Tableau 61 : Ventes SIR CI-27 - Pétrole et gaz - 2024 189
Tableau 62: Ventes gaz CIE- 2024 189
Tableau 63 : : Ventes Gaz CIE compensées avec facture électricité - 2024 189
Tableau 64 : Ventes antérieurs recouvrés - 2024 190
Tableau 65 : Récapitulatif des recouvrements de la part État - 2024 190
Tableau 66 : Traçabilité matière - Part de l'État 2024 190
Tableau 67: Part Petroci- production pétrolière– 2024 191
Tableau 68: Part Petroci- production gazière– 2024 192
Tableau 69: Synthèse de la commercialisation du pétrole brut - Part PETROCI (2024) 192
Tableau 70: Synthèse de la commercialisation du gaz naturel - Part PETROCI (2024) 193
Tableau 71: Récapitulatif consolidé de la commercialisation - Part PETROCI (2024) 193
Tableau 72:: Production totale et part PETROCI CI-11 - 2024 194
Tableau 73: Ventes opérateur PETROCI CI-11 - Gaz naturel (2024) 195
Tableau 74: Ventes opérateur PETROCI CI-11 - Huile brute (2024) 195
Tableau 75: Estimation des revenus de la part propre PETROCI CI-11 - 2024 195
Tableau 76: Inventaire des accords relevant de l'exigence 4.3 - 2024 196
Tableau 77: Opérations de SWAP État — 2024 199
Tableau 78: Comparaison des conditions de financement PETROCI (2024) 200
Tableau 79: Prix SWAP vs prix de marché - 2024 200
Tableau 80: Compensation gaz/électricité - Synthèse (2024) 201
Tableau 81: Détail par bloc - Prix implicites du gaz compensé (2024) 201
Tableau 82: Flux de paiements désagrégés par projet - 2024 206
Tableau 83 : Évaluation du Cadre de Contrôle et d'Audit en Côte d'Ivoire 209
Tableau 84 : Répartition des sociétés ayant soumis les FD 214
Tableau 85 - Couverture par l'exercice de rapprochement des flux en numéraire 218
Tableau 86 : Rapprochements des parts de production désagrégés par société et par flux secteur des hydrocarbures 219
Tableau 87 : Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par société (secteur des hydrocarbures) 221
Tableau 88 : Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par société (secteur des Mines) 221
Tableau 89 : Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par flux (secteur des hydrocarbures) 222
Tableau 90 : Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par flux (secteur minier) 227
Tableau 91 : Rapprochement des paiements sociaux du secteur pétrolier 234
Tableau 92 : Rapprochement des encaissements des CDLM avec les décaissements des entreprises minières 234
Tableau 93 : Rapprochement des exportations en volume et en valeur du pétrole 235
Tableau 94 : Rapprochement des exportations d'Or, Argent, Cuivre et de manganèse en volume et en valeur 235
Tableau 95 : Rapprochements de la production de pétrole en volume, secteur des hydrocarbures 237
Tableau 96 : Rapprochement de la production d'or, d'argent, de cuivre et de manganèse en volume et en valeur 238
Tableau 97 : Indicateurs de cost recovery par bloc - 2024 247
Tableau 98 : Composante royalties neutralisée 249
Tableau 99 : AISC neutralisé royalties - Analyse multidimensionnelle 2023–2025 250
Tableau 100 : Teneur - AISC 2024 - Performance comparative 252
Tableau 101 : Régies financières, flux extractifs et lignes TOFE 253
Tableau 102 : Catégories de flux captés par les entreprises d'État - 2024 254
Tableau 103 : Recettes extractives affectées à des programmes spécifiques - 2024 259
Tableau 104 : Réserves et durée de vie estimée : Huile (au 31 décembre 2024) 261
Tableau 105 : Réserves et durée de vie estimée : Gaz (au 31 décembre 2024) 261
Tableau 106 : Projections de production : Huile (Millions de bbls/an) 262
Tableau 107 : Projections de production : Gaz (BCF :An) 263
Tableau 108 : Recettes fiscales de l'État CI au titre du secteur aurifère (2023–2030) 264
Tableau 109 : Ratios fiscaux et indicateurs de partage de la marge (2023–2030) 265
Tableau 110 : Indicateurs de production et de marges opérationnelles (2023–2030) 267
Tableau 111: Recettes État CI selon trois scénarios de prix de l'or (2026–2030) 267
Tableau 112: Cartographie des risques pesant sur les recettes aurifères 2026–2030 268

Tableau 113 : Paiements sociaux obligatoires (secteur des hydrocarbures) 271
Tableau 114 : Paiements sociaux volontaires (secteur des hydrocarbures) 274
Tableau 115 : Détail des dépenses engagées par la PETROCI Fondation 2024 274
Tableau 116 : Paiements sociaux volontaires par société (secteur minier) 282
Tableau 117 : Contribution du secteur extractif au PIB National (en milliards de FCFA) 299
Tableau 118 : Contribution des revenus extractifs aux recettes de l'État (en milliards de FCFA) 300
Tableau 119 : Contribution du secteur extractif aux exportations nationales (en milliards de FCFA) 303
Tableau 120 : Contribution des industries extractives à l'emploi national (ANSTAT 2022–2024) 304
Tableau 121 : Emplois directs par genre, statut et type de société (données ITIE) - 2024 305
Tableau 122 : Principales zones de production minière industrielle — 2024 307
Tableau 123 : Structure globale des paiements extractifs 2024 327
Tableau 124 : Tableau de traçabilité des paiements globaux 328
Tableau 125: Profit Oil État – Puissance Publique par opérateur et par bloc 2024 329
Tableau 126: Profit Oil État : circuits de recouvrement 2024 330
Tableau 127 : Quotes-parts PETROCI Holding/PETRCI CI 11 en 2024 330
Tableau 127 : Paiements en numéraire par société 331
Tableau 128 : Paiements par bloc - Secteur des hydrocarbures 332
Tableau 129 : Paiements par titre - Secteur minier 333
Tableau 130: Revenus budgétaires 2024 par secteur (synthèse) 334
Tableau 131 : Revenus budgétaires pétroliers par flux et régie 335
Tableau 132 : Revenus budgétaires miniers par flux et régie (flux ≥ 0,10 %) 336
Tableau 133 : Revenus budgétaires miniers par société (en Mds FCFA) 337
Tableau 134 : Régies : contribution croisée minier / pétrolier 337
Tableau 135 : Paiements sociaux/CDLM/environnementaux par catégorie et secteur 338
Tableau 136 : CDLM 2024 : poids dans les contributions budgétaires de chaque société 339

Liste des graphiques

Figure 1 : Revenus budgétaires par régie & Structure des recettes DGI (en Mds FCFA) 21
Figure 2 : Régime fiscal du secteur des hydrocarbures 38
Figure 3 Flux de paiements générés par un contrat de concession 40
Figure 4 Flux de paiements générés par un CPP 42
Figure 5 : Processus de dénouement de l'opération de compensation 133
Figure 6 : Processus de paiement des factures de Gaz revenant à l'Etat 134
Figure 7 : Réseau Gazoduc « avec les principales stations de connexions des blocs CI-11, CI-26, CI-40 et CI-27 » 203
Figure 8 : Circulation des flux, secteur des hydrocarbures 257
Figure 9 : Circulation des flux, secteur minier 258
Figure 10 : Production Or fin (2024-2030) 266
Figure 11 : Contribution du secteur extractif au PIB national — 2022 à 2024 (Mds FCFA et %) 299
Figure 12 : Recettes publiques extractives par sous-secteur — 2022 et 2024 (Mds FCFA) 300
Figure 13 : Exportations du secteur extractif — 2022 à 2024 (Mds FCFA) 303
Figure 14 : Évolution de l'emploi extractif 2015–2024 et répartition 2024 (ANSTAT) 304
Figure 15 : carte des bloc pétroliers 306
Figure 16 : Carte des mines industrielles 307
Figure 17 : Concentration de la production et Top 10 régions productrices — 2024 308
Figure 18 : Tableau de bord - Indicateurs clés ITIE CI 2024 327
Figure 19 : Affectation des paiements extractifs par bénéficiaire 328
Figure 20 : Affectation des paiements extractifs par secteur 328
Figure 21 : Top Contributeurs pétroliers (Mds FCFA) 331
Figure 22 : Top contributeurs miniers (Mds FCFA) 331
Figure 23 : Top Contributeurs par projet (Mds FCFA) 332
Figure 24 : Revenus budgétaires par régie (Mds FCFA) 334
Figure 25 : Structure des revenus collectés par la DGI (Mds FCFA) 335
Figure 26 : Paiements sociaux, communautaires et environnementaux 2024 (en Mds FCFA) 338

Immeuble Ennour 6ème étage
Centre Urbain Nord
1082 Tunis – Tunisie
Tel : +216 27 596 595
Email : enerteam@enerteam.tn
https://enerteam.tn/

Conseil National ITIE (CN-ITIE)
République de **la côte d'ivoire**

19 août 2026

A l'attention de Monsieur le Président du CN-ITIE

Enerteam a été nommé par le CN-ITIE comme Administrateur Indépendant pour l'élaboration du Rapport ITIE 2024 de la Côte d'Ivoire. Les travaux pour l'élaboration du présent rapport ont été conduits conformément aux Termes de Référence (TdR) tels qu'approuvés par le CN-ITIE.

Notre mission a été exécutée en accord avec la norme internationale des services connexes (Norme ISRS) concernant les missions de procédures convenues, en particulier la norme n°4400 portant sur les 'missions d'examen d'informations financières basées sur des procédures convenues'.

Les procédures convenues ne constituent ni un audit ni un examen limité des revenus extractifs selon les normes internationales d'audit ou les normes internationales d'examen limité. L'audit des données incluses dans ce rapport n'était pas prévu dans les Termes de Référence de notre mission. Néanmoins, les informations fournies dans ce rapport concernent des données auditées et/ou attestées par les parties déclarantes.

Si des procédures supplémentaires avaient été mises en place ou si un audit ou un examen limité des états financiers des parties déclarantes avait été réalisé selon les normes internationales d'audit ou d'examen limité, cela aurait pu apporter d'autres éléments que nous aurions portés à votre connaissance.

Notre rapport vise exclusivement l'objectif énoncé dans le premier paragraphe. Les opinions exprimées sont celles de l'Administrateur Indépendant (AI) et ne reflètent en aucun cas l'opinion officielle du CN-ITIE.

Karim LOURIMI

Associé

1. Résumé Exécutif

MESSAGES CLES

Le secteur extractif ivoirien franchit en 2024 un seuil historique : 858,88 Mds FCFA de paiements totaux, dont 652,59 Mds de revenus budgétaires, représentant, pour la première fois, 22,4 % des exportations nationales, au-dessus du seuil FMI de 20 % définissant une économie riche en ressources naturelles.

Ce rapport, premier à intégrer une modélisation fiscale mine par mine et une analyse des risques de transition énergétique, documente forces et fragilités d'un secteur à un point de bascule stratégique.

- Structure duale : 50,0 % minier (99,83 % en numéraire, 93,65 % reversé au budget) vs 50,0 % pétrolier (90,42 % en nature) ; après reversement du Profit Oil au Trésor, seuls 41,69 % des flux pétroliers restent hors budget. La DGI concentre à elle seule 84,16 % des revenus budgétaires.
- Réconciliation : l'écart global de réconciliation s'établit à 1,68 Mds FCFA, soit 0,26 % des flux rapprochés, en faveur des régies — en deçà du seuil d'acceptabilité de 2 % retenu pour cet exercice.
- Transparence : la désagrégation par projet atteint 95,73 % des flux extractifs, marquant une amélioration significative de la traçabilité des revenus.
- Assurance : 95,68 % des paiements bénéficient d'un niveau d'assurance élevé, grâce à la certification IGE des régies financières et à l'audit externe de la déclaration de PETROCI Holding.
- EMAPE : 142 t/an estimées hors circuits formels (Ministre des Mines, Washington, avril 2026) contre 0,7 t déclarée, soit environ 2,5 fois la production industrielle officielle (56,7 t).
- Innovations analytiques : approche par les risques, modélisation fiscale mine par mine, analyse AISC, appariement des prix de cargaisons, risques de transition carbone, projection et durabilité des recettes.

1.1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DU RAPPORT

1.1.1 L'ITIE en Côte d'Ivoire

Adhérente à l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) depuis 2008, la Côte d'Ivoire a obtenu, à l'issue de la Validation de 2023, un score global de 80,5 points, correspondant à un niveau de « progrès significatifs » dans la mise en œuvre de la Norme ITIE 2019. Le pays entre en 2026 dans sa première Validation au titre de la Norme ITIE 2023.

Le présent Rapport ITIE 2024 s'inscrit dans ce contexte de transition vers la Norme ITIE 2023, caractérisée par des exigences renforcées en matière de divulgation systématique, de désagrégation des données, de transparence des entreprises d'État et de suivi des aspects environnementaux et sociaux du secteur extractif.

Le présent rapport contribue ainsi à la consolidation des efforts de transparence et de redevabilité engagés par les parties prenantes de l'ITIE en Côte d'Ivoire.

1.1.2 Contexte du secteur extractif ivoirien

La Côte d'Ivoire figure parmi les pays les plus dynamiques de l'ITIE en Afrique subsaharienne. Porté par l'or, les hydrocarbures offshore et l'émergence de minerais stratégiques tels que le nickel, le lithium et le manganèse, le secteur extractif ivoirien connaît une phase d'expansion rapide qui renforce son importance dans l'économie nationale.

L'exercice 2024 intervient dans un contexte de transformation du secteur extractif, marqué par trois dynamiques majeures :

- Hydrocarbures : la Phase 2 du projet Baleine est en cours de développement, avec près de 1,7 milliard USD d'investissements (CAPEX), tandis que le projet Calao ouvre de nouvelles perspectives de production. Cette dynamique s'accompagne d'une révision du Code pétrolier annoncée pour 2026.
- Secteur minier : les cours de l'or atteignent un niveau historique de 2 386 USD/oz en 2024 (+23 % par rapport à 2023). Le pays compte neuf mines industrielles en exploitation et trois projets aurifères majeurs en développement (Koné, Doropo, Assafou) représentant environ 40 % de la production projetée à l'horizon 2030.
- Réformes institutionnelles : l'exercice est marqué par la poursuite de la révision du Code minier engagée en juin 2023, l'adoption du nouveau Code de l'Environnement (Loi n°2023-900) et la création du Fonds Souverain de Développement de la Côte d'Ivoire (FSD-CI) le 15 avril 2026.

1.1.3 Objet et portée du Rapport ITIE 2024

Le Rapport ITIE 2024 a été élaboré par ENERTEAM, en qualité d'Administrateur Indépendant (Ai), conformément à la Norme ITIE 2023 et aux Termes de Référence approuvés par le Comité National ITIE (CN-ITIE). Il repose sur les déclarations réconciliées de 39 sociétés extractives, 5 régies financières et 6 entités publiques et 19 CDLM, selon les procédures convenues dans le cadre du processus ITIE.

Au-delà de l'exercice de réconciliation, le présent rapport vise à renforcer la transparence des flux extractifs, améliorer la compréhension des mécanismes de mobilisation des revenus et contribuer au débat public sur la gouvernance du secteur extractif ivoirien.

1.2 CHIFFRES CLES 2024

858,9 Mds Paiements extractifs totaux (FCFA)	**552,6 Mds** Revenus budgétaires État (FCFA)	**2,92 %** Contribution au PIB national	**22,4 %** Part dans les exportations totales
429,4 Mds Secteur minier	**429,5 Mds** Secteur pétrolier	**153 463** Emplois directs extractifs (ANSTAT)	**19 mines/6 blocs** En production au 31/12/2024

1.2.1 Paiements extractifs 2024 – 858,9 Mds FCFA

1.2.1.1 Structures des paiements

Le secteur extractif ivoirien a versé 858,88 Mds FCFA en 2024. Deux logiques fiscales coexistent : le minier, fiscalement intégré au budget (93,65 % budgétaire, 99,83 % numéraire), et le pétrolier, structuré autour des CPP (90,42 % en nature, 92,97 % extra-budgétaire au stade du paiement). Cette dualité détermine l'ensemble de l'analyse de traçabilité des revenus.

Dimension	Minier (Mds)	% minier	Pétrolier (Mds)	% pétrolier	Total (Mds)	% total
Paiements totaux	429,42	100,00%	429,46	100,00%	858,88	100,00%
En numéraire	*428,71*	*99,83%*	*41,15*	*9,58%*	*469,87*	*54,71%*
En nature	*0,71*	*0,17%*	*388,30*	*90,42%*	*389,01*	*45,29%*
Budget État	402,16	93,65%	30,21	7,03%	432,37	50,34%
Extra-budgétaire	27,26	6,35%	399,24	92,97%	426,51	49,66%
Désagrégé par projet	*417,15*	*97,14%*	*405,03*	*94,31%*	*822,17*	*95,73%*

Source : Données ITIE compilées et ajustées 2024. Détail d'analyse en section 7.1 et 7.2

1.2.1.2 Affectation par bénéficiaire - Top contributeurs

Bénéficiaire final	Total (Mds FCFA)	% total	Secteur dominant	Flux principal
PETROCI Holding	383,79	44,7%	Pétrolier	Profit Oil État (nature), quote-parts CPP, DMO, sismiques
DGI	329,03	38,3%	Mixte	BIC, Taxe ad valorem (85%), ITS, TVA, IRVM, bonus
DGTCP	53,83	6,3%	Mixte	Dividendes participations État
DGD	28,97	3,4%	Minier	Droits de douane et taxes assimilées
DGMG	20,55	2,4%	Minier	Taxe ad valorem (15%), redevances, droits fixes
SODEMI	13,27	1,5%	Minier	Dividendes participations SODEMI
PETROCI CI 11	7,78	0,9%	Pétrolier	Quote-part CPP bloc CI-11 (pétrole + gaz)
CDLM	6,18	0,7%	Minier	Versements Fonds Développement Local
Autres bénéficiaires	15,48	1,8%	Mixte	DGH, AEJ, CIAPOL, PETROCI Fondation, séquestre, autres
Total				

1.2.1.3 Top contributeurs par société et par projet

Secteur / Société / Projet	Code titre / Bloc	Paiements 2024 (Mds FCFA)	% du secteur
SECTEUR MINIER — 429,42 Mds (50,0 % du total)			
SMI - Ity (1er contributeur national)	PE-26	112,52	26,2 %
Perseus Mining - Yaouré	PE-50	68,64	16,0 %
Tongon SA	PE-34	54,65	12,7 %
Roxgold Sango - Séguéla	PE-56	42,92	10,0 %
Floleu	PE-53	39,32	9,2 %
7 mines suivantes *(La Lobo, Bonikro, Daapleu, Lafigué, Perseus CI, Agbaou, Fimbiasso)*	—	90,47	21,1 %
Autres	—	20,90	4,9 %
SECTEUR PÉTROLIER — 429,46 Mds (50,0 % du total)			
CI-27 - Foxtrot International (1er producteur gaz)	CI-27	200,17	46,6 %
CI-101 & CI-802 — ENI/PETROCI (Baleine)	CI-101/802	106,76	24,9 %
CI-40 - CNR International (Baobab)	CI-40	54,51	12,7 %
CI-26 - CNR International (Espoir)	CI-26	23,55	5,5 %
CI-11 - PETROCI CI-11	CI-11	16,19	3,8 %
Autres blocs et flux non ventilés par projet	—	28,28	6,6 %

Source : Données ITIE compilées et ajustées 2024, détail en section 7

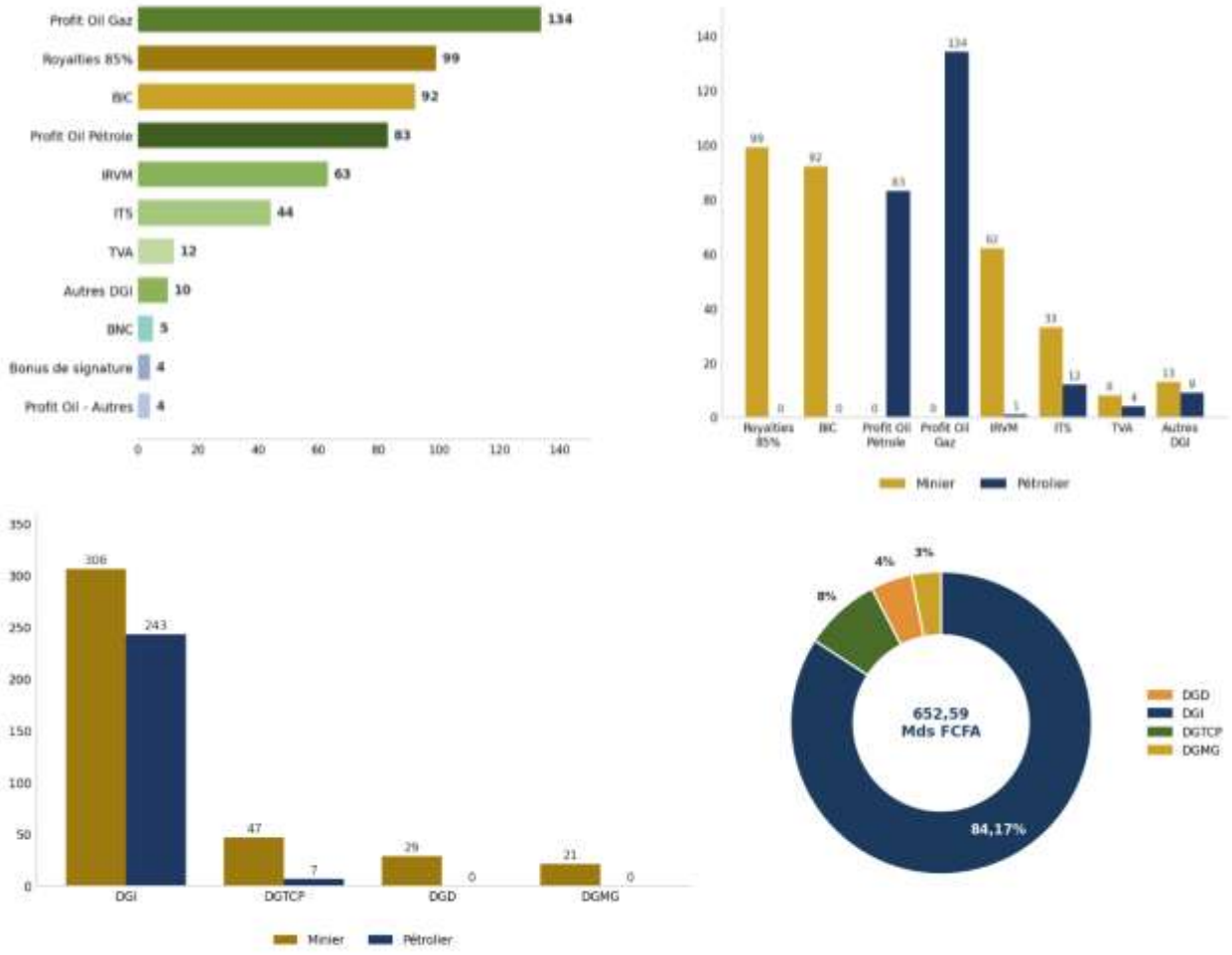
1.2.2 Revenus budgétaires 2024-652,6 Mds FCFA

Les revenus budgétaires extractifs atteignent 652,6 Mds FCFA en 2024, représentant 10,8 % des ressources intérieures de l'État, en hausse de +117 % en deux ans. Le secteur minier contribue à hauteur de 61,6 % (402,16 Mds) et le secteur pétrolier à 38,4 % (250,43 Mds). La DGI est le premier collecteur (84,17 % des recettes budgétaires extractives).

Indicateur	2022	2023	2024	Évolution 22-24
Recettes minières	183	210	402	119,67%
Recettes pétrolières	118	135	250	111,86%
Total recettes extractives (Mds FCFA)	301	345	652	116,61%
dont taxe ad valorem or (Mds FCFA)	*54*	*n.d*	*114,9*	*112,78%*
dont IS / BIC mines (Mds FCFA)	*56*	*n.d*	*92,1*	*64,46%*
dont dividendes État (Mds FCFA)	*10,7*	*n.d*	*53,8*	*402,80%*
Dont Profit Oil Etat (pétrole & gaz)	*100,2*	*105,4*	*220,2*	*119,76%*
Pression fiscale globale (rec./PIB extract.)	~27 %	~28 %	~42 %	+15 pts
Pression fiscale minière (rec./PIB minier)	*~34 %*	*~33 %*	*~47 %*	*+13 pts*
Pression fiscale pétrolière (rec./PIB pét.)	*~20 %*	*~22 %*	*~36 %*	*+16 pts*
Dépendance extractive (rec./ress. int. État)	6,36%	6,63%	10,81%	+4,45 pts

Source : Données ITIE compilées et ajustées 2024., Rapports ITIE 2022-2023, n.d : non disponible

Figure 1 : Revenus budgétaires par régie & Structure des recettes DGI (en Mds FCFA)



1.2.3 Production et exportations 2024

Le tableau ci-après consolide, pour chaque filière, la production et les exportations 2024, valorisées en milliards de FCFA. Les grandes évolutions annuelles sont contrastées : le pétrole bondit de +50,2 % (montée en régime de Baleine) et l'or de +12,3 % en volume (+34,2 % en valeur, cours LBMA record), tandis que le nickel (−49,8 %) et le manganèse (−29,7 %) reculent nettement en production.

Filière / Substance	Production 2024	Prod. (Mds FCFA)	Exportations 2024	Export. (Mds FCFA)	Destination princ.
HYDROCARBURES					
Pétrole brut	16 154 986 bbl	768,9	15 224 525 bbl	727,8	Suisse, Pays-Bas, Italie
Gaz naturel	*95 931 MMSCF*	*202,7*	*Vente locale*	—	*Secteur électricité (CIE)*
Sous-total hydrocarbures	—	*972,6*	—	*727,8*	—
MINES					
Or	57,9 t	1 999,0	56,5 t	1 881,2	Suisse (83 %), Afr. du Sud
Manganèse	825 907 t	44,6	856 289 t	39,7	Chine, Inde

Filière / Substance	Production 2024	Prod. (Mds FCFA)	Exportations 2024	Export. (Mds FCFA)	Destination princ.
Nickel	1 245 490 t	34,2	1 373 415 t	34,7	Afr. du Sud, Chine
Cuivre & assimilés	924 t	5,1	1 120 t	1,8	Corée du Sud
Bauxite	197 953 t	3,4	725 634 t	13,3	Chine
Diamant / autres	—	—	1 ct	0,03	Belgique
Sous-total mines	—	2 086,3	—	1 970,7	—
TOTAL EXTRACTIF	—	3 057,9	—	2 698,5	

Sources : DGH, PETROCI et déclarations sociétés (hydrocarbures) ; DGMG (production minière) et DGD/SYDAM (exportations minières). Valeurs de production hydrocarbures converties du dollar au taux de 604,935 FCFA/USD (pétrole 1 271 M USD ; gaz 336 M USD ; export pétrole 1 203 M USD). Le gaz est vendu localement au secteur électrique et n'est pas exporté.

Perspective — Champ Calao (CI-205/ENI + CI-501), confirmé en février 2026
Réserves estimées à 5,0 Tcf de gaz et 450 Mbbl de condensat. Le gaz alimente 66 % de la capacité électrique installée (~3 119 MW), enjeu stratégique de sécurité énergétique. Voir sections 3.2 et 3.3.

Structure du secteur aurifère et pipeline 2027-2030
Endeavour Mining (44,4 %), Perseus Mining (18,4 %) et Allied Gold (10,6 %) concentrent 73,4 % de la production nationale. Le pipeline — Koné (9,3 t/an), Doropo (6,3 t/an), Assafou (9,96 t/an) — représentera ~40 % de la production projetée à l'horizon 2030. Voir sections 3.2 et 3.3.

1.2.4 Contribution du secteur extractif à l'économie nationale

1 543 Mds FCFA PIB extractif (2,92 % du PIB national) *+25,1 % vs 2023*	**2 787 Mds FCFA** Exportations extractives *22,4 % du total national*	**652 Mds FCFA** Revenus budgétaires État *10,81 % ressources intérieures*	**153 463** Emplois directs (ANSTAT) *+24,5 % vs 2023*

Indicateur	2022	2023	2024 (p)	Évolution 22-24
PIB secteur extractif (Mds FCFA)*	1 134	1 233	1 543	+36,1 %
dont mines (Mds FCFA)	*538*	*631*	*850*	+58,0 %
dont pétrole & gaz (Mds FCFA)	*596*	*602*	*693*	+16,3 %
Part du PIB national	2,56 %	2,52 %	2,92 %	+0,36 pt
Exportations extractives (Mds FCFA)	1 817	1 994	2 787	+53,4 %
dont or (Mds FCFA)	*1 191*	*1 427*	*1 906*	+60,0 %
dont pétrole brut (Mds FCFA)	*517*	*469*	*792*	+53,2 %
Part des exportations nationales	17,9 %	19,2 %	22,4 %	+4,5 pts (seuil FMI 20 % franchi)
Recettes budgétaires (Mds FCFA)	301	345	652	+116,6 %
Part ressources intérieures État	6,36 %	6,63 %	10,81 %	+4,45 pts
Emplois directs ANSTAT	120 075	123 264	153 463	+27,8 %

(*) Hors sous-traitance (services parapétroliers/paraminiers)
Source : ANSTAT/DCN Comptes Nationaux Provisoires 2024 (p) ; DGBF Lois de règlement 2022-2024 ; BCEAO Rapport Annuel 2024 ; Données ITIE compilées. Détail d'analyse en section 6.4.

1.2.5 Dépenses quasi-budgétaires

Les mécanismes de compensation gaz/électricité et les interventions hors budget des entreprises d'État génèrent des flux financiers significatifs non retracés dans les comptes publics, sous-estimant la contribution réelle du secteur extractif aux finances publiques. En 2024, un progrès notable de traçabilité est enregistré : pour la première fois, 53,26 Mds FCFA de ventes de gaz non recouvrées ont été constatés dans les recettes budgétaires (Loi de règlement).

Indicateur	2024	Commentaire analytique
Ventes de gaz État à la CIE	141,8 Mds FCFA	~3× le plafond réglementaire de 50 Mds FCFA
Compensation effective réalisée	79,0 Mds FCFA	Incluant apurement partiel du solde cumulé antérieur
dont constaté au budget en 2024 (Loi de règlement)	53,26 Mds FCFA	1re constatation : contrepartie du transfert au secteur électricité ; sorti du périmètre quasi-budgétaire (cf. § 7.2.1)
Transfert CI-Énergies — reliquat quasi-budgétaire	9,54 Mds FCFA	Solde dû à CI-Énergies non constaté ni mis à disposition **(62,8 – 53,26)**
Sous-valorisation gaz CI-26 et CI-802 vs prix SWAP	~8,56 Mds FCFA	Subvention implicite au secteur électrique — base contractuelle non communiquée
Créances PETROCI CI-11 sur CI-Énergies (provisionnées 100 %)	54,43 Mds FCFA	Financement implicite gratuit au secteur électrique — sans plan d'apurement
Recettes pétrole brut non reversées à l'État (CI-11)	~2,4 Mds FCFA (3,9 M USD)	Quote-part État non encaissée
Dépenses sociales directes PETROCI hors RSE formalisée	0,75 Mds FCFA	PETROCI Holding (663 M) + CI-11 (89 M) — sans politique formelle
Total flux quasi-budgétaires identifiés	~76 Mds FCFA	Non retracés dans les comptes de l'État — secteur minier : aucun flux qualifié

Détail d'analyse en section 6.3

1.3 APPORTS ET INNOVATION DU RAPPORT ITIE 2024

Le Rapport ITIE 2024 introduit plusieurs avancées méthodologiques et thématiques substantielles par rapport aux éditions précédentes, reflétant la montée en exigence de la Norme ITIE 2023 et l'approfondissement de l'analyse conduite par l'AI au-delà des procédures de réconciliation classiques.

1.3.1 Analyse de cohérence fiscale à travers la modélisation

L'apport analytique le plus significatif du présent rapport est l'introduction d'une modélisation fiscale indépendante appliquée au secteur aurifère. L'Administrateur Indépendant a reconstitué les encaissements théoriques attendus — taxe ad valorem, impôt sur les sociétés, dividendes — par mine et par groupe, sur la base des données publiques des sociétés cotées (production, prix LBMA, AISC, paramètres fiscaux du Code minier).

Le rapprochement fait ressortir un écart net de 87,6 Mds FCFA entre encaissements modélisés (325,7 Mds) et données ITIE compilées (238,1 Mds), soit −27 %. Les écarts bruts défavorables atteignent près de 103 Mds FCFA (≈25 % des recettes budgétaires minières), partiellement compensés par un écart favorable de +15,4 Mds sur les dividendes Endeavour (règlement d'arriérés).

Flux fiscal	Modélisation AI (Mds FCFA)	ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart (Mds FCFA)	Écart (%)
Taxe ad valorem	120,5	101,1	-19,4	-16 %
IS (base résultats 2023)	157,9	90,4	-67,5	-43 %
Dividendes (base 2023)	47,3	46,5	-0,8	-2 %
TOTAL	325,7	238,1	-87.6	-27 %

Détail d'analyse en section 4.9.5

Reconstitution théorique des contributions CDLM

La modélisation a également permis de reconstituer les contributions CDLM théoriques attendues par mine, en appliquant la relation contractuelle taxe ad valorem / chiffre d'affaires brut. Cet outil a servi de référence indépendante pour vérifier la cohérence des versements déclarés et identifier les écarts non justifiés, sans recourir à des déclarations tierces.

1.3.2 Analyse des couts opérationnels par mine

Pour la première fois, le rapport présente une analyse comparative des coûts opérationnels par mine (AISC neutralisé royalties) sur la période 2023-2025, permettant d'identifier les trajectoires de performance et les signaux d'alerte. Cette analyse révèle une segmentation claire du secteur en deux groupes : mines récentes à teneur haute (AISC 701–1 010 USD/oz) et mines matures à teneur basse (1 407–2 064 USD/oz).

Groupe	Mines	AISC hors royalties 2024 ($/oz)	Tendance	Signal
Mines récentes à teneur haute	Ity, Lafigué, Yaouré, Séguéla	701–1 010	Variable	Points de vigilance
Mines matures à teneur basse	Bonikro, Tongon, Agbaou, Sissingué	1 407–2 064	Hausse continue	Risque recettes IS
Moyenne pondérée sectorielle	Ensemble du secteur	1 096 (+16 % vs 2023)	Hausse	Pression sur les marges

Détail d'analyse en section 4.10

1.3.3 Projections de production et sensibilité budgétaire

Le rapport introduit une analyse prospective structurée couvrant les deux piliers du secteur extractif:

Hydrocarbures : les projections à 2030 sont comparées au cadrage MEPD (avril 2025), révélant des divergences sur 2027-2029 initialement liées à l'incertitude de la DFI Phase 3 de Baleine. Cette incertitude a été levée le 25 mai 2026 (DFI officialisée, 4 Mds USD, portant l'investissement total à 8,5 Mds USD ; production cible 150 000 bbl/j et 200 MMpc/j de gaz). La DFI ayant été prise avec retard, l'écart de −120 000 bbl/j en 2028 vs MEPD n'est pas résorbé : le risque bascule d'un enjeu décisionnel vers un enjeu calendaire et d'exécution, qui demeure un point de vigilance budgétaire. *(Détail d'analyse en section 5.3.3.1)*

Mines : trois scénarios de prix (4 000 à 6 500 USD/oz) sur 2026-2030 produisent une amplitude de ±3 300 M USD sur les recettes cumulées de l'État. L'analyse révèle aussi un déséquilibre du partage État/investisseur : 1,54 USD de marge nette pour l'investisseur pour chaque dollar perçu par l'État, le régime fiscal actuel n'étant pas progressif face à la flambée des cours. *(Détail d'analyse en section 5.3.3 .2)*

1.3.4 Analyse de durabilité des réserves et fin de vie des gisements

Le rapport présente pour la première fois une analyse détaillée des durées de vie estimées par gisement.

Hydrocarbures : CI-11 (~2 ans de gaz, ~7 ans en huile) et CI-27 (~3 ans en huile, ~9 ans en gaz — 74 % de la production nationale) sont en phase terminale, rendant la montée en puissance de Baleine un impératif de sécurité énergétique. CI-40 (172 MMBBLS restants) conserve un potentiel de redéveloppement confirmé par la campagne sismique OBN fin 2024. La découverte Calao (5 Tcf gaz + 450 Mbbl condensat) ouvre les perspectives post-2030.

Mines : La durée de vie fiscale moyenne pondérée du secteur aurifère est estimée à ~12 ans sur la base des réserves P&P publiées. Tongon (fermeture prévue 2027) et Sissingué (~2 ans) approchent de leur terme. À l'inverse, Koné (16 ans), Assafou (16 ans) et Doropo (12 ans), encore en développement —, constituent le socle des recettes aurifères post-2028. Le maintien des recettes au-delà de 2035 est conditionné à un effort d'exploration soutenu sur un potentiel géologique estimé à ~600 tonnes (DGMG) encore largement inexploré.

1.3.5 Croisement de sources et appariement de prix

Le rapport mobilise deux techniques d'analyse nouvelles dans le contexte ITIE-CI.

Croisement des sources : Le recoupement systématique des données DGMG avec les publications boursières internationales (circulaires d'information, rapports annuels, registres des sociétés cotées) a permis d'identifier 9 opérations de changement de contrôle indirect non déclarées à l'administration ivoirienne, et de signaler 3 sociétés industrielles absentes des données DGD, représentant 525,9 Mds FCFA (866 M USD), soit 35,7 % de la valeur totale des exportations aurifères officielles. Ces constats appellent une réconciliation ciblée entre les administrations concernées. *(Détail d'analyse en section 2.2.2.5)*

Appariement des prix de cargaisons pétrolières : L'appariement de 30 cargaisons pétrolières avec la série de prix EIA (fenêtre ±5 jours ouvrés) a permis d'objectiver des écarts de valorisation sur certaines transactions — dont des décotes intra-groupe ENI (−5,08 et −5,40 USD/bbl) et un écart ponctuel PETROCI/ENI (−2,73 USD/bbl) — qui méritent d'être examinés au regard des pratiques de marché et du principe de pleine concurrence. *(Détail d'analyse en section 3.3.2.4)*

1.4 SYNTHESE DES CONSTATATIONS DE L'AI

Sur la base des travaux de réconciliation, de triangulation documentaire et de modélisation fiscale conduits conformément aux procédures convenues avec le CN-ITIE, l'Administrateur Indépendant (AI) formule les constatations suivantes, classées par priorité. Le détail des constatations est présenté en section 8.1 du présent rapport.

1.4.1 Constatations de priorité 1 — Action immédiate requise

C1 - L**imites sur l'exhaustivité** et la fiabilité des données

Les travaux de réconciliation font apparaître plusieurs limites susceptibles d'affecter l'exhaustivité des divulgations et le niveau d'assurance des données présentées.

Indicateur	Objectif / Attendu	Constaté 2024	Écart	Commentaire analytique
Taux de soumission des formulaires par les société	99 %	66,67 %	−33 pt	13 sociétés non-déclarantes sur 39
Couverture du rapprochement	99 % (objectif CN-ITIE)	74,27 %	−20 pt	
Écart non concilié — Hydrocarbures	≤ 2 %	0,37 Mds FCFA	0,14 %	En faveur des régies
Écart non concilié — Mines	≤ 2 %	1,31 Mds FCFA	0,35 %	En faveur des régies
Écart total non concilié	≤ 2 % (seuil CN-ITIE)	1,68 Mds FCFA	0,26 %	En deçà du seuil d'acceptabilité de 2 %
Paiements à niveau d'assurance élevée (Etat)	≥ 90 %	95,68 %	conforme	Régies (IGE) + PETROCI Holding (audit externe)

Détail d'analyse en section 4.9

Limites documentées

- ANDE, CIAPOL, FNDE : aucune déclaration soumise. Les paiements environnementaux reposent exclusivement sur des déclarations unilatérales des sociétés retenue dans le périmètre de réconciliation.
- Écart ITIE / Loi de règlement — revenus pétroliers : un écart de 77,7 Mds FCFA est constaté entre les revenus réconciliés dans le cadre ITIE (166,95 Mds FCFA) et ceux retracés dans la Loi de règlement 2024 (244,63 Mds FCFA). Le rapprochement ligne à ligne permet désormais de l'expliquer : 53,26 Mds correspondent aux ventes de gaz constatées en Loi de règlement, désormais intégrées dans les données ITIE 2024 ; 30,0 Mds à une avance de trésorerie consentie par PETROCI au Trésor (financement, et non recette extractive au sens strict) ; le solde (~5,6 Mds) à de simples décalages de calendrier (ventes SIR et remboursement de la dette PETROCI côté ITIE, menus flux gaziers côté Loi de règlement). Une fois ces éléments neutralisés, aucun biais intertemporel significatif ne subsiste.
- CDL / CDLM : les déclarations des CDLM de Tongon, Shiloh, Roxgold/Séguéla et Ivoire Manganèse n'ont pas été transmises. Les paiements correspondants n'ont donc pas pu être rapprochés dans le rapport.

Conclusions de l'AI

Sous réserve des limitations mentionnées ci-dessus, l'Administrateur Indépendant est en mesure de se prononcer avec une assurance raisonnable sur l'exhaustivité et la fiabilité des données présentées dans le présent rapport.

Les limitations résiduelles — taux de soumission des formulaires (66,67 %), couverture du rapprochement (79,24 %) et absence de déclaration de certaines entités (ANDE, CIAPOL, FNDE, plusieurs CDLM) — sont documentées et circonscrites ; elles n'affectent pas la représentativité d'ensemble ni les conclusions du présent rapport.

C2 - Gouvernance contractuelle et traçabilité des titres extractifs

La publication partielle des contrats, l'absence de justification des attributions et les lacunes de traçabilité des transferts de titres constituent des angles morts de gouvernance qui limitent la capacité de l'État à optimiser et contrôler ses ressources extractives.

Constatation	Enjeu / Impact
CPP non publiés : 25/29 — dont CI-101, CI-11, CI-26, CI-27 et CI-40 en production	Vérification indépendante des modalités de partage et plafonds de cost recovery impossible sur les blocs générant l'essentiel des recettes pétrolières
Conventions minières non publiées : 15/29 — dont plusieurs mines en production	Conditions fiscales et environnementales des opérations minières actives non accessibles au public
7 blocs attribués par gré à gré en 2024, sans justification documentée — dont réattributions ENI (CI-504/706/708) sur zones revalorisées post-Baleine/Calao sans duvulgation des termes comparatifs	Optimisation des conditions pour l'État non garantie au moment où le levier de négociation ivoirien est au plus haut. Elephant Oil (CI-520/521/522) : capacité financière non établie, abandon introduction en bourse sept. 2024.
9 changements de contrôle indirect sur titres stratégiques (Samapleu-Grata, Odienné) retracés via annonces internationales, sans notification à l'administration	Lacune structurelle du Code minier 2014 — partiellement adressée par le projet de Code 2025

Détail d'analyse en sections 2.2 et 2.4

C3 — Absence de paiements au compte de réhabilitation

Les obligations de constitution de comptes séquestres de réhabilitation restent largement non honorées dans les deux secteurs, exposant l'État à un risque de passif environnemental non couvert en cas de défaillance d'opérateur.

Constatation	Enjeu / Impact
Hydrocarbures — 0 versement au compte séquestre malgré l'obligation de l'article 18 des CPP	Particulièrement préoccupant pour CI-11 (fin de vie imminente, déficit de couverture : 8,8 Mds FCFA) et Baleine (engagements substantiels à constituer dès la phase active)
CI-802 — 0 versement malgré 4 trimestres exigibles depuis 2023	Non-conformité contractuelle documentée
Secteur minier — 3 déclarations reçues sur l'ensemble du périmètre industriel (138,4 M FCFA)	DGMG : 0 donnée transmise — écart CSCS 2022 : 9 Mds FCFA — quasi-totalité des obligations non documentées

Détail d'analyse en section 6.2

1.4.2 Constatations de priorité 2— Améliorations significatives requises

C4 - Écart de 103 Mds FCFA entre modélisation fiscale et données ITIE

L'AI a modélisé les encaissements fiscaux théoriques du secteur aurifère (taxe ad valorem + IS + dividendes) par mine, sur la base de données publiques (AISC opérateurs cotés, production DGMG, prix LBMA, taux Code minier).

Écart fiscal sectoriel de −103 Mds FCFA, soit plus de 25 % des recettes budgétaires minières 2024, porté principalement par l'IS (−67,5 Mds, dont −48 Mds sur Yaouré/Perseus) et la taxe ad valorem (−19,4 Mds). *(Écart net du tableau : −87,6 Mds ; écart positif de +15,4 Mds sur les dividendes Endeavour, assimilable à un règlement d'arriérés plutôt qu'à un risque de recouvrement).*

Ces écarts ne préjugent pas de la conformité fiscale des sociétés, mais appellent des clarifications prioritaires.

Flux fiscal (en Mds FCFA)	Modélisation AI	Données ITIE compilées	Écart
Taxe ad valorem — total	**120,5**	**101,1**	**-19,4**
dont Abujar + La Lobo (Zhaojin)	*19,7*	*10,6*	*-9,1*
dont Lafigué (Endeavour)	*7,9*	*3,0*	*-4,9*
Dont Tongon (Barrick)	*13,6*	*10,3*	*-3,4*
IS — total (base résultats 2023)	**157,9**	**90,4**	**-67,5**
dont Yaouré (Perseus Mining)	*48,0*	*0,0*	*-48,0*
dont Abujar + La Lobo (Zhaojin)	*12,3*	*2,8*	*-9,5*
dont Ity + Daapleu + Floleu *(endeavour)*	*54,2*	*46,6*	*-7,6*
Dividendes (base résultats 2023)	**47,3**	**46,5**	**-0,8**
dont Ity + Daapleu + Floleu (endeavour)	16,3	31,7	+15,4
dont Séguéla (Fortuna)	4,1	0,0	-4,1
dont Abujar + La Lobo (Zhaojin)	3,7	0,0	-3,7
dont Bonikro +Hiré (Allied Gold)	3,2	0,0	-3,2
dont Tongon (Barrick)	4,8	0,0	-4,8
TOTAL modélisation vs données ITIE	**325,7**	**238,1**	**-87,6**

Détail d'analyse en section 4.9.5

C5 - Commercialisation du pétrole brut : points de vigilance

L'appariement de 30 cargaisons avec la série EIA révèle des signaux nécessitant un suivi, sans anomalie majeure globale.

Constatation	Enjeu / Impact
PETROCI : 59 % des volumes CI-101/CI-802 vendus à un acheteur unique (Augusta Energy) vs 9 acheteurs pour ENI	Diversification commerciale insuffisante -réduction des débouchés et de la pression concurrentielle sur les prix.
Différentiel Baleine/Espoir : >3 USD/bbl — Espoir : prime +1,43 USD/bbl vs Brent ; Baleine : décote −1,98 USD/bbl	Absence de cotation de référence établie pour le brut Baleine - signal à suivre au fur et à mesure de la montée en puissance.
Transactions intra-groupe ENI vers Eni R&M : décotes −5,08 et −5,40 USD/bbl à prix contractuel figé (79,66 USD/bbl) alors que le Brent évoluait entre 84 et 85 USD/bbl	Paramètres contractuels sous-jacents non communiqués - vérification au regard du principe de pleine concurrence nécessaire.
ENI et CNR : absence de déclaration des caractéristiques techniques des cargaisons (densité API, teneur en soufre)	Comparaison détaillée des prix entre exportateurs impossible - limite la transparence sur les mécanismes de formation des prix.

Détail d'analyse en section 3.3.2.4

C6 - Insuffisances dans la gouvernance des entreprises d'État

Les travaux de l'AI révèlent des fragilités financières et des lacunes de gouvernance communes aux trois entreprises d'État du secteur extractif.

Entité	Constat clé	Risque / Enjeu
Publication EF et audits	PETROCI Holding et SODEMI publient leurs EF ; PETROCI CI-11 partiellement (sans notes). Aucune des trois n'a publié de rapport d'audit complet	Non-conformité à l'Exigence 2.6 de la Norme ITIE 2023
PETROCI CI-11	Créances CI-Énergies provisionnées à 100 % (54,4 Mds). Provision démantèlement couverte à 61,6 %. Flux intra-groupe non retracés	Passif environnemental non couvert sur gisement en fin de vie imminente
SODEMI	Répertoriée par la DGPE comme entreprise publique à caractère non commercial : son résultat opérationnel déficitaire (–4,77 Mds FCFA), compensé par des dividendes de participations (75,8 % du résultat financier), est cohérent avec ce statut et ne constitue pas en soi une anomalie. En revanche, 58,8 Mds FCFA en report à nouveau non redéployés, 4 981,6 M FCFA de dividendes SMI/SMD non recouvrés, et l'absence de politique anticorruption ou de règles encadrant prêts/garanties (malgré des avances significatives à CMB) restent des points de gouvernance à traiter.	Redéploiement des réserves, traçabilité des dividendes et encadrement des avances d'actionnaire à clarifier

Détail d'analyse en section 2.6

C7 - Absence d'audits des coûts pétroliers

La Loi de Règlement 2024 indique un taux de réalisation des audits des coûts pétroliers de 0 % (prévision 60 %). Ni la DGH ni la DGI n'ont transmis de données sur les contrôles de coûts réalisés. Les CPP des blocs CI-11, CI-26, CI-27 et CI-40 n'étant pas publiés, il est impossible de vérifier indépendamment les plafonds contractuels de cost recovery — qui conditionnent directement la part de production revenant à l'État. Les coûts Baleine Phase 1 (~1,7 Md USD) sont en récupération active, avec un plafond cost oil de 75 % et une reportabilité illimitée.

C8 - Désagrégation insuffisante des données : mines et hydrocarbures

Deux lacunes structurelles limitent la capacité d'analyse fiscale indépendante et le contrôle des coûts par projet.

Constatation	Enjeu / Impact
Données DGMG/DGTCP — mines semi-industrielles, artisanales et permis de recherche reportées en agrégé	Montant concerné : ~4 Mds FCFA — non significatif au regard des recettes industrielles. Amélioration souhaitable pour une traçabilité complète mais sans impact matériel sur l'analyse.
CI-101 et CI-802 – reporting consolidé à documenter	Selon la DGH, la consolidation des deux CPP résulte de leur unitisation et de l'utilisation d'infrastructures communes, justifiant leur traitement comme un projet unique. Cette approche devra être formellement documentée dans le prochain rapport ITIE, notamment concernant l'allocation des coûts, les plafonds de cost recovery et le partage de la production entre les deux contrats.

Détail d'analyse en section 7.1.4

C9- Composition du doré : or brut vs or fin

Le doré exporté est déclaré par la DGD en poids brut total, sans ventilation entre or fin et argent. La teneur en argent représentant en moyenne 26,4 % du poids, cette agrégation compromet la traçabilité entre production et exportation, fausse la base de liquidation de la taxe ad valorem et réduit la fiabilité des statistiques nationales d'exportation d'or.

1.4.3 Constatations de priorité 3 — Améliorations souhaitables

Constatation	Enjeu / Impact
C-10 – PETROCI Holding : avance de trésorerie à l'État et priorisation des ressources	Avance de 50 Mds FCFA consentie à la DGI le 31/12/2024 (remboursable sur enlèvements de brut Baleine 2025), dont le cadre d'autorisation n'a pas été communiqué à l'AI. Intervenant alors que PETROCI porte un encours de financements propres de 242,5 Mds FCFA, cette avance interroge la priorisation des ressources de trésorerie du groupe et l'origine des fonds mobilisés (fonds propres ou endettement).
C11 - EMAPE — secteur informel	Principale source de mercure en Côte d'Ivoire (PAN Mercure 2023). Production officielle DGMG : 0,7 t vs estimation ministre des Mines : 142 t/an hors circuits formels (~4 600 Mds FCFA de manque à gagner). Pertes fiscales conservatrices (35 t) : ~49 Mds FCFA/an.
C12 - Traçabilité et décaissement des CDLM	Plusieurs CDLM n'étaient pas pleinement opérationnels en 2024, notamment à Floleu, Fimbiasso et Lafigué, tandis que Tongon demeurait sous le régime d'un CDL. Ces retards institutionnels, conjugués à la lenteur d'exécution des projets, ont limité les décaissements, particulièrement à Daloa (3 %), Yaouré (32,4 %), Bonikro-Divo (39 %) et Agbaou-Divo (43,3 %), retardant ainsi l'utilisation effective des ressources au bénéfice des communautés.
C13 - Transition énergétique : risques documentés pour le secteur extractif	Intensité carbone réseau (~0,50 tCO_2/MWh, 66 % gaz) dégrade les scores ESG des groupes miniers cotés et peut conditionner le financement des nouveaux projets (~40 % de la production 2030). Nickel ivoirien exposé au règlement (UE) 2023/1542 dès 2030 — sans certification carbone, désavantage face aux productions canadienne et norvégienne. Coexistence expansion gazière / objectif 45 % ENR (CDN 2022) fragilise l'accès aux financements climatiques concessionnels.
C14 - Emploi extractif : lacunes statistiques et inégalités de genre	Données ANSTAT non désagrégées entre secteur industriel et EMAPE (153 463 emplois) : Contribution réelle du secteur industriel à l'emploi formel non mesurable Part féminine : 6,7 % (mines) / 12 % (hydrocarbures) - sans objectif ni mécanisme de suivi conventionnel : Sous-représentation structurelle non adressée dans les cadres contractuels ~500 000 orpailleurs EMAPE hors statistiques officielles : Principal réservoir d'emploi du secteur invisible dans les données publiques

Détail d'analyse en sections 3 2.2.4, 3 , 6.4.4 et 6.1.2.2

1.5 CARTOGRAPHIE DES RISQUES IDENTIFIES

L'analyse des données ITIE 2024 met en évidence 14 risques pesant sur la durabilité des recettes extractives et l'efficacité de la gouvernance du secteur, hiérarchisés ci-dessous selon leur probabilité et leur impact potentiel pour les finances publiques.

Priorité	Constatation / Risque identifié
CRITIQUE	Écarts significatifs entre la modélisation fiscale et les données ITIE et application de régimes conventionnels particuliers. Des écarts importants sont relevés notamment pour Yaouré, Abujar–La Lobo, Lafigué et Tongon. Pour Yaouré, l'absence d'IS déclaré pourrait résulter de l'application d'une exonération prévue par la convention minière de 2019. Plus généralement, certaines conventions minières peuvent comporter des régimes fiscaux particuliers dont l'articulation avec l'article 13 du Code minier, qui pose le principe de non-dérogation aux dispositions légales, mérite d'être clarifiée. Un rapprochement approfondi des données fiscales, des stipulations conventionnelles et des encaissements est recommandé afin de sécuriser l'interprétation des régimes applicables et d'expliquer les écarts constatés.
CRITIQUE	Décalage calendaire de la montée en puissance de la Phase 3 de Baleine : Calendrier de mise en production de la Phase 3 de Baleine post-DFI. La DFI a été confirmée le 25 mai 2026, mais avec retard par rapport au calendrier initialement anticipé. Le cadrage MEPD (avril 2025) supposait une montée en production à ~195 000 bbl/j dès 2028, hypothèse qui impliquait une DFI suivie d'une mise en production quasi immédiate — calendrier non réalisé. Écart scénario ITIE vs cadrage officiel : −120 000 bbl/j en 2028. Risque de gap budgétaire de plusieurs centaines de milliards FCFA sur 2027-2028.
ÉLEVÉ	Concentration Baleine - 50,1 % de la production pétrolière nationale sur un actif unique. Préfinancement Repsol (187,5 Mds FCFA) remboursable en brut sur 2025-2028 réduit les volumes commercialisables de la part Petroci Hodling. Tout retard Phase 3 amplifie le risque.
ÉLEVÉ	Volatilité du prix de l'or. L'amplitude entre scénario haut et bas sur 2026-2030 est de ±3 300 M USD de recettes cumulées pour l'État (±1 800 Mds FCFA). Aucun mécanisme de stabilisation en place.
ÉLEVÉ	Réhabilitation environnementale — passif potentiel non couvert. Secteur minier : 3 déclarations reçues seulement (138,4 M FCFA), écart CSCS ~9 Mds FCFA. Secteur pétrolier : 0 versement CI-802 (4 trimestres exigibles), déficit CI-11 : 8,8 Mds FCFA. En cas de défaillance des opérateurs sur les sites en fin de cycle (Tongon, Sissingué, Agbaou, CI-11), l'intégralité des coûts de réhabilitation serait à la charge de l'État.
ÉLEVÉ	Captation fiscale des plus-values sur cessions indirectes et transactions complexes (earn-in, NSR, share deals offshore). 9 opérations non déclarées en 2024 sur actifs stratégiques. Absence de méthodologie fiscale spécifique dans le Code 2014 — lacunes persistantes dans le projet de Code 2025. Risque de perte fiscale sur des actifs dont la valeur progresse avec la hausse des cours.
ÉLEVÉ	EMAPE - mercure et blanchiment aurifère. ~142 t/an hors circuits formels (~4 600 Mds FCFA). Principale source de mercure nationale (PAN 2023). Circuits transfrontaliers non tracés — exposition au blanchiment via négoce d'or non certifié sans mécanisme de contrôle opérationnel.
MODÉRÉ	Constatation budgétaire des recettes pétrolières et gazières — points de vigilance à sécuriser. Dans un contexte de réformes déjà engagées, le rapprochement avec la Loi de règlement 2024 met en lumière trois points appelant une clarification : (i) des décalages de constatation entre l'exercice de réalisation et celui d'enregistrement — 53,26 Mds FCFA de ventes de gaz constatés a posteriori —, inhérents au système de comptabilité de caisse en vigueur jusqu'en 2025 ; (ii) la constatation en recettes budgétaires d'une avance de trésorerie de PETROCI (30 Mds FCFA), dont la nature de financement gagnerait à être distinguée des recettes extractives ; (iii) la constatation des recettes de gaz non recouvrées méritent d'être clairement délimités pour écarter tout risque de double

Priorité	Constatation / Risque identifié
	comptabilisation. Ces points sont en voie de résolution grâce aux réformes en cours : comptabilité en droits constatés (depuis fin 2025), projet e-CUT (fin 2026) et interfaçage SIGICI–ASTER (début 2026).
MODÉRÉ	Retard d'exécution des nouveaux projets miniers. Koné (T4-2026), Doropo (2027) et Assafou (2028-2029) représentent 40 % de la production projetée à 2030. Un glissement de 12 mois sur Koné seul entraîne un manque à gagner estimé à ~550 M USD sur 2027.
MODÉRÉ	Prix de transfert dans les coûts AISC. Les charges intra-groupe (management, financement, assurances) incluses dans l'AISC peuvent réduire le résultat imposable et l'assiette IS. En l'absence de contrôle renforcé, une perte fiscales peuvent être importantes.
MODÉRÉ	Flux quasi-budgétaires gaz/CI-Énergies : 76 Mds FCFA transférés hors budget en 2024. Subvention implicite au secteur électrique non tracée dans les comptes de l'État. Cumul non-retracé depuis plusieurs exercices.
MODÉRÉ	Transition énergétique — Intensité carbone réseau (~0,50 tCO_2/MWh, 66 % gaz) dégradant les scores ESG des groupes miniers cotés. Nickel ivoirien exposé au règlement (UE) 2023/1542 dès 2030 — sans certification carbone, désavantage compétitif sur le marché batteries européen. Investissements offshore (Baleine, Calao) exposés au risque de stranded assets dans un scénario Net Zero post-2030. Conditionnalité croissante des financements sur les nouveaux projets (~40 % de la production 2030).
MODÉRÉ	**Retards d'opérationnalisation des CDLM et d'exécution des projets.**— Malgré un taux global de décaissement de 78,4 %, plusieurs CDLM présentent des taux faibles en raison de leur mise en place récente ou de projets encore en cours, retardant l'utilisation des ressources au bénéfice des communautés.
MODÉRÉ	Paiements sociaux DGH — compte extrabudgétaire sans traçabilité publique. 2 055 M FCFA gérés hors budget sans rapport d'utilisation publié. La distinction entre montants engagés et effectivement décaissés n'a pas pu être établie sur la base des informations disponibles — une clarification permettrait de sécuriser la traçabilité de ces fonds et la redevabilité envers les bénéficiaires.
FAIBLE	Durabilité des réserves aurifères : durée de vie moyenne pondérée ~12 ans sur base des réserves P&P publiées. Potentiel géologique estimé à 600 t (DGMG) en grande partie non exploré. Effort d'exploration continu requis pour maintenir les recettes au-delà de 2035.

La cartographie des risques illustre une tension centrale : le potentiel extractif de la Côte d'Ivoire est important, mais sa réalisation en recettes publiques durables dépend de décisions d'investissement non encore confirmées, d'une gouvernance fiscale à consolider et d'une transparence contractuelle et environnementale à renforcer . Les recommandations suivantes traduisent ces constats en actions prioritaires.

1.6 RECOMMANDATIONS STRATEGIQUES

Les 25 recommandations ci-dessous synthétisent les actions prioritaires issues des constatations détaillées en Section 8.1 du rapport, structurées par thème et classées par niveau de priorité.

Gouvernance contractuelle et entreprises d'État

Recommandation (Priorité)	Actions clés
R1 - Transparence contractuelle (P1)	Publier l'ensemble des CPP et conventions minières manquants avec liens actifs. Mettre en place un registre électronique centralisé. Intégrer les références des actes d'octroi dans les cadastres minier et pétrolier.
R2 - Attribution des blocs pétroliers (P1)	Publier pour chaque attribution 2024 les critères techniques, financiers et la justification du gré à gré. Pour ENI/CI-504/706/708 : publier une note comparative

Recommandation (Priorité)	Actions clés
	avec les contrats abandonnés. Renforcer le contrôle préalable des capacités des opérateurs.
R3 - PETROCI CI-11 (P1)	Clarifier et publier le statut des créances CI-Énergies (54,4 Mds) et intra-groupe (44,3 Mds). Combler le déficit de réhabilitation (8,8 Mds) avant cessation de production. Publier les conclusions de l'audit des coûts CI-11.
R4 - PETROCI Holding (P3)	Formaliser et documenter, pour toute avance de trésorerie consentie par PETROCI Holding à l'État ou à ses démembrements, l'autorisation préalable requise (délibération du Conseil d'administration, cadre légal ou budgétaire applicable). Mettre en place un reporting régulier de ces avances, précisant leur origine (fonds propres ou endettement) et assurant leur suivi jusqu'à apurement complet.
R5 – SODEMI : redéploiement des réserves et gouvernance (P2)	Clarifier la politique de redéploiement des réserves accumulées (58,8 Mds FCFA de report à nouveau) vers la mission de recherche ou de nouvelles participations minières. Réconcilier et recouvrer les dividendes dus par SMI et SMD (4 981,6 M FCFA). Adopter une politique anticorruption et encadrer l'octroi de prêts et garanties aux participations.
R6 - Cessions indirectes de titres miniers (P1)	Introduire dans le Code minier 2025 une obligation de qualification des cessionnaires. Compléter par des règles fiscales spécifiques aux transactions atypiques (NSR, earn-in, share deals offshore). Intégrer la traçabilité dans le e-cadastre et le registre des BE.
R7 - Cessions de titres miniers (P1)	Introduire des délais d'instruction opposables. Définir des critères objectifs d'approbation. Formaliser la continuité des obligations du cédant jusqu'à prise d'effet.

Qualité des données et fiabilité des recettes

Recommandation (Priorité)	Actions clés
R8 - Coûts miniers AISC (P2)	Vérifier les provisions de fermeture des mines matures (Tongon). Mettre en place un tableau de bord ITIE de suivi annuel des AISC.
R9 - Exportations d'or (P1)	Réconciliation systématique DGD/DGMG avant publication. Ventilation obligatoire de la composition du doré. Analyses comparatives avec les données miroir des pays importateurs.
R10- Commercialisation du brut (P2)	Suivre la concentration des ventes PETROCI par acheteur. Requérir la déclaration des caractéristiques des cargaisons (densité API, teneur soufre). Renforcer la revue des transactions intra-groupe au regard de la pleine concurrence.
R11 - Cohérence des recettes aurifères (P1)	Solliciter auprès de la DGI les éléments justifiant le régime d'exonération d'IS appliqué à Perseus Mining Yaouré, afin d'en documenter le fondement juridique et son articulation avec le principe de non-dérogation prévu par le Code minier, ainsi que la documentation des autres écarts significatifs relevés, notamment pour Abujar–La Lobo, Lafigué, Tongon et Ity–Daapleu–Floleu. Institutionnaliser la modélisation fiscale dans chaque cycle ITIE et l'étendre progressivement aux autres substances minières.

Régime fiscal, stabilisation et durabilité des recettes

Recommandation	Actions clés
R12 - Audits de coûts pétroliers (P2)	Élaborer un plan de rattrapage prioritaire sur CI-101 et CI-802. Définir des modalités de publication agrégées compatibles avec la confidentialité. Adopter un code de déontologie pour les vérificateurs extractifs.
R13 - Indicateur de durabilité des réserves (P2)	Intégrer dans les rapports ITIE un indicateur de durabilité des réserves par mine et par bloc permettant aux parties prenantes d'évaluer la trajectoire de moyen et long terme des recettes fiscales.

Recommandation	Actions clés
R14 - Audit des coûts miniers (P2)	Adopter les décrets d'application du Code 2025 relatifs aux audits de coûts. Introduire un audit CAPEX systématique avant mise en production. Mettre en œuvre un dispositif de contrôle des prix de transfert intra-groupe.
R15 - Progressivité du régime fiscal minier (P2)	Intégrer dans le Code minier 2025 un mécanisme automatique de progressivité indexé sur les cours de l'or. Engager au CN-ITIE une réflexion sur la captation des superprofits. Réaliser une analyse d'impact de la réforme sur les marges et les recettes.
R16 - FSD-CI - intégration ITIE (P3)	Intégrer les flux FSD-CI dans le périmètre de déclaration ITIE dès la première année. Réaliser un benchmark et aligner la gouvernance sur les Principes de Santiago. Publier la règle budgétaire de référence et clarifier l'articulation avec les CDLM et FDL.
R17 - Durabilité des recettes aurifères (P3)	Intégrer la cartographie des risques aurifères dans le cadrage macroéconomique. Mettre en œuvre les dispositions du Code 2025 sur les transactions intra-groupe. Publier un indicateur de durabilité des réserves dans les rapports ITIE.
R18 - Renforcement des capacités en modélisation fiscale (P2)	Renforcer les capacités techniques des parties prenantes ITIE (CN-ITIE, DGI, DGMG) en modélisation économique et simulation fiscale des projets et contrats miniers, afin d'alimenter le débat multipartite sur la captation de la rente et l'évolution du régime fiscal.

Développement local, environnement et transition énergétique

Recommandation	Actions clés
R19 - Comptes séquestres de réhabilitation (P1)	Publier un état exhaustif des garanties par projet. Confirmer l'ouverture du compte CI-802 (ENI/Baleine). Réactiver le CSCS.
R20 - Évaluation indépendante du passif environnemental agrégé (P1)	Engager une évaluation indépendante du passif environnemental potentiel du secteur extractif ivoirien — mines et blocs pétroliers en fin de vie — comme base de dimensionnement des obligations de garantie et d'alerte sur les risques à la charge de l'État.
R21 - CDLM/FDL (P2)	Obtenir les déclarations manquantes et finaliser les rapprochements. Clarifier les bases et périodes de paiement, notamment pour Tongon, Bonikro, La Lobo, Roxgold Sango et Fimbiasso. Accélérer l'opérationnalisation des CDLM et le suivi de l'exécution des projets. Publier leurs rapports annuels de gestion. Adopter le décret d'application de l'article 126 du Code minier et centraliser le suivi des engagements sociaux des carrières.
R22 - EMAPE (P1)	Intégrer progressivement l'EMAPE dans le périmètre ITIE (SCOOPS et bureaux d'achat agréés en priorité).
R23 - Étude de quantification des flux EMAPE (P1)	Réaliser une étude de quantification et cartographie des flux EMAPE afin d'harmoniser les estimations disponibles (0,7 t à 142 t/an) et disposer d'une base statistique fiable pour orienter les politiques publiques.
R24 - Transparence environnementale (P2)	Créer un portail public de divulgation des EIES et rapports de suivi. Finaliser les décrets d'application de la Loi n°2023-900. Introduire un indicateur annuel de transparence environnementale dans le reporting ITIE.
R25 - Transition énergétique (P3)	Déclarer les émissions GES scope 1/2 par projet dans les formulaires ITIE 2025. Lancer une étude de certification carbone du nickel ivoirien (CMB/Bafing). Intégrer un scénario de transition accélérée dans les projections de recettes.

2. Cadre juridique et institutionnel, Contrats et licences

2.1 Cadre juridique et régime fiscalité

2.1.1 Secteur des hydrocarbures

2.1.1.1 Cadre juridique

Le secteur des hydrocarbures en Côte d'Ivoire est régi par le Code pétrolier de 1996 (modifié en 2012), complété par ses textes d'application et par des dispositions fiscales, environnementales et douanières. Les contrats pétroliers constituent un élément central du dispositif juridique applicable.

a) Textes sectoriels de référence

Le cadre juridique spécifique repose principalement sur :

- Loi n°96-669 du 29 août 1996 portant Code pétrolier, modifiée par l'Ordonnance n°2012-369 du 18 avril 2012 ;
- Décret n°96-733 du 19 septembre 1996, fixant les modalités d'application ;
- Décret n°2014-248 du 8 mai 2014, relatif à la signature des contrats pétroliers.

Le Code pétrolier encadre notamment :

- les conditions d'attribution des blocs ;
- les droits et obligations des titulaires ;
- les formes contractuelles ;
- les principes fiscaux applicables ;
- les modalités de participation de l'État.

b) Législation relative au contenu local

Le cadre juridique du secteur des hydrocarbures a été renforcé par l'adoption de :

- Loi n°2022-408 du 13 juin 2022, relative au contenu local dans les activités pétrolières et gazières ;
- Décret n°2023-441 du 24 mai 2023, fixant les modalités d'application de cette loi.

Ce dispositif introduit des obligations en matière de recours à la main-d'œuvre nationale, de participation des entreprises ivoiriennes aux marchés pétroliers, ainsi que des exigences de planification, de déclaration et de suivi du contenu local.

Les textes réglementaires d'application (arrêtés et circulaires) précisant les modalités opérationnelles, les seuils applicables et les mécanismes de contrôle sont disponibles sur la plateforme officielle dédiée au contenu local du secteur des hydrocarbures, accessible via le site du MMPE.

Cette législation constitue désormais un élément structurant du cadre réglementaire applicable aux opérateurs pétroliers et gaziers.

c) Textes transversaux applicables

Les activités pétrolières sont également soumises à :

- Loi n°96-**766 du 3 octobre 1996 portant Code de l'environnement** ;

- Code général des impôts ;
- Code des douanes.

Ces textes déterminent le régime fiscal de droit commun, les exonérations éventuelles ainsi que les obligations environnementales.

d) Dispositions spécifiques au raffinage

Le cadre juridique intègre également :

- Ordonnance n°2018-643 du 1er août 2018, instituant une taxe de soutien au développement du raffinage ;
- Arrêtés interministériels n°583 et n°584 du 24 octobre 2018, relatifs aux modalités de calcul et de collecte des taxes sur les produits pétroliers.

e) Rôle des contrats pétroliers

Les contrats pétroliers précisent les modalités fiscales et opérationnelles applicables aux titulaires, notamment en matière de partage de production, récupération des coûts et participation de l'État[1].

Les contrats conclus avant l'entrée en vigueur du Code pétrolier de 1996 demeurent régis par les textes antérieurs, notamment la Loi n°70-489 du 3 août 1970 et l'Ordonnance n°70-501 du 12 août 1970, entraînant la coexistence de régimes juridiques distincts.

2.1.1.2 Cadre institutionnel

La gouvernance du secteur des hydrocarbures en Côte d'Ivoire repose sur une architecture institutionnelle combinant fonctions stratégiques (orientation et décision), fonctions de régulation technique, et participation opérationnelle de l'État à travers des entreprises publiques:

Tableau 1 : Rôles et responsabilités des Agences Gouvernementales du secteur des hydrocarbures

Structures	Prérogatives
Autorités décisionnelles et de tutelle	
Conseil des Ministres	Organe suprême de décision, il approuve les orientations stratégiques du secteur et valide notamment l'attribution, le renouvellement ou le retrait des blocs pétroliers, ainsi que la signature des contrats pétroliers.
Ministre en charge des hydrocarbures	Il assure la conduite de la politique nationale des hydrocarbures. Il instruit les demandes relatives aux blocs et permis, sur la base des avis techniques compétents, et soumet les décisions majeures au Conseil des Ministres.[2] [3].
Autorités techniques de régulation	
Direction Générale des Hydrocarbures	La DGH est chargée de l'application de la politique nationale et du suivi technique des activités d'exploration, de production et, le cas échéant, de raffinage et de distribution. Elle assure notamment : .[4][5]. • l'instruction technique des demandes de titres ; • le contrôle du respect des obligations contractuelles ; • le suivi des opérations pétrolières. • du contrôle des coûts pétroliers déclarés au titre de la récupération des coûts.

[1] *Article 18 du Code pétrolier*
[2] *Article 9 du DÉCRET N° 96 - 733 du 19 septembre 1996 relatif aux modalités générales d'application de la loi n° 96 - 669 du 29 août portant code pétrolier*
[3] *http://www.mpeder.ci/*
[4] *Article 11 du décret N° 96 - 733 du 19 septembre 1996 relatif aux modalités générales d'application de la loi n° 96 - 669 du 29 août portant code pétrolier*
[5] *https://www.dgh.ci/dgh/presentation*

Structures	Prérogatives
	• la mise en œuvre des politiques de contenu local, notamment à travers la plateforme sectorielle d'intermédiation.
Commission Interministérielle Pétrolière (CIP)[6]	La CIP examine les dossiers relatifs notamment aux exonérations fiscales et aux autorisations liées aux activités pétrolières. Elle formule des recommandations au gouvernement.
Ministère des Finances	Intervient à travers ses administrations compétentes : • Direction Générale des Impôts (DGI) : contrôle fiscal des sociétés pétrolières (impôt sur les sociétés, retenues à la source, TVA, etc.) et vérification de la base taxable. • Direction Générale des Douanes : contrôle des importations et exonérations. • Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) : recouvrement et centralisation des recettes pétrolières au profit du Trésor.
Ministère en charge de **l'Environnement**	Veille au respect des obligations environnementales applicables aux activités pétrolières, notamment : • validation des études d'impact environnemental et social (EIES) ; • suivi des plans de gestion environnementale ; • contrôle de la conformité réglementaire ; • application des sanctions prévues par le Code de l'environnement.
Entreprises publiques	
Société Nationale **d'Opérations** Pétrolières de la **Côte d'Ivoire** (PETROCI) [7]	Société d'État responsable de la valorisation des ressources pétrolières nationales. PETROCI représentant les intérêts de l'État dans les contrats pétroliers. Elle participe aux projets en tant que partenaire et assure la gestion commerciale des intérêts publics.
Société Ivoirienne de Raffinage (SIR)	Créée en 1962, la SIR assure le raffinage du pétrole brut et la distribution de produits pétroliers, tant au niveau national qu'international.[8]
Côte d'Ivoire Energies (CI Energies)	Acheteur exclusif du gaz naturel produit en Côte d'Ivoire, y compris la part revenant à l'État, destiné à la production d'électricité.[9]

2.1.1.3 Cadre fiscal

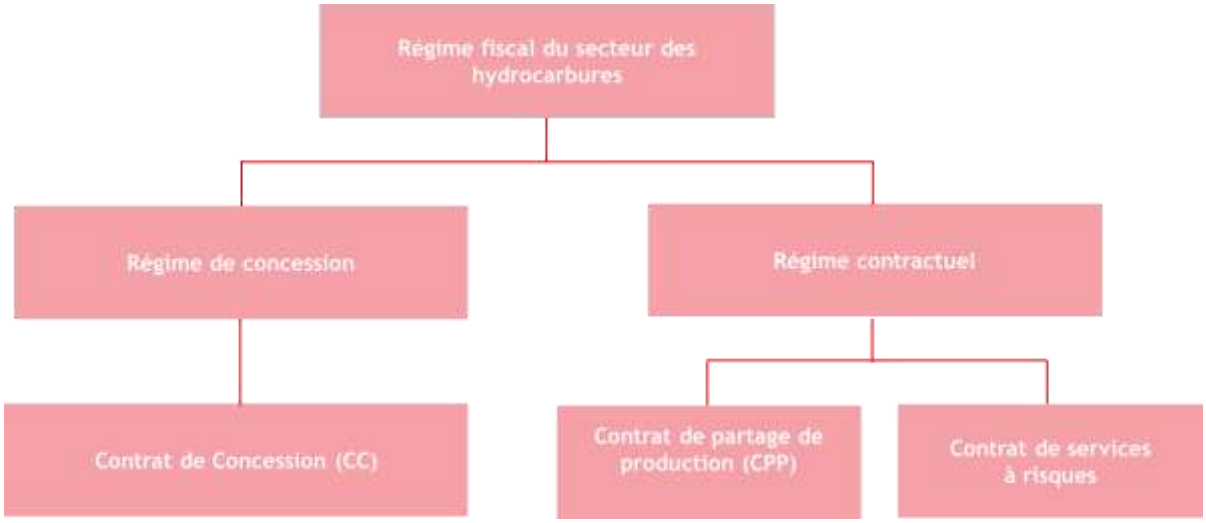
Le régime fiscal des hydrocarbures en Côte d'Ivoire repose sur un cadre contractuel dominé par les contrats de partage de production (CPP). Le régime de concession demeure prévu par la loi mais n'est plus utilisé. Le système combine prélèvements sur la production, impôt sur les bénéfices, bonus, redevances et, le cas échéant, mécanismes progressifs liés à la rentabilité.

[6] *Article 46 du décret N° 96 - 733*
[7] *http://www.petroci.ci/missions/*
[8] *http://www.sir.ci/index.php/societe/presentation*
[9] *https://www.cinergies.ci/*

(i) Régimes fiscaux applicables

Conformément à la Loi n°92-962 du 23 décembre 1992 relative aux contrats pétroliers et au Code pétrolier de 1996, deux régimes sont prévus :

Figure 2 : Régime fiscal du secteur des hydrocarbures



1. Le régime de concession : Il confère à l'entreprise titulaire un droit exclusif d'exploration et d'exploitation, moyennant le paiement de redevances et d'impôts à l'État. Aucun contrat actif en Côte d'Ivoire n'est actuellement régi par ce régime.

2. Le régime contractuel : Dans ce régime, les ressources naturelles et la production restent la propriété de l'État. L'entreprise, appelée "entrepreneur", mène les opérations pétrolières à ses risques et frais, en échange d'une part de la production (dans le cadre d'un contrat de partage de production - CPP) ou d'une rémunération en espèces (contrat de service) en cas de découverte commerciale. Tous les contrats pétroliers actifs en Côte d'Ivoire relèvent du régime CPP.

(ii) Instruments fiscaux

❖ *Instruments prévus dans un régime de concession (théorique) :*

Bien que non utilisé actuellement, ce régime prévoit :

Tableau 2 : : Instruments fiscaux applicables aux Contrats des Concession

Instruments	Base/taux
Redevance proportionnelle à la production[10]	Les entreprises doivent verser une redevance basée sur la production mensuelle totale, dont les taux et modalités sont définis dans le contrat de concession. Ce paiement peut se faire en nature ou en numéraire.
Impôt sur les bénéfices[11]	L'impôt sur les bénéfices est calculé et recouvré selon les modalités prévues par le Code Général de Impôts Le contrat pétrolier peut toutefois prévoir un paiement en devises étrangères ou en nature.

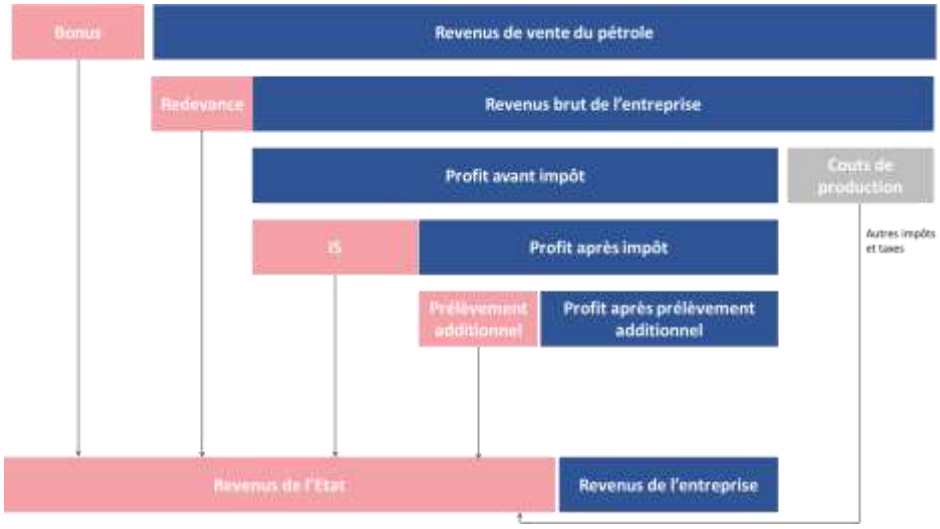
[10] *Article 69 du Code pétrolier*
[11] *Article 73 du Code pétrolier*

Instruments	Base/taux
	Le taux est de 25% avec un minimum de 0,5% du chiffre d'affaires (avec un minimum de perception de 3 millions de FCFA et un maximum de 35 millions F CFA)[12]
Prélèvement pétrolier additionnel[13]	Ce prélèvement vise à capter une part supplémentaire de la rente économique lorsque les projets atteignent certains seuils de rentabilité. Il est calculé selon un facteur R, qui prend en compte les revenus nets cumulés par rapport aux investissements cumulés. Le facteur R est calculé par le ratio des « revenus nets cumulés » (revenus bruts du titulaire du contrat moins la somme des dépenses d'exploitation (y compris l'abandon) moins l'IS) sur « Investissements cumulées » (somme des Coûts de Recherche et de Développement déterminés conformément aux dispositions de la Procédure comptable à partir de la date d'entrée en vigueur jusqu'à l'année civile précédente).
Bonus[14]	Les contrats de concession peuvent inclure un "bonus de signature" et un "bonus de production", payés à l'État lors de la signature du contrat et en fonction des quantités d'hydrocarbures produites.
Redevance superficielle [15]	Les entreprises doivent s'acquitter d'une redevance annuelle pour l'occupation de la surface du bloc, dont les modalités sont définies dans le contrat.
Droits fixes	Les demandes d'attribution, de renouvellement, de cession, de transmission ou de renonciation de contrats pétroliers et des autorisations en dérivant sont soumises au paiement de droits fixes dont les montants et modalités de règlement sont déterminés dans le cadre de la loi de Finances
Exemptions	Les contrats peuvent prévoir des exemptions sur certaines taxes (redevances, TVA, droits de douane) pour favoriser l'exploration dans des zones à haut risque ou difficiles d'accès, comme les zones marines profondes. :[16] - Exonération de la redevance à la production dans des cas exceptionnels, notamment dans les zones marines profondes. - Exonération de TVA et d'autres taxes pour les acquisitions de biens et services dédiés aux activités pétrolières. - Exonération des droits de douane pour l'importation de biens et équipements nécessaires à l'exploration et l'exploitation pétrolières. - Exonération des impôts sur les intérêts payés à des prêteurs étrangers pour les investissements liés aux projets pétroliers.

Une illustration des flux de paiements d'un contrat de concession est présentée dans la **figure 3**.

[12] *Articles 51 et 39 du Code Général des impôts*
[13] *Article 75 du Code pétrolier*
[14] *Article 74 du Code pétrolier*
[15] *Article 68 du Code pétrolier*
[16] *Article 69 du Code pétrolier*

Figure 3 Flux de paiements générés par un contrat de concession



❖ *Instruments applicables dans les CPP (régime en vigueur)*

Tous les contrats actifs étant des Contrats de Partage de Production (CPP), la description ci-dessous porte principalement sur ce régime :

Tableau 3 : : Instruments fiscaux applicables aux CPP

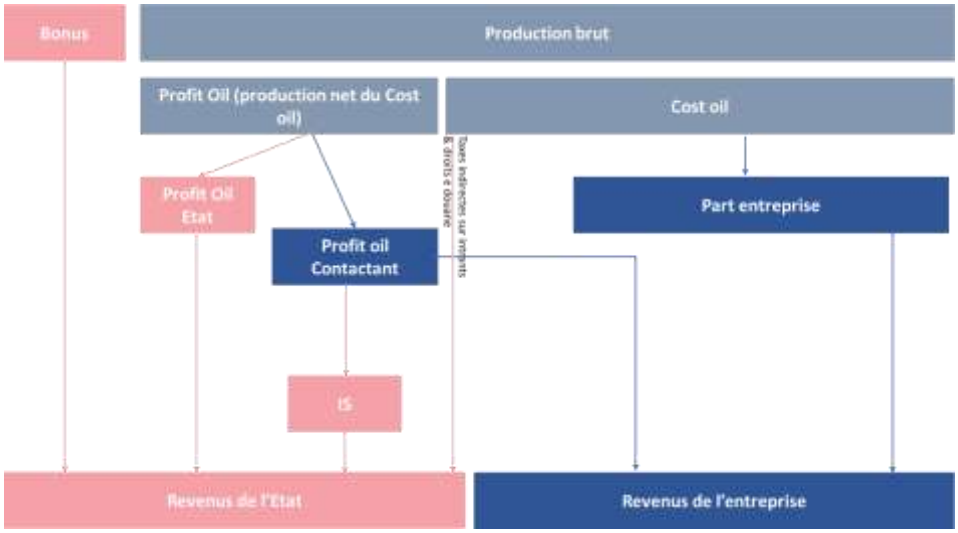
Instruments	Base/taux
Récupération des Coûts / Cost-Oil	Dans un CPP, l'entreprise pétrolière finance l'intégralité des travaux d'exploration et de développement à ses risques. En cas de découverte commerciale, elle peut récupérer ses coûts pétroliers à travers une part de la production appelée **"cost oil"**. • Cette part est plafonnée contractuellement (afin de préserver une part minimale pour l'État). • Les coûts récupérables doivent être conformes aux dispositions contractuelles. • Leur contrôle relève de la DGH et de PETROCI. Ce mécanisme a une incidence directe sur : • la part de production revenant à l'État ; • la base imposable soumise à l'impôt sur les bénéfices.
Profit-Oil	Après déduction du cost oil, la production restante constitue le **"profit oil"**, qui est partagé entre l'État et l'entreprise. Le partage peut être : • fixe ; • progressif en fonction du niveau de production ; • progressif selon la rentabilité du projet (facteur R ou taux de rendement). Ce mécanisme constitue l'un des principaux instruments de captation de la rente pétrolière par l'État. Le facteur R est calculé comme le ratio entre : • les revenus nets cumulés ; • et les investissements cumulés.

Instruments	Base/taux
	Lorsque certains seuils sont atteints, la part de l'État augmente, renforçant la progressivité du régime.
Impôt sur les bénéfices[17]	Les sociétés pétrolières sont soumises à l'impôt sur les bénéfices au taux de 25 %, conformément au Code Général des Impôts. [18] Selon les dispositions contractuelles : • l'impôt peut être acquitté en numéraire ; • ou, dans certains cas, en nature par prélèvement sur la part de production. L'IS s'applique après déduction des charges admises, incluant les coûts pétroliers.
Bonus[19]	Les contrats peuvent prévoir : • un bonus de signature, payable à la conclusion du contrat ; • un bonus de production, déclenché à l'atteinte de certains seuils. Ces paiements constituent des recettes ponctuelles pour l'État.
Redevance superficielle [20]	Les titulaires de blocs pétroliers doivent s'acquitter d'une redevance annuelle liée à la superficie du périmètre contractuel.
Droits fixes	Les demandes d'attribution, renouvellement, cession ou renonciation de titres sont soumises à des droits fixes déterminés par la loi de finances.
Exonérations et régimes préférentiels	Les contrats peuvent prévoir des exemptions sur certaines taxes (redevances, TVA, droits de douane) pour favoriser l'exploration dans des zones à haut risque ou difficiles d'accès, comme les zones marines profondes. :[21] - Exonération de la redevance à la production dans des cas exceptionnels, notamment dans les zones marines profondes. - Exonération de TVA et d'autres taxes pour les acquisitions de biens et services dédiés aux activités pétrolières. - Exonération des droits de douane pour l'importation de biens et équipements nécessaires à l'exploration et l'exploitation pétrolières. - Exonération des impôts sur les intérêts payés à des prêteurs étrangers pour les investissements liés aux projets pétroliers.

Une illustration des flux de paiements d'un contrat de partage de production est présentée dans la figure 4.

[17] *Article 73 du Code pétrolier*
[18] *Articles 51 et 39 du Code Général des impôts*
[19] *Article 74 du Code pétrolier*
[20] *Article 68 du Code pétrolier*
[21] *Article 69 du Code pétrolier*

Figure 4 Flux de paiements générés par un CPP



(iii) Décentralisation fiscale – Secteur des hydrocarbures

En Côte d'Ivoire, la fiscalité du secteur des hydrocarbures est entièrement centralisée. Les impôts, taxes et autres prélèvements sont collectés par les administrations compétentes et versés au Trésor public.

À la date du présent rapport, **aucune taxe ou redevance spécifique n'est prélevée ou collectée au** niveau infranational, et il n'existe pas de mécanisme de paiements fiscaux directs des sociétés pétrolières aux collectivités territoriales.

Les contributions des entreprises au profit des communautés locales, lorsqu'elles existent, relèvent de paiements sociaux (obligatoires ou volontaires) et sont présentées dans les sections dédiées (Exigence 6.1).

2.1.1.4 Réformes et faits marquants

La période 2024–2025 est marquée par (i) l'opérationnalisation du dispositif de contenu local et (ii) l'annonce d'une réforme du Code pétrolier visant à moderniser le cadre juridique du secteur des hydrocarbures.

a) Opérationnalisation du contenu local (2024)

En 2024, plusieurs arrêtés ont été adoptés par le Ministère en charge du Pétrole et la DGH), notamment:

- Arrêté n°137/MMPE/DGH du 15 avril 2024, portant création et fonctionnement de la plateforme numérique dédiée au contenu local ;
- Arrêté n°050/MMPE/DGH du 16 février 2024, fixant les frais d'instruction des demandes d'agrément ;
- Arrêté n°051/MMPE/DGH du 16 février 2024, fixant les montants seuils des marchés soumis à appel d'offres ;
- Arrêté n°190/MMPE/DGH du 29 mai 2024, fixant les objectifs des indices IDL, IBL et ISL.

Ces textes sont publiés sur la plateforme officielle dédiée au contenu local de la DGH : Ils renforcent :

- la traçabilité administrative des obligations de contenu local ;
- la transparence des plans de passation de marchés ;
- le contrôle des performances des opérateurs.

b) Réforme annoncée du Code pétrolier (2025)

En 2025, le Gouvernement a annoncé[22] l'engagement d'un processus de révision du Code pétrolier, dans le cadre d'une modernisation du cadre légal du secteur pétrolier.

Cette réforme vise notamment à :

- adapter la réglementation aux standards internationaux ;
- renforcer la gouvernance et la transparence ;
- optimiser les retombées économiques du secteur.

À la date du présent rapport, le texte révisé n'a pas encore été adopté. Il s'agit donc d'une réforme en cours, et non d'une modification législative effective.

c) **Signature de protocoles d'accord dans les secteurs pétrolier et de l'énergie**

En mai 2025, la signature à Abidjan de protocoles d'accord entre l'État ivoirien, des entreprises publiques du secteur pétrolier et des sociétés américaines a été annoncée et relayée par plusieurs médias nationaux et internationaux. [23].

Selon les informations rapportées, ces protocoles pourraient représenter près de 4 000 milliards FCFA d'intentions d'investissements (soit environ 6,8 à 7 milliards USD). Les montants évoqués incluent notamment plus de 3 000 milliards FCFA (environ 5,1 milliards USD) pour un projet de deuxième raffinerie (partenariat SIR–Yaatra/Yaatra Ventures), ainsi qu'un protocole relatif à deux blocs pétroliers en partenariat avec VAALCO/Valco Energy Systems (via PETROCI)

Au moment de la rédaction du présent rapport, ces instruments n'avaient pas été rendus publics.

Présentés comme des accords de coopération ou d'intention, ces partenariats concernent des actifs stratégiques du secteur extractif et impliquent des entreprises publiques. À ce stade, ils ne produisent pas d'effet direct sur le périmètre de divulgation du présent rapport.

Au regard de leur objet et des actifs concernés, l'évolution de ces partenariats pourra être prise en considération dans les prochains rapports ITIE, en fonction de leur mise en œuvre effective et des développements contractuels éventuels.

2.1.2 Secteur minier

2.1.2.1 Cadre juridique

Le secteur minier ivoirien est régi par deux cadres juridiques distincts selon la date de délivrance des titres. Depuis 2014, un nouveau Code minier constitue la base du régime juridique applicable, avec des dispositions renforcées en matière de transparence, de stabilité contractuelle et de gouvernance.

[22] *Source : (Source officielle : Communication du Gouvernement, page GouvCI)*
[23] *Abidjan.net, TV5Monde,*

a) Régime applicable aux titres délivrés avant le 24 mars 2014

Les titres miniers octroyés avant l'entrée en vigueur du Code minier de 2014 restent régis par le Code minier de 1995 (Loi n°95-553 du 18 juillet 1995) et ses textes d'application, notamment :

- Décret n°96-634 du 9 août 1996 relatif aux modalités d'application ;
- Ordonnance n°96-600 du 9 août 1996 fixant les redevances et droits fixes ;
- Ordonnance n°2013-657 du 18 septembre 2013 relative au commerce du diamant brut ;
- Décret n°2013-658 du 18 septembre 2013 relatif à la traçabilité des diamants.

Ces dispositions continuent de s'appliquer aux titres concernés, entraînant une coexistence de régimes juridiques.

b) Régime applicable aux titres délivrés depuis le 24 mars 2014

Le Code minier de 2014 (Loi n°2014-138 du 24 mars 2014) constitue le cadre juridique de référence pour les titres délivrés à compter de son entrée en vigueur.

Ce Code vise à :

- renforcer l'attractivité du secteur ;
- sécuriser les investissements ;
- mieux protéger les intérêts de l'État ;
- intégrer les principes de transparence et de bonne gouvernance.

Parmi les innovations introduites :

- obligation d'adhésion aux principes de l'ITIE ;
- encadrement des conventions minières, avec stabilisation des régimes fiscaux et douaniers dans le respect du Code ;
- renforcement des dispositions relatives aux populations riveraines et à l'environnement.

c) **Textes d'application et dispositifs complémentaires**

Le Code minier de 2014 est complété par plusieurs textes d'application, notamment :

- Ordonnance n°2014-148 du 26 mars 2014 fixant les redevances superficielles et taxes proportionnelles ;
- Décret n°2014-397 du 25 juin 2014 portant modalités d'application du Code ;
- Ordonnance n°2018-144 du 14 février 2018 modifiant certaines dispositions du Code ;
- Ordonnance n°2013-657 du 18 septembre 2013, concernant le commerce du diamant bru
- Arrêté n°501/MIM du 10 novembre 2014, fixant les modalités de délivrance du certificat du Processus de Kimberley pour l'exportation des diamants bruts;
- Textes encadrant la sous-traitance minière et les mécanismes de gestion des comptes séquestres.
- Arrêté n°002/MIM/CAB du 11 janvier 2016, relatif aux procédures d'attribution et de renouvellement des titres miniers, ainsi qu'à la réglementation sur l'or brut.

- Décret n°2022-918, qui précise les modalités de gestion et d'alimentation du Fonds de Développement Local qui vise à soutenir les communautés locales et à favoriser un partage équitable des bénéfices issus de l'exploitation minière.
- D'autres décrets régissent des aspects spécifiques tels que les conditions d'octroi d'agréments pour les sous-traitants miniers (Décret n°00005/MMG/SEPMBPE du 1er mars 2019) ou l'organisation et le fonctionnement du Comité de suivi de l'utilisation des ressources de compte séquestre (Décret n°619/MMG/MEF/SEPMBPE du 14 novembre 2018).

Le détail des autres textes régissant le secteur peut être consulté sur le site de l'ITIE-CI[24] et du Ministère des Mines.[25]

d) Textes transversaux applicables

Les activités minières sont également soumises :

- au Code Général des Impôts ;
- au Code des Douanes ;
- au Code de l'Environnement ;
- au Code des Investissement (pour les carrières) ;
- au Code de l'Eau ; et
- au Code forestier.

2.1.2.2 Cadre institutionnel

La gouvernance du secteur minier ivoirien repose sur une architecture institutionnelle articulée autour de fonctions décisionnelles, techniques, fiscales, environnementales et opérationnelles, avec une participation active de l'État à travers une entreprise publique.

Tableau 4 : Rôles et responsabilités des Agences Gouvernementales du secteur minier

Structure	Attribution
Autorités décisionnelles et de tutelle	
Conseil des Ministres	Organe suprême de décision, il : • approuve l'octroi, le renouvellement ou le retrait des titres miniers ; • valide les conventions minières ; • statue sur les projets miniers d'importance stratégique. Les décisions sont formalisées par décret.
Ministre en charge des mines et son cabinet[26]	Il conduit la politique nationale minière et : • instruit les demandes de titres ; • soumet les dossiers au Conseil des Ministres, après avis de la Commission Interministérielle des Mines (CIM) ; • supervise les administrations techniques.
Organes techniques et consultatifs	
Commission Interministérielle des Mines (CIM)[27]	Organe consultatif réunissant plusieurs ministères, elle émet des avis sur : • les demandes de titres miniers ; • les exonérations douanières ; • les projets structurants ;

[24] http://www.cn-itie.ci/
[25] https://www.energie.gouv.ci/mines/textes
[26] http://mines.gouv.ci/?page_id=229
[27] *Article 158 du N° 2014-397 du 25 juin 2014 déterminant les modalités d'application de la loi n°2014-138 du 24 mars 2014 portant code minier*

Structure	Attribution
	• les propositions de réformes législatives.
Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG)	Administration technique centrale, elle assure : • l'instruction des demandes de permis et autorisations ; • le suivi technique des activités d'exploration et d'exploitation ; • la surveillance du respect des obligations réglementaires ; • la gestion des données géologiques et cadastrales.
Dispositifs de gestion environnementale	
Comité de suivi de **l'utilisation des** ressources de Compte Séquestre (CSCS)[28]	Créé en 2019, il veille à : • la gestion des fonds destinés à la réhabilitation environnementale ; • la conformité des versements effectués par les sociétés minières ; • l'autorisation de l'utilisation des ressources pour les travaux de réhabilitation.
Ministère en charge de **l'environnement**	Il : • valide les études d'impact environnemental et social (EIES) ; • contrôle la mise en œuvre des plans de gestion environnementale ; • peut prononcer des sanctions en cas de non-conformité.
Administrations fiscales et financières	
Ministère des Finances	Intervient à travers : • Direction Générale des Impôts (DGI) : contrôle fiscal des sociétés minières (IS, retenues à la source, TVA, etc.) ; • Direction Générale des Douanes : contrôle des importations et exonérations ; • Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) : recouvrement et centralisation des recettes minières
Entreprises publiques	
Société pour le Développement Minier de **la Cote d'Ivoire** (SODEMI)[29]	Créée en 1964 et placée sous la tutelle du Ministère des Mines, elle : • détient des titres miniers ; • prend des participations dans des projets ; • conclut des partenariats avec des opérateurs privés ; • contribue à la valorisation du potentiel minier national. Elle intervient également dans la chaîne de commercialisation de l'or, notamment à travers : • la délivrance d'**attestations de conformité de l'or** ; • l'émission de **certificats d'expertise d'or brut**, notamment pour les entreprises d'achat et de vente d'or.
Gouvernance locale	
Comité de Développement Local Minier (CDLM)	Prévu par le Code minier de 2014, le CDLM est l'organe local chargé du suivi des retombées minières au niveau des zones d'exploitation. Il assure notamment : • la gestion des ressources affectées au développement local ; • la validation et le suivi des projets communautaires ; • le contrôle de l'utilisation des fonds destinés aux collectivités impactées.

[28] *Arrêté n°00028/MMG/CAB du 25 avril 2019 portant nomination des membres du CSCS*
[29] https://sodemi.ci/

2.1.2.3 Cadre fiscal

Le régime fiscal minier ivoirien combine des prélèvements sur la production, une imposition sur les bénéfices, des droits fixes et des instruments liés aux transactions et aux dividendes. Il repose principalement sur le Code minier de 2014 et le Code Général des Impôts (CGI).

(i) Fiscalité minière

Tableau 5 : : Instruments fiscaux applicables au secteur minier

Catégorie **d'instrument**	Instrument fiscal	Base / Taux	Fondement juridique / Observations
1. Fiscalité sur la production	Taxe ad valorem	Assise sur le chiffre d'affaires (prix FOB), après déduction transport et affinage ; taux variables selon substance (hors diamant)	**Jusqu'à 2024** : Ordonnance n°2014-148 du 26 mars 2014 ; principale recette proportionnelle à la production A partir de 2025 : ANNEXE FISCALE à la Loi de Finances n°2024-1109
	Taxe d'exploitation (carrières)	Assise sur les volumes produits	Ordonnance n°2014-148
2. Fiscalité sur les bénéfices	Impôt sur les bénéfices (IS)	25 % du bénéfice imposable Taux	Régime transitoire selon date **d'octroi du PE :** 1) PE avant 14/02/2018 : exonération IS pendant 5 ans après la première production commerciale ; 2) PE du 14/02/2018 au 31/12/2018 : abattement IS de 75 % (année 1) et 50 % (année 2) suivant la première production commerciale ; 3) PE à partir du 01/01/2019 : aucun abattement IS
	Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	0,5 % du chiffre d'affaires	PE avant 14/02/2018 : exonération IMF pendant 5 ans après la première production commerciale
	Report déficitaire	Les pertes d'un exercice sont reportables sur les résultats des cinq exercices suivants.	CGI
	Amortissements différés / pertes liées aux amortissements	Les déficits résultant des amortissements régulièrement différés sont reportables sans limitation de durée	CGI
3. Fiscalité sur les transactions et transferts	Taxe sur la plus-value de cession	Assise sur la différence entre prix de cession et dépenses engagées	Introduite par le Code minier de 2014 et liquidée selon les dispositions du CGI
	IRVM (dividendes)	12 % (non cotées) / 10 % (cotées)	CGI
	IRC	18% /+25% (Pays ou territoire non coopératif)/9% (Ste en	CGI/Code minier

Catégorie d'instrument	Instrument fiscal	Base / Taux	Fondement juridique / Observations
		exploitation & prêt > 3 ans)	
4. Droits fixes et redevances administratives	Droits fixes	Montants forfaitaires selon nature de la demande (attribution, renouvellement, cession)	Décret n°2014-632 du 22 octobre 2014 Ordonnance n°2014-148
	Redevance superficiaire annuelle	Montant fixé par hectare et par type de titre	Ordonnance n°2014-148

(ii) Avantages fiscaux et douaniers

Tableau 6 : : Incitations fiscales et douanières

Phase	Base légale (code minier)	Nature de l'avantage	Contenu précis
1. Phase de recherche	Art. 162	Exonérations douanières	Exonération des droits de douane et TVA à l'importation pour matériels, machines et équipements inclus dans le programme agréé. Pièces détachées plafonnées à 30 % de la valeur CAF.
		Admission temporaire	Véhicules utilitaires admis temporairement.
		Exclusions	Pas d'exonération pour biens disponibles localement à conditions équivalentes, véhicules de transport, mobilier, biens non agréés.
	Art. 163	Exonérations fiscales	Exonération de : • Impôt sur les bénéfices • IMF • Impôts fonciers • Droits d'enregistrement sur apports en capital • TVA sur certains biens et services nécessaires à la recherche (possible via une attestation d'exonération introduite/réaménagée par la loi de finances 2024.)
2. Phase d'exploitation – investissements initiaux et extension	Art. 165	Exonérations à l'importation	Exonération droits de douane + TVA pour équipements et pièces (plafond 30 %). Durée limitée au délai de réalisation prévu dans le décret d'attribution + 2 ans pour extension.
3. Phase d'exploitation – durée de vie de la mine	Art. 166	Avantages permanents	• Exonération droits de douane sur carburants, lubrifiants, produits chimiques (durée exploitation) • Exonération droits et taxes à l'exportation sur produit de la mine

Phase	Base légale (code minier)	Nature de **l'avantage**	Contenu précis
			• Admission temporaire (3 ans après première production commerciale)
	Art. 168	Exonération TVA	Exonération TVA sur importations, services étrangers et acquisitions locales jusqu'à la première production commerciale
4. Incitations fiscales **spécifiques à l'IS**	Art. 169 (modifié 2018)	Abattement temporaire IS	Pour PE délivrés en 2018 seulement: • 75 % première année • 50 % deuxième année
	Dispositions transitoires	Régime différencié IS	• PE avant 14/02/2018 : exonération IS et IMF 5 ans après première production commerciale • PE du 14/02/2018 au 31/12/2018 : abattements (75 % / 50 %) • PE à partir du 01/01/2019 : aucun abattement **n'est permis**
5. Financement	Art. 170	Réduction impôt sur intérêts	Taux réduit de moitié pour intérêts liés aux prêts > 3 ans
6. Personnel expatrié	Art. 167	Exonérations personnelles	Exonération droits et taxes sur effets personnels pendant 1 an
7. Carrières	Art. 171	Avantages Code des Investissements	Les titulaires d'autorisation de carrière bénéficient des avantages du Code des investissements
8. Stabilité	Art. 164	Garantie de stabilité	Stabilité du régime fiscal et douanier pendant la durée du permis d'exploitation

(iii) Décentralisation fiscale

Dans le secteur minier, le régime fiscal est également principalement centralisé, les impôts et taxes étant collectés au niveau de l'État et versés au Trésor public.

À l'exception du mécanisme décrit ci-dessous, **aucune taxe minière n'est prélevée directement au** niveau des collectivités territoriales.

Toutefois, certains mécanismes impliquent des transferts directs au niveau local, sans constituer des prélèvements fiscaux :

- Le Fonds de Développement Communautaire (FDC), alimenté par une contribution obligatoire des sociétés minières équivalente à **0,5 % du chiffre d'affaires**, destinée au financement de projets locaux.
- Des engagements socio-communautaires spécifiques, notamment dans le cadre des autorisations d'exploitation de carrières, où les opérateurs peuvent être tenus, via des protocoles d'accord avec les communautés locales, de réaliser des contributions aux communautés locales.

Ces mécanismes, bien que pouvant impliquer des paiements directs aux communautés ou collectivités, ne constituent pas des taxes ou redevances infranationales, mais relèvent de paiements sociaux **obligatoires ou d'engagements contractuels**.

Conformément à la classification du CN-ITIE, ces flux sont traités dans la section 6.1 relatives aux dépenses sociales.

2.1.2.4 Cadre régissant **l'EMAPE**

(i) Contexte de l'EMAPE

L'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE), principalement aurifère, constitue une activité socio-économique majeure en Côte d'Ivoire.

Selon le Plan **d'Action National (PAN) sur le mercure** – 2023 (Convention de Minamata) et les données reprises dans l'étude *planetGOLD Côte d'Ivoire (2023)* :

- Environ 500 000 personnes sont directement ou indirectement impliquées dans l'EMAPE ;
- L'activité est présente dans 29 des 31 régions du pays ;
- Plus de 500 sites artisanaux ont été identifiés ;
- Environ 240 sites illégaux ont été recensés ;
- L'or constitue la principale substance exploitée artisanalement.

Malgré l'existence de licences formelles (environ 74 autorisations artisanales en vigueur en 2024 – données ITIE / Ministère des Mines), la majorité des activités reste informelle, ce qui entraîne :

- des pertes fiscales significatives (estimées à 479,22 milliards FCFA entre 2006 et 2016[30] ;
- des impacts environnementaux majeurs, notamment liés à l'usage du mercure (17 tonnes /an)[31];
- des enjeux sécuritaires et sociaux (travail informel, conflits d'usage des terres, dégradation des écosystèmes).

Le PAN Mercure (2023) confirme que l'EMAPE aurifère constitue la principale source d'émissions anthropiques de mercure dans le pays, justifiant l'adoption de mesures structurantes de formalisation et de réduction progressive de son utilisation.

***(ii)** Cadre juridique*

- Loi n°2014-138 du 24 mars 2014 portant Code minier : Fixe les conditions d'octroi des autorisations artisanales, les obligations des exploitants, les règles environnementales et les sanctions en cas d'exploitation illégale.
- Décret n°2014-397 du 25 juin 2014 : Précise la durée et le renouvellement des autorisations artisanales, l'interdiction de produits chimiques et explosifs, l'obligation de registre de production et les règles de commercialisation de l'or brut.
- Ordonnance n°2014-148 du 26 mars 2014 : Instaure une redevance superficiaire annuelle de 4 000 FCFA/ha pour l'exploitation artisanale ainsi qu'une taxe forfaitaire annuelle.
- Arrêté du 22 octobre 2018 : Création de la Brigade de Répression des Infractions au Code Minier (BRICM) chargée de lutter contre l'orpaillage clandestin et le trafic illicite.

[30] *Source : Gestionnaire du Projet « Or Just » (lien)*
[31] *Source : PAN Mercure 2023 (lien)*

- Arrêté n°139/PM/CAB du 31 mars 2024 : Institution du Projet de Rationalisation de **l'Orpaillage**, visant la formalisation du secteur, l'organisation de la filière et la réduction des impacts environnementaux.

(iii) *Cadre institutionnel*

La gouvernance de l'exploitation minière artisanale et semi-industrielle repose principalement sur :

- Ministère en charge des Mines (DGMG) : délivrance des autorisations artisanales et semi-industrielles, encadrement technique, suivi de la production et mise en œuvre des politiques de formalisation.
- BRICM : constatation des infractions au Code minier et lutte contre l'orpaillage clandestin et le trafic de minerais.
- Groupement Spécial de Lutte contre l'Orpaillage Illégal (GSLOI) : Créé en juillet 2021, mène des opérations visant à démanteler les sites d'exploitation aurifère illégale à travers tout le territoire national.
- **Projet de Rationalisation de l'Orpaillage (Arrêté n°139/PM/CAB du 31 mars 2024)** : structuration des sites artisanaux, formalisation des acteurs, amélioration de la traçabilité et promotion de techniques sans mercure.
- SODEMI : appui à la structuration de certaines filières (notamment diamant) et délivrance de certificats d'expertise pour l'or brut dans le cadre des activités d'achat/vente.
- Sociétés Coopératives Simplifiées (SCOOPS) : Cadre juridique d'organisation des orpailleurs artisanaux. Elles permettent la détention collective d'autorisations artisanales, l'amélioration de la traçabilité de la production et l'amélioration de la traçabilité de la production.
- **Ministère de l'Environnement** : contrôle des impacts environnementaux et encadrement de l'usage des substances dangereuses (Code de l'environnement 2023).

Ce dispositif vise à renforcer la formalisation, la traçabilité et le contrôle environnemental du secteur artisanal.

(iv) *Cadre fiscal*

Le régime fiscal applicable aux exploitations artisanales et semi-industrielles est défini par le Code minier et l'Ordonnance n°2014-148 du 26 mars 2014.

(a) Exploitation artisanale

Le bénéficiaire d'une autorisation d'exploitation minière artisanale est assujetti :

- au paiement d'une taxe forfaitaire annuelle, dont le montant et les modalités sont fixés par décret ;
- au paiement d'une redevance superficiaire annuelle.
- Droit de sortie (3%)

Lorsque le chiffre d'affaires annuel TTC est compris entre 5 000 001 et 50 000 000 FCFA (art. 73 CGI), l'exploitant relève du régime de la **Taxe d'État de l'Entreprenant** (art. 72 CGI), qui se substitue à l'impôt sur les bénéfices, à la patente et à la TVA. La TEE est assise sur le chiffre d'affaires TTC déclaré (art. 77 CGI), au taux de 5 % ou 4 % pour les activités de commerce ou de négoce.

(b) Exploitation semi-industrielle

Le bénéficiaire est soumis :

- à une redevance superficiaire annuelle de 15 000 FCFA/ha/an (à l'attribution et au renouvellement), payable avant remise du titre puis 60 jours avant la date anniversaire ;
- à la taxe ad valorem, aux mêmes taux que ceux applicables au régime industriel.

Sur le plan fiscal général :

- lorsque le chiffre d'affaires annuel TTC est compris entre 5 000 001 et 50 000 000 FCFA (art. 73 CGI), l'exploitant relève du régime de la **Taxe d'État de l'Entreprenant (TEE)** (art. 72 CGI) ;
- au-delà de ce seuil, il est soumis au **régime réel d'imposition**, incluant notamment l'Impôt sur les Sociétés (IS), ainsi que les autres impositions prévues par le Code général des impôts (TVA, contribution des patentes, etc.), selon la structure juridique de l'exploitant.

(v) Réformes et initiatives récentes relatives à l'EMAPE

Sur la période récente, la Côte d'Ivoire a engagé plusieurs réformes structurantes visant à formaliser l'EMAPE, à réduire ses impacts environnementaux et à améliorer sa contribution économique.

❖ **Mise en œuvre du PAN Mercure (2023)**

À la suite de la ratification de la Convention de Minamata, la Côte d'Ivoire a adopté en 2023 son Plan **d'Action National (PAN) relatif à la réduction du mercure dans l'EMAPE**. Ce plan vise :

- la réduction progressive, puis l'élimination du mercure ;
- la formalisation des acteurs ;
- l'amélioration de la traçabilité de l'or ;
- la réhabilitation des sites contaminés.

❖ **Déploiement du projet planetGOLD Côte d'Ivoire**

Dans le cadre du programme planetGOLD, financé par le **Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM)** et mis en œuvre avec l'appui du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), la Côte d'Ivoire met en œuvre un projet visant :

- l'introduction de technologies sans mercure ;
- l'intégration des mineurs artisanaux dans des chaînes d'approvisionnement responsables ;
- l'accès à des mécanismes de financement formels.

Le projet prévoit un appui direct à plusieurs milliers de mineurs sur une période de cinq ans.

❖ **Lancement du Projet de Rationalisation de l'Orpaillage (2024)**

Par Arrêté n°139/PM/CAB du 31 mars 2024, le Gouvernement a institué le Projet de Rationalisation **de l'Orpaillage**, ayant pour missions :

- l'organisation et la structuration des sites artisanaux ;
- la formalisation des orpailleurs ;
- la création de centres d'expertise ;
- la réduction des impacts environnementaux ;

- l'encadrement de la commercialisation.

❖ Renforcement du cadre environnemental (2023)

La Loi n°2023-**900 du 23 novembre 2023 portant Code de l'environnement** consacre le mercure et le cyanure comme substances strictement encadrées, limitant leur utilisation et soumettant leur importation/exportation à autorisation du ministère compétent.

2.1.2.5 Réformes

Sur la période 2024–2025, le secteur minier ivoirien a connu :

- une réforme fiscale substantielle via l'Annexe fiscale 2025 ;
- l'engagement d'une révision du Code minier ;
- la modernisation administrative avec le e-cadastre ;
- le renforcement des mécanismes de transparence et de formalisation de l'orpaillage.

d) Réforme fiscale majeure : Annexe fiscale 2025

L'Article 36 de l'Annexe fiscale 2025 modifie les dispositions relatives aux redevances proportionnelles prévues par le Code minier, en relevant les taux de la taxe ad valorem applicable à l'or.

Nouvelle grille

Prix de l'once d'or (USD)	Taux applicable à partir de 2025	Taux antérieurs
≤ 1 000 USD	5 %	3%
1 000 – 1 300 USD	5,5 %	3,5%
1 300 – 1 600 USD	6 %	4%
1 600 – 2 000 USD	7 %	5%
> 2 000 USD	8 %	6%

Les taux antérieurs sont ainsi relevés de deux points de pourcentage.

Dérogation à la stabilité fiscale

L'Annexe fiscale 2025 précise que les dispositions de l'article 164 du Code minier relatives à l'intangibilité du régime fiscal ne s'appliquent pas à cette révision.

Il s'agit d'une évolution juridique significative, la stabilité fiscale constituant un élément central des conventions minières.

Impact budgétaire estimé

Les recettes additionnelles attendues sont estimées à environ 41,4 milliards FCFA, avec une répartition:

- 85 % au Budget de l'État ;
- 15 % à la Régie du Ministère en charge des Mines.

e) Révision en cours du Code minier

En 2024, les autorités ont engagé un processus de révision du Code minier de 2014.

Les objectifs annoncés portent sur :

- l'adaptation du cadre juridique aux nouvelles dynamiques du secteur ;

- le renforcement de la mobilisation des recettes ;
- l'amélioration de la gouvernance et du contenu local ;
- l'intégration accrue des enjeux environnementaux et sociaux.

À la date de rédaction du présent rapport, le processus est en cours et n'a pas encore abouti à l'adoption d'un nouveau texte.

f) Modernisation administrative : lancement du e-cadastre minier (2024)

Le ministère en charge des Mines a lancé le e-cadastre minier, visant :

- la dématérialisation des procédures d'octroi et de gestion des titres ;
- la traçabilité des demandes ;
- la réduction des risques de conflits de titres ;
- l'amélioration de la transparence dans l'attribution des permis.

Cette initiative renforce la conformité aux exigences ITIE relatives à la divulgation des licences (Exigences 2.2 et 2.3).

g) **Formalisation de l'EMAPE et réduction du mercure** (Projet PlanetGold)

Dans le cadre du projet **planetGOLD Côte d'Ivoire**, financé par le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM) et mis en œuvre avec l'appui du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), la Côte d'Ivoire poursuit la mise en œuvre de son Plan d'Action National relatif à la réduction de l'utilisation du mercure dans l'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE), conformément à la Convention de Minamata.

Le projet prévoit notamment :

- le soutien direct à des milliers de mineurs artisanaux ;
- la structuration et la formalisation progressive de l'EMAPE ;
- l'amélioration de l'accès au financement responsable ;
- la promotion de technologies alternatives sans mercure ;
- le renforcement de la traçabilité des chaînes d'approvisionnement.

L'objectif est de réduire significativement l'utilisation du mercure sur une période de cinq ans, tout en améliorant la productivité, la formalisation économique et la contribution fiscale du sous-secteur artisanal.

Pour plus de détails sur le projet, ses objectifs opérationnels et ses indicateurs de performance, voir le site officiel : https://www.planetgold.org/fr/cote-divoire

h) **Signature d'un Mémorandum d'Entente Côte d'Ivoire –** Inde dans le secteur minier

Le 5 février 2024, la Côte d'Ivoire et la Inde ont signé un Mémorandum d'Entente relatif à la coopération dans les domaines de la géologie et des ressources minérales.

Cet accord établit un cadre de coopération technique portant notamment sur :

- le renforcement des capacités en géosciences ;
- l'échange d'informations sur les politiques et réglementations minières ;

- la promotion de projets conjoints d'exploration et de développement ;
- le transfert de technologies ;
- la promotion des investissements et des coentreprises ;
- la mise en place éventuelle d'un groupe de travail conjoint chargé du suivi de la coopération.

Le Mémorandum d'Entente est un accord-cadre non contraignant. Il n'accorde aucun droit exclusif, aucun privilège particulier ni aucune attribution automatique de titres miniers ou d'avantages fiscaux. Toute activité découlant de cet accord demeure soumise aux lois et règlements nationaux en vigueur.

Conformément à son Article 5, le Mémorandum prévoit la conclusion d'accords spécifiques ultérieurs afin de définir les modalités et conditions de mise en œuvre de chaque programme ou projet de coopération. Ces instruments complémentaires préciseront, le cas échéant, les engagements techniques, financiers et opérationnels des Parties.

2.1.3 Cadre de lutte contre la corruption

La Côte d'Ivoire a progressivement renforcé son architecture anticorruption, en combinant cadre juridique, mécanismes institutionnels, digitalisation et formalisation de politiques internes dans certaines entités publiques stratégiques. Dans le secteur extractif, l'adoption de politiques anticorruption par des entreprises publiques comme PETROCI constitue une avancée notable, bien que leur généralisation demeure incomplète.

2.1.3.1 Cadre juridique et politique national

Le dispositif repose notamment sur :

- Ordonnance n°2013-660 du 20 septembre 2013 relative à la prévention et à la lutte contre la corruption et les infractions assimilées ;
- Ordonnance n°2013-661 du 20 septembre 2013 fixant les attributions, l'organisation et le fonctionnement de la Haute Autorité de la Bonne Gouvernance (HABG) ;
- Loi n°2016-992 du 14 novembre 2016 relative à la lutte contre le blanchiment des capitaux et le financement du terrorisme ;
- La loi n° 2018-573 du 13 juin 2018 portant régime juridique du gel des avoirs illicites ;
- La loi n° 2018-570 du 13 juin 2018 relative à la protection des témoins, victimes, dénonciateurs, experts et autres personnes concernées
- La loi n°2019-574 du 26 juin 2019 portant code pénal modifiée par la loi n°2024-358 du 11 juin 2024.
- Le Code minier (articles 10 et 43, retrait du titre en cas de corruption)

Stratégie Nationale de Lutte contre la Corruption (SNLC 2024-2028)

Adoptée en juin 2024, la SNLC 2024-2028 comprend 54 actions réparties autour de cinq axes :

1. Réforme du cadre juridique ;
2. Renforcement des contrôles ;
3. Modernisation administrative ;
4. Consolidation des institutions anticorruption ;
5. Implication accrue des citoyens (notamment via l'Open Government Partnership).

Cette stratégie marque un passage d'une logique principalement répressive vers une approche intégrée combinant prévention, digitalisation et participation citoyenne.

2.1.3.2 Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel ivoirien couvre l'ensemble de la chaîne anticorruption (prévention, contrôle, poursuite et recouvrement). Pour le secteur extractif, les structures les plus pertinentes sont les suivantes :

Pilotage et prévention

- Ministère de la Promotion de la Bonne Gouvernance, du Renforcement des Capacités et de la Lutte contre la Corruption (MPBGLC) [32] : coordination des réformes et suivi de la SNLC 2024-2028.
- Haute Autorité pour la Bonne Gouvernance (HABG) : prévention, déclaration de patrimoine, traitement des dénonciations et transmission des dossiers au parquet spécialisé.

Contrôle et audit

- Cour des comptes : audit des comptes publics et des entreprises publiques extractives.
- **Inspection Générale d'État (IGE)** et Inspection Générale des Finances (IGF) : audits administratifs et financiers.
- Brigade de Lutte contre la Corruption (BLC) : unité spécialisée de l'IGF chargée d'enquêtes sur les détournements et faits de corruption dans le secteur public.
- Inspections Générales des Ministères (IGM) : contrôle sectoriel (mines et hydrocarbures).

Prévention, investigation et répression

- Haute Autorité pour la Bonne Gouvernance (HABG) [33] : prévention, déclaration de patrimoine, traitement des dénonciations et transmission au parquet spécialisé.
- CENTIF [34] : analyse des flux financiers suspects (AML/CFT), pertinente pour la commercialisation de l'or et les transactions extractives.
- Pôle Pénal Économique et Financier (PPEF) : poursuites judiciaires en matière d'infractions économiques.
- Autorité Nationale de Régulation des Marchés Publics (ANRMP) : contrôle des marchés publics liés aux infrastructures et contrats extractifs.
- Agence de Gestion et de Recouvrement des Avoirs Criminels (AGRAC) : confiscation des avoirs issus d'infractions économiques.

2.1.3.3 Politiques anticorruption des entités publiques

Il n'existe pas à ce stade d'obligation légale généralisée imposant aux entités et entreprises publiques la mise en place d'un dispositif formel de conformité anticorruption. Toutefois, la Stratégie Nationale de Lutte contre la Corruption (SNLC 2024-2028) prévoit à partir de 2025 :

- l'adoption d'un Code de déontologie du service public (Action 3.4.1) ;

[32] http://www.snrc.gouv.ci/assets/fichier/doc/Bilan-d-activit-s-2022-du-MPBGLC.pdf
[33] https://habg.ci/mission
[34] https://www.centif.ci/presentation.php

- la mise en place de **chartes d'éthique dans les structures publiques** (Action 3.4.2) ;
- la création de comités éthiques internes (Action 3.4.3).

Entités ayant adopté des dispositifs formalisés

- PETROCI : adoption d'un Code d'éthique et d'une politique anticorruption couvrant conflits d'intérêts, interdiction d'avantages indus et mécanismes de signalement interne.
- Trésor Public: politique formelle de lutte contre la fraude et la corruption (2021), intégrant prévention, contrôle interne et traitement des signalements.
- Direction Générale des Impôts : charte d'éthique institutionnelle ; toutefois, elle ne traite pas explicitement des mécanismes anticorruption.

2.1.3.4 Réformes récentes [35]

Depuis 2022, plusieurs réformes structurantes ont renforcé le dispositif anticorruption ivoirien :

- Loi n°2022-193 : autonomisation du Pôle Pénal Économique et Financier, juridiction spécialisée compétente pour les infractions économiques et financières.
- **Création de l'Agence de Gestion et de Recouvrement des Avoirs Criminels (AGRAC)** en 2022, chargée du gel, de la saisie et de la confiscation des avoirs issus d'infractions (application de l'Ordonnance n°2013-660).
- Loi n°2024-362 du 11 juin 2024 instituant le registre national des bénéficiaires effectifs, imposant l'identification des propriétaires réels des personnes morales, réforme directement pertinente pour la transparence des titulaires de licences extractives.
- Adoption de la Stratégie Nationale de Lutte contre la Corruption 2024-2028 (Haute Autorité pour la Bonne Gouvernance), qui prévoit notamment :
  - généralisation des codes de déontologie et chartes d'éthique (actions 3.4.1 à 3.4.3) ;
  - numérisation des déclarations de patrimoine ;
  - renforcement des mécanismes de dénonciation (plateforme SPACIA).

Par ailleurs, certaines entités publiques ont adopté des politiques internes formalisées, notamment :

- PETROCI (Code d'éthique et politique anticorruption) ;
- **Trésor Public de Côte d'Ivoire** (Politique de lutte contre la fraude et la corruption, 2021).

2.1.3.5 Indicateurs de gouvernance et évolution de la perception de la corruption

Selon l'Indice de Perception de la Corruption (IPC) publié par Transparency International le 11 février 2025, la Côte d'Ivoire a enregistré une amélioration significative de sa perception en matière de lutte contre la corruption en 2024.

- Score 2024 : 45/100 – 69e sur 180 pays
- Score 2023 : 40/100 – 87e sur 180 pays
- Score 2022 : 37/100 – 99e sur 180 pays

[35] http://www.snrc.gouv.ci/assets/fichier/doc/Bilan-d-activit-s-2022-du-MPBGLC.pdf

La progression de 5 points et 18 places en 2024 traduit un renforcement perçu du cadre institutionnel, notamment à la suite des réformes présentées précédemment.

Toutefois, un score de 45/100 demeure inférieur au seuil de 50/100 généralement considéré comme indicateur d'un niveau de gouvernance consolidé. L'objectif gouvernemental annoncé est d'atteindre ou dépasser ce seuil d'ici 2026.

2.1.3.6 Lutte contre la corruption dans le secteur extractif

Les risques de corruption dans le secteur extractif ivoirien varient selon les sous-secteurs (EMAPE, mines industrielles, hydrocarbures), mais se concentrent autour de maillons récurrents : licences, conformité environnementale, audit des coûts, contrôle fiscal, commercialisation et gouvernance des entreprises publiques.

i) Or artisanal et semi-mécanisé (EMAPE)

Selon l'Évaluation Nationale des Risques BC/FT (CENTIF, 2025), l'or artisanal constitue un secteur à risque élevé.

Principales vulnérabilités :

- Informalité persistante et exploitation illégale ;
- Difficulté de traçabilité des volumes ;
- Circuits commerciaux transfrontaliers ;
- Risque de blanchiment d'or d'origine illicite ;
- Faiblesse du contrôle environnemental (usage du mercure, dégradation des sites).

Ces facteurs favorisent :

- paiements informels ;
- délivrance irrégulière d'autorisations ;
- sous-déclaration.

ii) Mines industrielles

Le segment industriel présente des vulnérabilités, concentré sur plusieurs maillons sensibles de la chaîne de valeur.

Octroi et renouvellement des titres : Les principaux risques concernent l'influence dans l'attribution des permis et la dissimulation des bénéficiaires effectifs. La révision du Code minier (Ordonnance n°2022-239) et la mise en place du registre des bénéficiaires effectifs (2024) constituent des avancées importantes, sous réserve d'une vérification effective.

Conformité environnementale : La validation des EIES, le suivi des plans de gestion environnementale, les garanties de réhabilitation et l'application des sanctions représentent des points critiques. Un contrôle insuffisant ou une faible transparence des audits environnementaux accroît le risque d'arrangements informels.

Audit des coûts et contrôle fiscal : La surévaluation des investissements, le gonflement des dépenses déductibles et les pratiques de prix de transfert constituent des vulnérabilités majeures. Une faiblesse dans l'audit technique des coûts peut réduire artificiellement l'assiette fiscale et affecter les recettes publiques.

Sous-traitance et marchés liés aux projets : Les risques portent sur l'attribution de marchés à des entités liées, la collusion et le manque de transparence sur les contrats secondaires.

iii) Secteur pétrolier

En phase d'expansion rapide (Baleine, Calao), le secteur pétrolier présente des risques principalement contractuels et financiers.

Négociation contractuelle : Les vulnérabilités portent sur les clauses fiscales et de stabilisation, l'asymétrie d'information entre l'État et les opérateurs, ainsi que la pression liée à l'accélération des investissements.

Audit des coûts : Dans les régimes de partage de production, la surévaluation des coûts recouvrables, la complexité technique des audits et les délais de contrôle constituent des points sensibles pouvant affecter les revenus publics.

Commercialisation des parts de l'État : La transparence des volumes vendus, la fixation des prix, l'identification des acheteurs et la traçabilité des paiements sont déterminantes pour la crédibilité des recettes extractives.

Gouvernance des entreprises publiques : Les risques concernent la gestion des flux financiers, les transactions intra-groupe, la passation des marchés et les relations financières avec l'État. L'existence d'un Code d'éthique pour PETROCI constitue un élément positif, mais la transparence opérationnelle reste un enjeu central.

2.1.3.7 Risques émergents de corruption dans le secteur extractif ivoirien

L'expansion rapide du secteur pétrolier, la montée en puissance de la production aurifère et l'entrée dans le segment des minéraux critiques modifient la nature des risques, désormais liés à la complexité technique, à la rapidité d'exécution des projets et aux dynamiques géopolitiques.

i) Secteur pétrolier : expansion offshore

La mise en production accélérée de Baleine et le développement de Calao, dans un contexte de forte mobilisation d'investisseurs internationaux, accroissent :

- la pression sur les négociations contractuelles et les amendements fiscaux ;
- l'asymétrie technique entre l'État et les opérateurs ;
- la complexité de l'audit des coûts en phase d'investissement massif ;
- le risque d'engagements financiers indirects (infrastructures, garanties).

Le risque porte aussi bien sur l'octroi initial que sur la gestion d'une phase d'expansion rapide.

ii) Mines industrielles : croissance soutenue de la production

L'augmentation rapide des volumes aurifères (notamment avec le démarrage de nouveaux projets) génère :

- une pression accrue sur les capacités de contrôle administratif ;
- un audit des coûts plus complexe en phase de construction ;
- une sensibilité renforcée des obligations environnementales (EIES, réhabilitation) ;

L'intensification des flux financiers et environnementaux accroît mécaniquement les enjeux de gouvernance.

iii) Minéraux critiques : nouveau segment stratégique

L'entrée dans l'exploration du lithium, du Cobalt et du coltan, dans un contexte de rivalité internationale et géopolitique, introduit:

- un risque d'accords stratégiques bilatéraux peu transparents ;
- une pression externe pour sécuriser les approvisionnements ;
- des négociations incluant stabilité fiscale ou engagements de long terme.

La nouveauté du segment accroît l'asymétrie d'information et le risque contractuel.

iv) Or artisanal : évolution des circuits

Malgré les efforts de formalisation, la hausse des prix internationaux et la sophistication des réseaux de commercialisation renforcent :

- la porosité des circuits ;
- le risque de sous-déclaration ;
- l'exposition au blanchiment, confirmée par l'Évaluation nationale des risques BC/FT.

v) Entreprises publiques extractives

L'augmentation des flux financiers liés à l'expansion pétrolière et minière accroît :

- la complexité des transactions ;
- la sensibilité des marchés et sous-traitances ;
- les enjeux liés aux relations financières avec l'État.

Si des dispositifs internes existent (ex. Code d'éthique PETROCI), l'intensité croissante des opérations impose un renforcement proportionnel de la transparence et des contrôles.

2.1.3.8 Gestion des risques de corruption par les entreprises extractives

Dans le cadre du rapport ITIE, les entreprises du périmètre de réconciliation ont été invitées à indiquer si elles disposent de politiques internes anticorruption.

Résultats :

- 12 sociétés minières sur 18 déclarantes ont confirmé l'existence d'une politique anticorruption;
- 8 sociétés minières ont communiqué un lien public vers leur dispositif ;
- 5 sociétés pétrolières sur 8 déclarantes ont déclaré disposer d'une politique formalisée.
- 3 sociétés pétrolières ont communiqué un lien public vers leur dispositif ;

Ces résultats montrent :

- une diffusion partielle des dispositifs de conformité dans le secteur minier industriel ;
- une transparence limitée dans le secteur pétrolier ;
- une absence d'obligation de publication systématique des programmes de conformité.

Le détail des données est présenté en annexe 1.

2.1.4 Transition énergétique et industrie extractive

Cette section analyse les implications de la transition énergétique mondiale pour le secteur extractif ivoirien, en distinguant les risques documentés, les opportunités stratégiques et les questions ouvertes soumises au débat du Groupe Multipartite.

2.1.4.1 Engagements et politiques nationales et implications pour le secteur extractif

La Côte d'Ivoire a formalisé ses engagements climatiques dans le cadre de l'Accord de Paris (CDN révisée, UNFCCC, 2022) et adopté en 2025 le Pacte National Énergie, qui fixe un objectif de 45 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2030, pour un investissement estimé à plus de 15 Mds USD sur la période 2024-2030.[36]

Le FMI identifie les risques climatiques comme un enjeu macroéconomique croissant et recommande l'intégration progressive de taxes environnementales et de mécanismes de suivi des financements climatiques.[37]

Tension stratégique centrale

La Côte d'Ivoire investit simultanément dans l'expansion pétrolière et gazière offshore (Phase 2 Baleine, Calao, CI-802) et dans la décarbonation de son mix énergétique (objectif 45 % renouvelables 2030). Cette dualité bien que non contradictoire à court terme, le gaz jouant un rôle d'énergie de transition, mais elle appelle une clarification des arbitrages à l'horizon 2035-2040 et une transparence accrue sur les projections de recettes et les hypothèses de long terme.

2.1.4.2 Le gaz naturel : pivot énergétique et vecteur de risques de gouvernance

Le gaz naturel constitue le socle du système électrique ivoirien : 66 %[38]. de la capacité installée (~3 119 MW fin 2024) est d'origine thermique, pour une production estimée à plus de 10 TWh en 2024. Le développement de Baleine renforce ce modèle Gas-to-power en consolidant l'approvisionnement domestique.

Cette centralité du gaz génère trois enjeux de gouvernance directement pertinents pour le cadre ITIE :

a) Empreinte carbone du réseau et compétitivité ESG des mines

Le facteur d'émission du réseau électrique ivoirien est estimé à environ 0,45-0,55 tCO_2/MWh, soit structurellement plus élevé que celui de pays concurrents disposant d'hydroélectricité ou d'énergies renouvelables. Les mines industrielles ivoiriennes, pour lesquelles l'énergie représente 15 à 25 % de l'AISC, déclarent ces émissions scope 2 dans leurs bilans consolidés sous les standards CSRD/ISSB. Cette intensité carbone dégrade mécaniquement leur score ESG par rapport à leurs pairs internationaux et peut renchérir leur accès au financement.[39]

Plusieurs opérateurs ont anticipé ce risque en déployant des centrales solaires sur site :

- Yaouré (Perseus Mining) : centrale solaire 27 MWc installée — réduction estimée de -30 % des émissions scope 2 (*Perseus Mining, Sustainability Report FY2024)*
- Séguéla (Fortuna Mining) et Ity (Endeavour Mining) : projets solaires en cours (*Fortuna Mining FY2024 ; Endeavour Mining Sustainability Report 2023)*

36Source : Gouvernement de Côte d'Ivoire, Pacte National Énergie, 2025 ; UNFCCC, CDN révisée Côte d'Ivoire, 2022
37Source : IMF Country Report No. 25/91 - Côte d'Ivoire Article IV Consultation, 202
38Source : MMPE (lien)
39Source : : AIE, Electricity Information 2024 ; GIEC, AR6, 2021 ; Endeavour Mining FY2024 MD&A ; Perseus Mining FY2025 ; Directive européenne 2022/2464 (CSRD)

Ces initiatives restent à l'initiative des groupes et ne sont pas imposées par la réglementation ivoirienne, limitant leur portée systémique.

b) Tarification et flux intra-sectoriels opaques

Les prix de cession du gaz domestique à CI-Énergies présentent des écarts significatifs entre blocs et ne sont globalement adossés aux prix de marché . Ces mécanismes constituent une subvention implicite au secteur électrique supportée par les entreprises publiques pétrolières, sans traçabilité budgétaire complète.[40]

c) Projections de recettes gazières et risque de plateau

L'AIE[41] anticipe une croissance ralentie de la demande mondiale de pétrole et un plateau vers la fin de la décennie, sous l'effet de l'électrification des transports et du renforcement des politiques climatiques. Les projections budgétaires ivoiriennes ne documentent pas les hypothèses de prix de long terme ni les analyses de sensibilité à différents scénarios de transition.

2.1.4.3 Minerais critiques : une opportunité stratégique insuffisamment structurée

La Côte d'Ivoire dispose de ressources en minerais critiques pour la transition énergétique mondiale : nickel (CMB/Bafing, ~1,37 Mt exportées en 2024, valeur ~34 737 M FCFA), cobalt, lithium et coltan. Ces substances sont au cœur des chaînes d'approvisionnement des batteries électriques et des technologies bas carbone.

a) Le nickel ivoirien et le règlement européen batteries

Le règlement (UE) 2023/1542 impose, à partir de 2027, la déclaration de l'empreinte carbone des batteries vendues en Europe, avec des seuils maximaux à partir de 2030. Un nickel produit avec une électricité à forte intensité carbone sera structurellement désavantagé par rapport au nickel canadien ou norvégien. Pour accéder aux chaînes d'approvisionnement batteries européennes, CMB/Bafing devra démontrer une empreinte carbone certifiée.

b) Les crédits carbone comme source de revenus complémentaires

La Côte d'Ivoire a créé le Bureau du Marché Carbone (Décret n°2024-658 du 21 août 2024) et signé un accord de paiement pour réductions d'émissions vérifiées avec la Banque mondiale dans le cadre du mécanisme REDD+ (35 M USD, juin 2024). Ces instruments posent les bases institutionnelles d'une politique carbone nationale. Leur extension au secteur minier, via des programmes de réduction d'émissions liés au déploiement d'énergies renouvelables sur site, à l'abandon du mercure dans l'EMAPE ou à la réhabilitation des sites dégradés, constitue une piste à explorer dans le cadre des standards de crédits carbone volontaires reconnus (Verra VCS, Gold Standard), sous réserve d'une évaluation de faisabilité dédiée.

La CI a créé le Bureau du Marché Carbone (Décret n°2024-658) et signé un accord de paiement pour réductions d'émissions avec la Banque mondiale dans le cadre du mécanisme REDD+ (35 M USD, juin 2024). Ces mécanismes pourraient être étendus au secteur minier, déploiement solaire, abandon du mercure EMAPE, réhabilitation des sites, dans le cadre des standards Verra VCS ou Gold Standard, représentant un potentiel estimé de 5 à 15 M USD/an de crédits carbone pour le secteur.

[40] *Source : Sections 4.3 et 6.2*
[41] *Source : AIE, Oil 2025 — Analysis and Forecast to 2030, 2025*

2.1.4.4 Alignement des entreprises d'État avec la transition énergétique

La Norme ITIE 2023 (Exigence 2.6 d) encourage les entreprises d'État à divulguer leur exposition aux risques climatiques et l'alignement de leurs investissements avec la transition énergétique. À ce jour, deux lacunes sont documentées :

Entreprise	Lacune identifiée
PETROCI Holding	Aucune analyse d'exposition aux risques climatiques ni scénario de sensibilité à la demande pétrolière de long terme.
SODEMI	Aucune stratégie de transition énergétique ni politique de gestion des risques climatiques. Portefeuille de participations incluant des substances exposées aux dynamiques de la transition (nickel via CMB, cobalt).

Source : Questionnaire RSE-ITIE-CI 2024

2.1.4.5 Enjeux pour le secteur extractif ivoirien

Le tableau ci-dessous présente les enjeux liés à la transition énergétique, en distinguant les risques documentés et immédiats des risques structurels de moyen terme. Ces risques ne remettent pas en cause la viabilité du secteur à court terme mais appellent une réponse préventive dans le cadre des réformes en cours.

Risque	Horizon	Enjeu
Compétitivité ESG des mines	2025-2030	Les groupes miniers cotés déclarent les émissions scope 2 liées au réseau gazier ivoirien. Score ESG dégradé vs pairs disposant d'hydroélectricité. Renchérissement potentiel du coût du capital.
Nickel ivoirien - chaînes batteries européennes	2027-2030	Règlement (UE) 2023/1542 : seuils d'empreinte carbone à partir de 2030. CMB/Bafing devra certifier son empreinte carbone pour accéder aux marchés batteries.
Financement nouveaux projets miniers	2025-2028	Les banques appliquant des politiques ESG restrictives peuvent renchérir le financement de projets (Koné, Doropo, etc) sans bilan carbone certifié.
Stranded assets pétroliers Baleine/Calao	Au-delà de 2030	Break-even estimé à 35-45 $/bbl — risque limité à court terme. Scénario Net Zero AIE (prix < 40 $/bbl post-2030) : risque de non-amortissement des investissements Phase 2.
Contradiction stratégique gaz/CDN 2022	2025-2030	Limite l'accès aux financements climatiques concessionnels (Green Climate Fund, AFD Climat, IFC). Potentiel de financement climatique non capté estimé à plusieurs centaines de M USD.

2.1.5 Mécanisme de tarification de carbone

2.1.5.1 **Situation en Côte d'Ivoire**

Selon la note pays Effective Carbon Rates 2025 de l'Organisation for Economic Co-operation and Development, la Côte d'Ivoire ne dispose pas, à ce stade, d'une taxe carbone explicite ni d'un système **d'échange de quotas d'émission (ETS)**.

La tarification du carbone repose principalement sur des instruments implicites, notamment les droits d'accise sur les produits pétroliers. La majorité des émissions liées à la combustion d'énergies fossiles n'est pas soumise à un signal-prix carbone explicite.

2.1.5.2 Évolutions institutionnelles récentes

Toutefois, un cadre institutionnel dédié au marché carbone a été mis en place :

- Le Décret n°2024-658 du 1er août 2024 a créé le Bureau du Marché Carbone (BMC) au sein du ministère en charge de l'Environnement.
- Le BMC constitue le guichet unique national pour la participation de la Côte d'Ivoire aux mécanismes carbone, notamment dans le cadre de l'**Article 6 de l'Accord de Paris**.

Par ailleurs, en juin 2024, la Banque mondiale a annoncé un paiement de 35 millions USD à la Côte d'Ivoire pour une réduction vérifiée d'environ **7 millions de tonnes d'émissions**, dans le cadre d'un accord de paiement de réductions d'émissions.

Bien que ce mécanisme concerne le secteur forestier, il démontre une capacité institutionnelle **opérationnelle en matière de comptabilisation et de valorisation des réductions d'émissions**, susceptible d'être pertinente à terme pour des secteurs à forte intensité carbone, y compris les hydrocarbures et les mines.

2.1.5.3 Fiscalité environnementale existante

Des prélèvements environnementaux existent (notamment liés à l'énergie ou à certaines activités polluantes), mais :

- ils ne constituent pas une taxe carbone au sens strict ;
- ils ne sont pas indexés sur les tonnes de CO_2 émises ;
- ils ne ciblent pas spécifiquement les émissions des industries extractives.

Des analyses régionales indiquent que l'introduction d'une fiscalité carbone explicite est à l'étude dans plusieurs pays de l'UEMOA, y compris la Côte d'Ivoire, mais sans mise en œuvre effective à ce jour.

2.1.5.4 Implications pour les industries extractives

Même en l'absence de taxe carbone formelle, le secteur extractif est concerné indirectement par :

- la fiscalité énergétique applicable aux carburants et combustibles ;
- les obligations environnementales (EIES, gestion des émissions, réhabilitation) ;
- les engagements climatiques nationaux (CDN 2022).

L'introduction éventuelle d'un instrument explicite de tarification du carbone pourrait :

- accroître les coûts opérationnels des projets à forte intensité carbone ;
- modifier la compétitivité relative du gaz, du pétrole et des renouvelables ;
- influencer les projections de recettes publiques issues des hydrocarbures.

2.1.6 Subventions publiques et autres formes de soutien de l'État aux industries extractives

2.1.6.1 Subventions/soutiens au secteur électrique (soutien à la production)

Les soutiens publics peuvent prendre la forme de transferts budgétaires ou de mécanismes de compensation liés à l'approvisionnement en gaz utilisé pour la production d'électricité (chaîne connectée au secteur extractif via la production gazière domestique).

Le FMI (IMF Country Report No. 25/218) indique qu'en 2024 l'évolution des agrégats budgétaires s'explique notamment par une hausse des subventions et transferts de +114,7 milliards FCFA, liée « principalement au mécanisme de subvention bénéficiant au secteur de l'électricité », en raison de l'augmentation de la production de gaz et de son utilisation dans la génération électrique.

Ce type de soutien influence la valeur économique nette du gaz domestique (prix, compensation, transferts) et peut générer des passifs implicites ou des effets quasi-budgétaires. Il justifie une divulgation structurée (base légale, bénéficiaires, modalités de calcul, traitement budgétaire/comptable).

2.1.6.2 Mécanisme de stabilisation des prix des produits pétroliers (soutien à la consommation)

La Côte d'Ivoire applique un mécanisme de stabilisation/ajustement des prix à la pompe, pouvant conduire, selon les prix internationaux, à une taxation implicite ou à un soutien implicite à la consommation.

Le FMI note qu'en avril 2025, les autorités ont réduit les prix à la pompe de 20 FCFA/litre (essence) et 15 FCFA/litre (gasoil), conformément au mécanisme établi.

Le FMI précise que, compte tenu de prix internationaux plus faibles, il existe une marge permettant de poursuivre des baisses tout en atteignant la cible de recettes sur produits pétroliers d'environ 1,2 % du PIB (711 milliards FCFA).

Ce mécanisme affecte directement les recettes pétrolières (accises/marges taxables), et la mesure des subventions à la consommation (écart entre prix domestique et prix de référence/couts, avant et après impôts).

2.1.6.3 Cadre de réforme et transparence attendue

Le Pacte National Énergie (janvier 2025) met l'accent sur un plan de réformes articulé autour de cinq axes, dont un axe clé visant à **assurer la viabilité financière et améliorer l'efficacité opérationnelle du secteur de l'électricité**, ce qui renvoie directement à la question des compensations, transferts et mécanismes de soutien.

À ce stade, les publications publiques consultées ne permettent pas d'établir de manière exhaustive et désagrégée :

- la liste complète des soutiens explicites (transferts budgétaires, compensations) et implicites (mécanismes de prix administrés/stabilisation) liés aux hydrocarbures/gaz et à l'électricité ;
- leur ventilation par bénéficiaire (entités publiques/privées de la chaîne gaz–électricité) et par instrument ;
- une estimation consolidée des subventions avant impôts et après impôts selon une grille type Global Subsidies Initiative (GSI).

2.2 Octroi de contrats et de licences

2.2.1 Secteur des hydrocarbures

2.2.1.1 Cadre juridique et institutions clés

(i) Cadre juridique principal

L'octroi et le transfert des droits pétroliers sont régis par :

- Loi n°96-669 du 29 août 1996, amendée par l'Ordonnance n°2012-369 (18 avril 2012), qui constitue le Code Pétrolier ;
- Décret n°96-733 du 19 septembre 1996 pour les modalités d'application du Code Pétrolier ;
- Décret n°2014-248 du 8 mai 2014 sur la délégation de pouvoir pour la signature des contrats pétroliers.

L'État ivoirien détient la propriété de tous les gisements d'hydrocarbures et peut choisir soit de participer directement à l'exploitation, notamment via PETROCI, soit de confier ces activités à un partenaire privé dans le cadre d'un contrat pétrolier.

(ii) Institutions clés

Les principales institutions intervenant dans le processus d'octroi et de transfert sont :

- Conseil des Ministres – Instance d'approbation politique des contrats pétroliers lorsque ceux-ci sont soumis à validation gouvernementale formelle.
- **Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie (MMPE)**– Autorité politique de tutelle du secteur. Il supervise la politique pétrolière, valide l'ouverture des blocs et soumet les contrats à l'approbation gouvernementale.
- Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) : Administration technique chargée de recevoir, analyser et instruire les demandes de contrats et de transferts, ainsi que d'assurer le suivi administratif des titres pétroliers.
- **Centre de Promotion des Investissements en Côte d'Ivoire (CEPICI)** : Intervient principalement dans la facilitation administrative et la coordination de l'instruction des dossiers d'investissement. Son rôle dans la procédure pétrolière est d'appui et non décisionnel.
- Commission Interministérielle Pétrolière (CIP) : Instance technique consultative regroupant les ministères concernés, chargée d'émettre un avis sur les demandes d'attribution ou de transfert.
- Comité de négociation des contrats pétroliers : Structure ad hoc composée de représentants du MMPE, du Ministère du Budget, du Ministère des Finances et de PETROCI. Il conduit les négociations des paramètres techniques, fiscaux et financiers des contrats pétroliers.
- PETROCI Holding : Société nationale des hydrocarbures, représentant les intérêts de l'État dans les contrats pétroliers et pouvant intervenir comme partenaire ou opérateur.

2.2.1.2 **Procédures d'octroi**

(i) Ouverture des blocs et publication

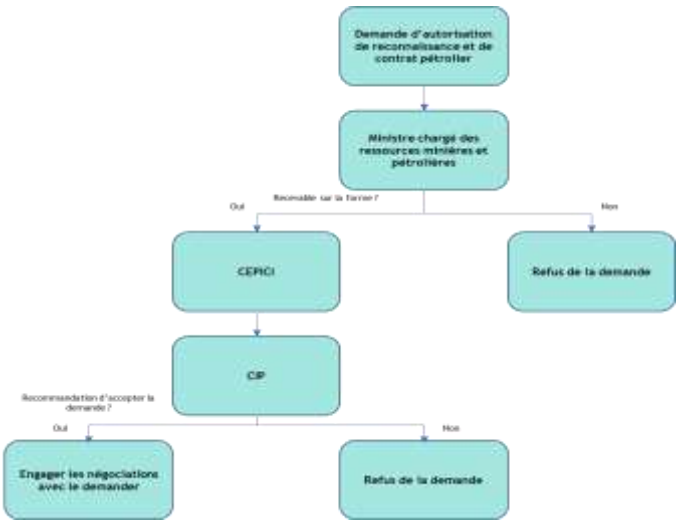
Le Gouvernement identifie les zones susceptibles d'être développées pour la recherche ou l'exploitation d'hydrocarbures. Ces blocs sont rendus publics par arrêté définit les conditions d'accès, qui peuvent être :

- une **procédure d'appel d'offres**, ou
- une négociation directe (gré à gré).

Toutefois, la réglementation ne précise pas de critères objectifs ou de conditions préétablies déterminant le recours obligatoire à l'appel d'offres plutôt qu'à la négociation directe. En pratique, la justification du mode d'attribution retenu pour chaque bloc n'est pas systématiquement documentée dans les informations publiquement accessibles.

(ii) Soumission et analyse des demandes

1. Dépôt des dossiers par les candidats auprès de la DGH ;
2. Vérification de conformité formelle (pièces administratives, capacité technique, états financiers, programme des travaux) ;
3. Transmission à CEPICI pour instruction administrative ;
4. Évaluation technique et financière par la CIP.



L'article 8 du Code pétrolier exige que les candidats démontrent leurs capacités techniques, financières et juridiques.

Cependant :

- aucun seuil quantifié n'est prévu ;
- aucune grille d'évaluation publique n'est disponible ;
- les critères de comparaison entre candidats ne sont pas formalisés dans des documents accessibles.

Cette configuration introduit une marge d'appréciation administrative.

(iii) Evaluation des demandes

Le Code pétrolier confère à l'autorité compétente un pouvoir d'appréciation dans l'évaluation et l'approbation des demandes.

En particulier :

- le Gouvernement peut accepter ou refuser tout ou partie d'une demande ;
- le refus ne donne pas lieu à un droit de recours spécifique prévu par le Code pétrolier ;
- en cas de demandes concurrentes sur un même bloc, aucune règle explicite de priorité chronologique n'est prévue, sauf en cas de droits antérieurement établis.

Si cette latitude relève des prérogatives souveraines de l'État, l'absence de critères hiérarchisés publiquement documentés peut limiter la prévisibilité du processus et la comparabilité entre candidatures.

(iv) Négociation du contrat

Après avis favorable sur la recevabilité, les négociations sont conduites par le Comité de négociation sous la supervision du Ministère des Mines.

Les discussions portent notamment sur :

- le partage de production ;
- les engagements minimaux de travaux ;
- les dispositions fiscales ;
- les obligations environnementales et sociales ;
- la participation de PETROCI.

Les séances de négociation donnent lieu à des comptes rendus internes. Les critères comparatifs ayant conduit à retenir un candidat en cas d'intérêts multiples ne sont pas systématiquement publiés.

Le contrat de partage de production (CPP) ou autre forme de contrat pétrolier est alors finalisé et transmis pour approbation.

(v) Approbation et entrée en vigueur

L'approbation des contrats est matérialisée par un arrêté ministériel ou un décret, conduisant à l'entrée en vigueur du contrat. Dans certains cas, si le Gouvernement ne répond pas dans les délais réglementaires, l'approbation peut être réputée acquise.

2.2.1.3 Critères techniques, financiers et juridiques d'attribution

Conformément à l'article 8 du Code pétrolier, toute société candidate à un contrat pétrolier doit démontrer des capacités techniques, financières et juridiques suffisantes pour conduire des opérations d'exploration ou d'exploitation d'hydrocarbures.

(i) **Informations sur l'identité et la structure de l'entreprise**

Le dossier de candidature doit notamment comporter :

- la raison sociale, la forme juridique, le siège social, l'adresse et la nationalité ;
- les statuts, l'acte constitutif et le certificat d'enregistrement ;
- la structure du capital social ;
- les trois derniers bilans et rapports annuels ;
- l'identité des dirigeants et administrateurs (président, directeurs généraux, commissaires aux comptes).

(ii) Capacités techniques, financières et juridiques

Le candidat doit justifier :

- de son expérience antérieure dans des opérations similaires (y compris, le cas échéant, en offshore profond) ;

- des moyens techniques disponibles ;
- de sa capacité financière à exécuter le programme de travaux proposé ;
- de sa solvabilité ;
- de l'absence d'empêchement juridique à exercer des activités pétrolières.

(iii) Programme de travaux et exigences environnementales

La demande doit également inclure :

- le programme général des travaux, précisant la durée et l'échelonnement ;
- la désignation d'un représentant légal en Côte d'Ivoire ;
- une notice d'impact environnemental décrivant les mesures prévues pour limiter les impacts négatifs ;
- la description des modalités techniques répondant aux exigences environnementales applicables.

Analyse au regard de la mise en œuvre pratique

Bien que ces catégories de critères soient formellement prévues par la réglementation :

- aucun seuil financier minimal n'est explicitement défini ;
- aucune grille d'évaluation standardisée n'est publiée ;
- aucun système de pondération comparative n'est accessible au public ;
- les critères détaillés d'appréciation de l'expérience technique ne sont pas normés.

En pratique, l'évaluation repose principalement sur l'appréciation administrative des autorités compétentes (DGH, CIP et Ministère).

2.2.1.4 Procédures de cession et de transfert

Conformément à l'article 38 du Code pétrolier, toute cession partielle ou totale des droits et obligations découlant d'un contrat pétrolier est soumise à l'approbation préalable de l'État.

L'article 28 du décret d'application précise que l'autorisation de cession est formalisée par arrêté du Ministre en charge des hydrocarbures.

(i) Notification

Le titulaire du contrat pétrolier doit notifier à l'administration tout projet de cession, qu'il s'agisse :

- d'une cession totale ou partielle de participation ;
- d'un transfert entre co-contractants ;
- d'un changement de contrôle au sein de la société titulaire.

La notification est adressée à la DGH, qui assure l'instruction administrative du dossier.

(ii) Instruction et décision

À réception de la notification :

- la DGH vérifie la conformité formelle du dossier ;
- l'administration évalue les capacités du cessionnaire proposé ;

- l'autorité compétente peut approuver ou refuser la cession.

L'approbation est matérialisée par arrêté ministériel.

Dans certains cas de transferts internes entre cotitulaires, seule une notification peut être requise, sauf si le transfert entraîne un changement d'opérateur, auquel cas une autorisation formelle demeure nécessaire.

(iii) **Critères d'approbation**

Les articles 8 et 38 du Code pétrolier exigent que le cessionnaire démontre des capacités techniques, financières et juridiques équivalentes à celles requises lors de l'octroi initial.

Toutefois :

- les critères précis d'évaluation ne sont pas détaillés dans les textes ;
- aucune grille comparative publiée n'encadre l'analyse ;
- aucun seuil financier ou technique explicite n'est fixé.

En pratique, l'évaluation repose sur une appréciation administrative des capacités du cessionnaire, selon des paramètres similaires à ceux utilisés pour l'attribution initiale.

(iv) **Pouvoir d'appréciation et absence de mécanisme de recours**

La réglementation ne prévoit pas de mécanisme spécifique de recours en cas de refus d'approbation du transfert. L'autorité administrative dispose ainsi d'un pouvoir d'appréciation significatif dans l'autorisation ou le refus des cessions.

Si cette latitude relève des prérogatives souveraines de l'État en matière de gestion des ressources naturelles, l'absence de critères objectivés et de mécanisme formalisé de recours peut limiter la prévisibilité et la transparence du processus.

2.2.1.5 Octrois intervenus en 2024

(i) Octrois enregistrés en 2024

Sur la base des informations communiquées par la DGH dans le cadre du processus ITIE, les contrats suivants ont été signés en 2024 :

Bloc	Zone	Opérateur	Date de signature	Acte	**Mode d'attribution**
CI-520	Onshore	Elephant Oil	30/07/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-521	Onshore	Elephant Oil	30/07/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-522	Onshore	Elephant Oil	30/07/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-504	Offshore	ENI	28/11/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-526	Offshore	ENI	28/11/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-706	Offshore	ENI	28/11/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)
CI-708	Offshore	ENI	28/11/2024	CPP	Négociation directe (gré à gré)

Dans une correspondance adressée au CN-ITIE, la DGH a confirmé que ces octrois ont été réalisés conformément aux dispositions du Code pétrolier et de son décret d'application.

(ii) Appréciation procédurale

Conformément aux procédures convenues dans le cadre du processus ITIE, une revue indépendante des dossiers d'octroi devait être effectuée par l'Administrateur Indépendant.

Toutefois, les dossiers d'instruction et de négociation n'ont pas été mis à disposition, ce qui limite l'évaluation détaillée des contrôles opérés par l'administration.

L'analyse ci-après repose exclusivement sur les informations publiques disponibles et sur les confirmations institutionnelles transmises par la DGH.

a) Distinction Onshore / Offshore

- Les blocs CI-520/521/522 concernent la zone onshore du bassin sédimentaire ivoirien.
- Les blocs CI-504/526/706/708 sont situés offshore, dans la continuité des développements récents liés notamment aux découvertes majeures en eaux profondes.

Cette distinction est pertinente au regard des profils de risque géologique, des exigences techniques , et des enjeux environnementaux et sociaux différenciés.

b) **Mode d'attribution**

Le Code pétrolier prévoit deux modalités :

- appel d'offres ;
- négociation directe (gré à gré).

Pour les blocs onshore attribués à Elephant Oil, les éléments publics indiquent une négociation directe.

Pour les blocs offshore attribués à ENI en novembre 2024, les informations publiques disponibles ne précisent pas explicitement le mode procédural retenu, et aucun arrêté publiquement accessible ne documente :

- l'ouverture formelle des blocs ;
- la justification du recours éventuel au gré à gré ;
- l'existence ou non d'intérêts multiples sur les bloc attribués .

c) Appréciation des capacités techniques et financières

❖ Elephant Oil – Blocs CI-520 / CI-521 / CI-522 (Onshore)

Elephant Oil Corp. est une société indépendante d'exploration pétrolière enregistrée aux États-Unis, positionnée sur des actifs onshore en Afrique de l'Ouest. Selon son dépôt SEC le plus récent (Form S-1/A, 2023), la société est au stade exploration, sans production commerciale à la date des états financiers.

Capacité financière

Les états financiers arrêtés au 30 juin 2023 indiquent notamment :

- absence de revenus opérationnels ;
- pertes cumulées significatives ;
- dépendance à des financements externes (émissions d'actions, dettes ou financements partenaires) ;
- mention d'une incertitude relative à la continuité d'exploitation (*going concern*) sans financement supplémentaire.

La société présente ainsi le profil typique d'une **junior d'exploration**, dont la capacité d'exécution dépend généralement de la mobilisation progressive de financements, de partenariats techniques ou de cessions partielles d'intérêts (*farm-out*).

Un élément important pour l'analyse en 2024 est l'**abandon du projet d'introduction en bourse**: la SEC a déclaré le dossier S-1 « abandonné » au 23 septembre 2024 (File No. 333-263879), l'enregistrement étant resté non effectif. Cela suggère que la société a probablement dû rechercher d'autres sources de financement ou adapter le calendrier et l'ampleur de ses programmes de travaux.

Capacité technique

Les documents publics indiquent une organisation interne relativement légère, l'exécution technique reposant en grande partie sur des prestataires spécialisés et des partenariats, ce qui correspond aux pratiques habituelles des sociétés d'exploration junior.

Bénéficiaires effectifs

Dans le prospectus S-1/A (table **"PRINCIPAL STOCKHOLDERS"**, situation au 7 septembre 2023), les principales personnes physiques déclarées comme "beneficial owners" (dépassant le seuil de 5%) sont:

- Matthew Lofgran (CEO) : 2,688,733 actions, soit 21,95%.
- Gavin John Burnell: 2,224,383 actions, soit 18,16%. Le prospectus précise que ses titres sont détenus en partie via des sociétés anglaises (Hot Rocks Investments PLC, Woodland Capital Limited) sur lesquelles il détient/contrôle des droits de vote/investissement.
- Adrian Beeston: 1,326,753 actions, soit 10,83%.
- Stephen Lundy : 707,822 actions, soit 5,78%.

Evaluation

Sans accès aux dossiers d'octroi et aux garanties financières présentées aux autorités, toute appréciation externe reste limitée. Néanmoins, certains points méritent un suivi particulier :

- Adéquation entre moyens financiers/techniques et engagements contractuels : il peut être utile de documenter les vérifications effectuées lors de l'attribution des blocs, notamment les garanties financières fournies et le suivi de l'exécution des programmes de travaux.
- Traçabilité des évolutions de participation : le profil exploration implique souvent des opérations de financement par *farm-out* ou des changements d'actionnariat ; cela souligne l'importance de la transparence concernant les transferts indirects d'intérêts pétroliers et les changements de contrôle.

❖ ENI – Blocs CI-504 / CI-526 / CI-706 / CI-708 (Offshore)

ENI est un groupe énergétique international intégré, présent en Côte d'Ivoire notamment à travers le développement du champ offshore Baleine, en production depuis 2023. L'attribution des blocs CI-504, CI-526, CI-706 et CI-708 en novembre 2024 s'inscrit dans la continuité d'une présence opérationnelle déjà établie et dans le prolongement immédiat de découvertes exploratoires majeures réalisées dans la même zone.

Contexte exploratoire récent

En 2024, ENI a réalisé la découverte Calao sur le bloc CI-205, dans lequel elle détient une participation de 90 %. Selon le rapport annuel ENI 2024, cette découverte ouvre de nouvelles options de

développement et renforce le portefeuille exploratoire d'ENI en Côte d'Ivoire. Les quatre blocs attribués en novembre 2024 sont situés à proximité du bloc CI-205 ; leur acquisition présente ainsi une dimension stratégique explicite, les synergies opérationnelles et géologiques avec la zone Calao constituant un facteur déterminant. ENI y détient une participation de 88 %.

Historique des blocs

Un élément contextuel important mérite d'être relevé : les blocs CI-504, CI-706 et CI-708 avaient antérieurement fait l'objet de contrats pétroliers avec ENI, avant d'être abandonnés, puis réattribués au même opérateur en 2024. Cette trajectoire, attribution initiale, abandon, puis réattribution, appelle une documentation spécifique, notamment sur les points suivants :

- les conditions ayant conduit à l'abandon des contrats antérieurs ;
- les éventuelles différences dans les termes contractuels entre les contrats initiaux et ceux conclus en 2024 ;
- la justification du recours à une négociation directe pour des blocs dont le potentiel géologique a été significativement réévalué à la hausse entre leur abandon et leur réattribution.

Capacité financière

ENI dispose d'une assise financière internationale solide et d'un accès établi aux marchés de capitaux. Sa capacité à financer des programmes d'exploration et de développement en offshore profond est illustrée par les investissements déjà engagés en Côte d'Ivoire, la mise en production accélérée du champ Baleine, et son expérience sur des projets offshore comparables à l'échelle internationale.

Capacité technique

ENI possède une expertise reconnue en exploration et production offshore, y compris en eaux profondes. Son expérience opérationnelle en Côte d'Ivoire et dans des environnements géologiques similaires renforce sa capacité à conduire des programmes techniques complexes.

Bénéficiaires effectifs

Eni est cotée en bourse (principalement à Milan) ; son principal actionnaire est **l'État italien** qui exerce un contrôle de facto avec 31,835 % via Cassa Depositi e Prestiti (≈29,75 %) et le Ministère de l'Economie et des Finances italien (≈2,08 %), tandis que le premier actionnaire privé déclaré est Romano Minozzi (~3,1 %).[42]

Évaluation

Pour un opérateur établi de cette envergure, l'enjeu principal ne réside pas dans la capacité intrinsèque, mais dans la transparence du processus d'attribution et l'adéquation des termes contractuels au contexte géologique.

Les blocs offshore attribués en 2024 interviennent dans un bassin dont le profil de risque a été profondément transformé par les découvertes récentes, Baleine et désormais Calao, qui ont réduit l'incertitude géologique et renforcé l'attractivité de la zone. Dans un tel contexte, les pratiques internationales montrent qu'un État peut légitimement ajuster ses exigences économiques ou recourir à des mécanismes compétitifs afin de maximiser la valeur publique extraite des ressources naturelles.

Les points suivants méritent un suivi particulier :

[42] Source : ENI

- Mode d'attribution : les informations disponibles ne précisent pas explicitement la justification du recours à la négociation directe pour des blocs à fort potentiel géologique confirmé. L'absence de publication d'un arrêté documentant l'ouverture formelle des blocs ou les raisons du choix procédural limite l'évaluation externe.
- Termes contractuels : en l'absence de publication détaillée des paramètres économiques (partage de production, participation de l'État, obligations de travaux), il n'est pas possible d'apprécier dans quelle mesure les conditions négociées reflètent la revalorisation du contexte exploratoire depuis l'abandon des contrats antérieurs sur ces mêmes blocs.
- Cohérence avec l'évolution du bassin : la proximité géographique et géologique avec le bloc CI-205 (découverte Calao) renforce la valeur intrinsèque des blocs attribués, ce qui accentue l'enjeu d'une optimisation des paramètres contractuels pour l'État.

2.2.1.6 Cessions et transferts intervenus en 2024

(i) Cessions constatées en 2024

La Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) a confirmé qu'une cession est intervenue en 2024 concernant le bloc en production CI-40 (champ Baobab).

Selon les informations communiquées, la cession a été formalisée par l'arrêté n° 144/MMPE/DGH/DSRH en date du 16 avril 2024, portant sur le transfert de la participation détenue par Svenska Petroleum Exploration AB au profit de VAALCO Energy.

La DGH a également confirmé que cette opération a été réalisée conformément aux dispositions du Code pétrolier, de son décret d'application et des contrats pétroliers concernés.

Par ailleurs, VAALCO a annoncé avoir finalisé le 30 avril 2024 l'acquisition de Svenska Petroleum Exploration AB. Cette opération correspond à une acquisition corporate internationale (share deal), impliquant un changement de contrôle indirect d'une participation de 27,39 % dans le bloc CI-40.[43]

Le prix net d'acquisition s'élève à environ 40,2 MUSD payés en numéraire, financés sur la trésorerie propre de VAALCO (sans recours à l'endettement ni émission d'actions). Selon la société, cela correspond à un coût d'environ 2,37 USD par baril de réserves prouvées intégrées. [44]

(ii) Appréciation procédurale

L'opération constitue un transfert indirect de participation affectant un contrat pétrolier existant. L'analyse au regard du cadre juridique et des attentes ITIE porte sur quatre dimensions principales :

Approbation administrative

La DGH a communiqué l'existence d'un arrêté en date du 16 avril 2024 autorisant la cession.

Cela confirme que la transaction a fait l'objet d'une approbation formelle conformément à l'article 38 du Code pétrolier. Toutefois, l'arrêté en question n'a pas été rendu public.

[43] *Annonce Vaalco, Juillet 2024*
[44] *Ibid.*

Appréciation des capacités techniques et financières du cessionnaire

VAALCO est une société cotée en bourse disposant d'actifs en production et ayant financé l'acquisition sur trésorerie propre.

Les éléments publics suggèrent une capacité financière et technique compatible avec une participation non-opératrice dans un champ offshore mature.

Liquidation de l'imposition sur la plus-value de cession

Les opérations de cession directe ou indirecte d'intérêts pétroliers peuvent générer une plus-value imposable au titre de la législation fiscale applicable.

Dans le cas présent :

- l'opération correspond à l'acquisition d'une société détentrice d'une participation dans le bloc CI-40;
- le prix d'acquisition annoncé est de 40,2 MUSD ;
- aucune information disponible ne permet d'apprécier le traitement fiscal appliqué à la plus-value éventuelle.

Bénéficiaires effectifs

VAALCO Energy, Inc. est une société pétrolière cotée (NYSE: EGY) et son capital est détenu principalement par des investisseurs institutionnels tels que BlackRock (~7,6 %), The Vanguard Group (~7 %), American Century Investment Management (~4,5 %) et d'autres fonds (par ex. Dimensional Fund Advisors Australia, Hotchkis & Wiley Capital management), sans actionnaire unique de contrôle identifiable.[45]

2.2.1.7 Renouvellements et renonciations intervenus en 2024

Les opérations ci-après sont présentées **à titre d'information**. Elles n'ont pas fait l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre du présent rapport.

(i) Renouvellement

Le bloc CI-12, opéré par Foxtrot, a fait l'objet d'un :

- Arrêté en date du 12 juillet 2024,
- portant autorisation d'entrée en troisième période d'exploration.

(ii) Renonciation

Le bloc CI-12, opéré par Foxtrot, a fait l'objet d'une :

- Lettre de renonciation en date du 31 décembre 2024,
- portant renonciation au contrat pétrolier relatif au bloc CI-12.

Ces éléments sont communiqués afin d'assurer l'exhaustivité des informations relatives aux évolutions du portefeuille pétrolier au cours de l'exercice 2024.

[45] Source : Marketscreener (consulté le 23/02/2026)

2.2.1.8 Consultation et consentement des communautés

(i) Consultation communautaire selon les phases du projet pétrolier

En Côte d'Ivoire, les exigences environnementales varient selon la phase du projet.

Au stade de la **reconnaissance, de la recherche ou de la signature d'un contrat pétrolier**, le décret d'application du Code pétrolier (Articles 9 à 12) impose une **notice d'impact environnemental**, sans enquête publique obligatoire ni procédure formalisée de consultation communautaire.

Avant toute **autorisation d'exploitation**, une **Étude d'Impact Environnemental (EIE)** est requise. Conformément au Décret n°96-894 (Article 16), l'EIE donne lieu à une enquête publique obligatoire, organisée par l'ANDE, avec procès-verbaux annexés au rapport.

Il convient toutefois de noter que l'Annexe I du Décret n°96-894 soumet en principe les activités d'exploration et d'exploitation pétrolières à EIE, ce qui crée une contradiction apparente avec la pratique sectorielle où l'EIE complète intervient principalement avant l'exploitation.

La consultation communautaire formalisée intervient ainsi essentiellement au stade préalable à l'exploitation, et non lors de l'attribution initiale du titre pétrolier.

(ii) **Organisation institutionnelle et déroulement de l'enquête publique**

En application de l'Article 11 du Décret n°96-894, la compétence d'organisation des enquêtes publiques relève du dispositif institutionnel environnemental, actuellement exercé par l'Agence Nationale de **l'Environnement (ANDE)**.

La procédure administrative comprend généralement :

1. Le dépôt du rapport d'EIE auprès de l'ANDE ;
2. La mise à disposition du document au public ;
3. L'organisation de réunions publiques dans les localités concernées ;
4. Le recueil des observations ;
5. L'établissement de procès-verbaux signés ;
6. L'annexion de ces procès-verbaux au dossier d'EIE.

Ces procès-verbaux constituent la preuve formelle de la consultation.

(iii) Contenu et portée des consultations

Les rapports d'EIE identifient généralement :

- les parties prenantes consultées (autorités administratives, chefferies, collectivités, communautés riveraines) ;
- les préoccupations exprimées ;
- les engagements de l'opérateur, intégrés dans le Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES).

Toutefois, il est observé que :

- la ventilation des participants par genre n'est pas systématique ;
- le nombre exact de personnes consultées n'est pas toujours précisé ;

- les modalités de prise en compte des observations ne sont pas normées de manière détaillée.

(iv) Limites en matière de divulgation

Bien que l'EIE soit juridiquement un document public et que les procès-verbaux soient annexés :

- les rapports EIE ne sont pas systématiquement publiés en ligne ;
- il n'existe pas de registre public centralisé des enquêtes publiques pour les projets extractifs ;
- l'accès aux documents peut nécessiter une demande administrative.

(i) Déclaration des entreprises dans le cadre du périmètre de conciliation

Dans le cadre de la collecte des données pour le présent Rapport ITIE 2024, les sociétés pétrolières retenues dans le périmètre de conciliation ont été sollicitées afin de déclarer les informations relatives aux consultations communautaires menées au cours de l'exercice, notamment :

- le nombre de personnes consultées, avec ventilation par genre lorsque disponible ;
- la description du processus de consultation ;

Parmi les huit (08) sociétés ayant soumis une déclaration ITIE, seule Petroci Holding a indiqué avoir mené des consultations communautaires au cours de la période couverte par le rapport.

Les données reportées par les entreprises sont présentées en annexe 2 du présent rapport.

Pour les autorisations attribuées en 2024, la DGH n'a pas communiqué d'informations sur les consultations publiques réalisées.

2.2.2 Secteur minier

2.2.2.1 Cadre juridique et institutions clés

(i) Cadre juridique principal

L'octroi et le transfert des titres miniers en Côte d'Ivoire sont régis par :

- Loi n°2014-138 du 24 mars 2014 portant Code minier ;
- Décret n°2014-397 du 25 juin 2014 portant modalités d'application du Code minier ;
- Arrêté n°002/MMG/CAB du 11 janvier 2016 relatif aux procédures d'attribution et de renouvellement des titres miniers ;
- le **Code de l'environnement** (EIES) ;
- le Code général des impôts.

L'État ivoirien est propriétaire des ressources minérales du sous-sol. Il peut :

- soit accorder des titres miniers à des opérateurs privés ;
- soit intervenir directement ou indirectement via des participations publiques lorsque le cadre contractuel le prévoit.

(ii) Institutions clés

Les principales institutions intervenant dans l'octroi et le transfert des titres miniers sont :

- **Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie (MMPE)** : Autorité politique de tutelle du secteur.

- Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG) : Administration technique chargée de recevoir, instruire et suivre les demandes de titres.
- Commission Interministérielle des Mines (CIM) : Instance consultative émettant un avis sur les demandes d'attribution ou de transfert.
- Cadastre minier : Chargé de la gestion des périmètres et de la vérification de la disponibilité des zones sollicitées.

La décision finale d'attribution ou de transfert est formalisée par arrêté par décret.

2.2.2.2 Procédure d'octroi

(i) Principe d'attribution

Conformément au Code minier (Loi n°2014-138, version consolidée 2023), les titres miniers sont en principe attribués sur demande, sous réserve :

- de la disponibilité du périmètre ;
- du respect des conditions techniques, financières et juridiques prévues par la loi et ses textes d'application.

Le Code ne consacre pas expressément le principe du « premier venu, premier servi » dans ces termes, mais nous comprenons que dans la pratique c'est ce principe qui est appliqué en cas de demande concurrente sur le même périmètre.

(ii) Recours à l'appel d'offres

L'article 37 du Code minier dispose que : *« L'Administration des Mines peut soumettre à appel d'offres les sites non attribués sur lesquels des travaux ont prouvé l'existence d'un potentiel minier considéré comme un actif. Cet appel à concurrence est effectué dans le respect des conditions de transparence et de compétition équitable. »*

Il ressort de cette disposition que :

- l'appel d'offres constitue une faculté, et non une obligation systématique ;
- il vise spécifiquement les périmètres pour lesquels des travaux antérieurs ont démontré un potentiel minier avéré ;
- le texte impose le respect des principes de transparence et de concurrence équitable.

Le Code ne précise toutefois pas :

- les critères permettant de qualifier formellement un site comme « actif » ;
- les modalités procédurales détaillées d'un appel d'offres (grille comparative, pondération, publication des résultats).

(iii) Procédure d'attribution des titres et autorisations minières

- *Pour les permis de recherche été autorisations*

1. Dépôt du dossier

Le demandeur dépose auprès de l'Administration des mines un dossier établi en deux exemplaires physiques et un support numérique, comprenant les pièces exigées par l'arrêté 2016.

2. Recevabilité

L'Administration des mines vérifie :

- la disponibilité du périmètre ;
- la conformité des pièces aux exigences réglementaires.

Elle notifie la recevabilité dans un délai de dix (10) jours ouvrables à compter du dépôt du dossier complet.

3. Instruction au fond

L'Administration des mines procède à :

- l'analyse technique et financière du dossier ;
- l'examen du programme de travaux ;
- une visite de terrain (pour le permis de recherche).

Le dossier est ensuite soumis à la Commission Interministérielle des Mines (CIM) pour avis (permis de recherche).

4. Décision

En cas d'avis favorable, le dossier est transmis au Ministre chargé des Mines pour décision.

Le permis de recherche est attribué par décret. Les autorisations sont accordées par arrêté ministériel.

➢ *Pour les permis* ***d'exploitation***

Le permis d'exploitation est un titre plus complexe, car il ouvre droit à l'extraction commerciale. La procédure est plus lourde et implique davantage d'institutions.

1. Demande fondée sur des résultats de recherche

Le permis d'exploitation est généralement sollicité par le titulaire d'un permis de recherche après démonstration d'un gisement économiquement exploitable.

La demande est introduite auprès de l'Administration des mines et doit comprendre notamment :

- rapport des travaux de recherche ;
- étude de faisabilité technique et économique ;
- arrêté d'approbation de l'EIES ;
- plan de financement ;
- pièces administratives et fiscales ;
- récépissé du droit fixe.

2. Recevabilité

L'Administration vérifie :

- la conformité des pièces ;
- la superficie du périmètre.

Notification dans un délai de dix (10) jours ouvrables.

3. Instruction technique

L'Administration des mines procède :

- à l'analyse approfondie de l'étude de faisabilité ;
- à l'examen des capacités techniques et financières ;
- à une visite de terrain ;
- à la transmission du dossier à la Commission Interministérielle des Mines (CIM) pour avis, accompagnée du procès-verbal d'enquête de commodo et incommodo.

4. Décision

En cas d'avis favorable, le permis d'exploitation est accordé par décret en Conseil des ministres.

Une convention minière est signée par l'État dans les soixante jours ouvrables suivant l'attribution du permis d'exploitation.

(iv) Critères techniques et financiers

Les critères techniques et financiers varient selon la nature du titre ou de l'autorisation sollicitée. Ils portent notamment sur :

- la qualification et l'expérience du demandeur ou du responsable technique ;
- la cohérence et la crédibilité du programme de travaux ;
- la capacité financière à assurer la réalisation des investissements projetés ;
- le respect des exigences environnementales et réglementaires applicables.

Ces critères ne font l'objet d'aucune pondération ni grille de notation prévue par les textes. L'Administration des mines procède à une appréciation globale de la capacité technique et financière du demandeur, au regard des exigences fixées par le Code minier, le décret d'application et l'Arrêté n°002/MIM/CAB du 11 janvier 2016.

Le détail des exigences spécifiques par catégorie de titre minier est présenté en Annexe 3, laquelle reprend également la liste des pièces constitutives du dossier de demande d'attribution ou de renouvellement.

2.2.2.3 Procédures de cessions et de transfert

En Côte d'Ivoire, les mutations de titres et autorisations minières , cessions, transmissions successorales ou transferts administratifs , sont encadrées par le Code minier de 2014 et son décret d'application. Ces opérations sont soumises à l'autorisation préalable du Ministre chargé des Mines afin d'assurer la continuité des obligations attachées aux titres extractifs.

(i) Nature des opérations

Trois formes principales de mutation sont prévues :

Cession : transfert à titre onéreux de la propriété d'un titre minier cessible d'un titulaire à un tiers ;

Transmission : mutation par héritage au profit d'un héritier remplissant les conditions légales ;

Transfert administratif : mutation résultant du transfert du permis d'exploitation de la société titulaire du permis de recherche ayant conduit à l'octroi du permis d'exploitation vers une nouvelle société d'exploitation spécialement constituée pour la mise en valeur du gisement .

Ces opérations portent obligatoirement sur la totalité du titre et n'en modifient pas la durée de validité.

(ii) Titres et autorisations concernés

Seuls les permis de recherche, les permis d'exploitation et les autorisations de carrières industrielles sont cessibles avec approbation préalable.

(iii) **Conditions d'approbation**

La cession d'un titre minier est accordée par arrêté du Ministre chargé des Mines et est subordonnée notamment :

- à la validité du titre ;
- au respect par le cédant de l'ensemble de ses engagements ;
- à l'exécution d'au moins la première année du programme d'activités ;
- à l'absence d'interdiction légale du cessionnaire ;
- **à l'engagement du cessionnaire à exécuter toutes les obligations du cédant.**

Il convient de préciser que le décret exige explicitement l'engagement du cessionnaire à reprendre les obligations attachées au titre, mais ne prévoit pas expressément une démonstration préalable de **ses capacités techniques et financières équivalentes à celles exigées lors de l'attribution initiale.**

Par ailleurs, conformément à l'article 41 du Code minier, **l'approbation du Ministre est de droit lorsque** le titulaire a satisfait aux obligations lui incombant en vertu du Code minier. Ainsi, le pouvoir d'appréciation de l'administration est juridiquement encadré et ne constitue pas un pouvoir discrétionnaire absolu.

(iv) Exigences techniques et financières

Contrairement à la procédure d'attribution initiale d'un titre minier, les textes ne prévoient pas une réévaluation formalisée des capacités techniques et financières du cessionnaire.

Le contrôle porte principalement sur :

- la conformité du titre et du titulaire sortant ;
- la régularité juridique de l'opération ;
- l'engagement du nouveau titulaire à reprendre les obligations existantes.

L'exigence normative explicite concerne donc l'engagement de continuité, et non la preuve formelle de capacités techniques et financières.

(v) Exigences fiscales

Les mutations de titres miniers sont soumises :

- au paiement d'un droit fixe, à peine d'irrecevabilité ;
- à l'imposition des plus-values réalisées lors des cessions conformément au Code général des impôts.

2.2.2.4 Octrois intervenus en 2024

(i) Octrois enregistrés en 2024

❖ *Titres miniers*

Au cours de l'exercice 2024, l'État ivoirien a procédé, selon les informations communiquées par la DGMG, à l'octroi de :

- 41 permis de recherche (PR) ;
- **3 permis d'exploitation (PE)**.

Ces titres concernent principalement l'or, tout en couvrant également des substances stratégiques et industrielles.

Tableau 7 : Récapitulatif des titres miniers octroyés en 2024 par substance

Catégorie de substance	Nombre de permis (PR)	Nombre de permis (PE)
Or	28	3
Lithium	4	-
Minerais stratégiques associés (Nickel, cobalt, terres rares, cuivre, chrome, étain, wolfram)	5	-
Manganèse	1	-
Minéraux industriels (ilménite, rutile, zircon, sillimanite)	1	-
Total	41	3

Les informations détaillées (titulaire, superficie, localisation, références des décrets d'attribution) sont présentées en Annexe 4.

❖ *Autorisations minières*

En 2024, la DGMG a également délivré 171 autorisations minières et de carrières, principalement liées:

- à l'exploitation aurifère artisanale et semi-industrielle ;
- aux substances de carrières.

Tableau 8 : Récapitulatif des autorisations octroyées en 2024 par substance

Type de titre minier	Nombre	Substance
Autorisation d'Exploitation de Semi Industrielle (AESI)	74	Or
Autorisation d'Exploitation Artisanale (AEA)	78	Or
Autorisation d'Exploitation de Substances de Carrière Artisanale (AECA)	1	Argile
Autorisation d'Exploitation de Substances de Carrière Industrielle (AECI)	5	Matériaux concassée
	8	Sable
Autorisation d'Extraction de Substances de Carrière Industrielle (AXCI)	4	Matériaux concassée
	1	Sable

Les détails relatifs aux bénéficiaires (nom du titulaire, localisation, référence du titre) sont fournis en Annexe 4

(ii) Appréciation procédurale

Approche méthodologique

Pour l'exercice 2024, le CN-ITIE a maintenu une approche fondée sur les risques pour la sélection des dossiers à examiner.

Un échantillon de 20 dossiers a été retenu 2 permis d'exploitation , 16 permis de recherche et 2 autorisations. La méthode de sélection est détaillée en Annexe 5.

Les tableaux ci-après présentent l'état de conformité des dossiers examinés ainsi que les écarts identifiés au regard du cadre légal et réglementaire en vigueur.

Tableau 1 – Résumé de la conformité

Secteur	Type de titre	Réf n°	Société - Nom du Permis	Réf. titre/contrat	N° de la Constatations	Statut de conformité
Octrois						
Minier	PR	1	WEST AFRICA MINERAL	PR0913	1-2-3-4-5-6	PC
		2	SMART MINERAL EXPLORER	PR0922	1-4-5-6	PC
		3	GLORY GOLD RESSOURCES SARL	PR0947	1-3-4-5-6	PC
		4	GLORY GOLD RESSOURCES SARL	PR0946	3-4	PC
		5	AFRICAN RESSOURCES SARL	PR0965	1-3-4-5-6	PC
		6	CAREM SARL	PR0901	1-2-3-4-5-6	PC
		7	CAREM SARL	PR0902	1-2-3-4-5-6	PC
		8	TURACO SUD EST EXPLORATION SARL	PR0958	1-2-3-4-5-6	PC
		9	TURACO SUD EST EXPLORATION SARL	PR0959	1-2-3-4-5-6	PC
		10	LAGUNE EXPLORATION AFRIQUE SA	PR0964	1-2-3-4-5-6	PC
		11	GEM SARL	PR0968	1-2-3-4-5-6	PC
		12	TROPIC MINING GROUP SA	PR0967	1-2-3-4-5-6	PC
		13	TROPIC MINING GROUP SA	PR0975	1-2-3-4-5-6	PC
		14	SODEMI	PR0972	1-2-3-4-5-6	PC
		15	GEM SARL	PR0976	1-2-3-4-5-6	PC
		16	GEOALLIANCE SARL	PR0585	2-3-4-5-6	PC
	PE	16	SHARK MINING-CDI SARLU	PE0061	2-3-4-6	PC
		17	SHARK MINING-CDI SARLU	PE0062	2-3-4-6	PC
	AESI	18	SION MINIERE SARL	AESI0472	5	PC
	AEA	19	KOUADIO KONAN	AEA55	5	PC

C : Conforme ; PC : Partiellement Conforme ; NC : Non conforme ; LT : Limitation des travaux

Tableau 2 – Résumé des constatations

N°	Constatation	Réf titres concernés	Secteur	Structure concerné(e)
1	Documents manquants dans les Demandes de titres miniers	PR0913-PR0922-PR0947-PR0965-PR0901-PR0902-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976	Mines et carriers	DGMG

N°	Constatation	Réf titres concernés	Secteur	Structure concerné(e)
2	Absence du rapport de visite de terrain	PR0913-PR0901-PR0902-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976-PR585-PE0061-PE0062	Mines et carriers	DGMG
3	Absence du rapport d'analyse	PR0913-PR0947-PR0946-PR0965-PR0901-PR0902-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976- PR585-PE0061-PE0062- PR0585	Mines et carriers	DGMG
4	Absence du PV de la commission d'évaluation	PR0913-PR0922-PR0947-PR0946-PR0965-PR0901-PR0902-PR0958-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976- PR585-PE0061-PE0062	Mines et carriers	DGMG
5	Absence du décret / arrêté de la décision du Ministère chargé des mines	PR0913-PR0922-PR0947-PR0965-PR0901-PR0902-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976- PR585-AESI0472	Mines et carriers	DGMG
6	Absence de l'avis de la commission d'évaluation de la demande	PR0913-PR0922-PR0947-PR0965-PR0901-PR0902-PR0958-PR0959-PR0964-PR0968-PR0967-PR0975-PR0972-PR0976- PR585-PE0061-PE0062	Mines et carriers	DGMG

Les travaux de vérification dans le cadre de la présente étude. Le détail de ces travaux est présenté **l'annexe 6.**

2.2.2.5 Transferts et cessions des titres et autorisations

(i) Cessions et transferts constatés en 2024

Selon les données de la DGMG quatre (4) cessions et trois (3) transferts de titres éventuels réalisées en 2024.

Tableau 9 : Situation des cessions et transferts des droits miniers en 2024

Permis	Cédant	Cessionnaire	Substance	Nature de la cession
PR-585	TCHOLOGO EXPLORATION SA	GEOALLIANCE SARL	Or	Cession
AECI-045	SINTRAM-CI	TRAPEC-CI SARL	Matériaux concassés	Cession
AECI-0156	SINTRAM-C	HD2	Matériaux concassés	Cession
AECI-0129	MC2	HD2	Matériaux concassés	Cession
PE-62	SHARK MINING-CDI SARLU	3G MINING SA	Or	Transfert
PE-61	SHARK MINING-CDI SARLU	3G MINING SA	Or	Transfert
PR-0919	MANKONO EXPLORATION SA	SHARK MINING CDI SARLU	Or	Transfert

(ii) Appréciation procédurale

a) Constat général

Outre les cessions et transferts formellement communiqués par la DGMG, l'analyse des annonces publiques internationales met en évidence plusieurs opérations susceptibles d'affecter indirectement des permis miniers ivoiriens, sous différentes formes (voir Tableau 20) :

- acquisitions progressives (earn-in) ;
- options d'acquisition ;
- acquisitions indirectes via rachat de sociétés (share deals / takeovers) ;
- cessions directes avec paiement cash et redevances futures (NSR).

À l'exception du cas relatif à la transaction entre Endeavour Mining et Thor Explorations, les opérations identifiées dans les annonces publiques n'ont pas été retrouvées dans les données de cessions et transferts communiquées par la DGMG pour l'année 2024. Elles n'ont donc pas fait l'objet d'une communication formelle dans les informations administratives analysées dans le cadre de la présente étude.

Cas particulier : cession du permis PR-585

Parmi les opérations de cession recensées, le permis de recherche PR-585, relatif à l'or, a fait l'objet d'une cession de la société Tchologo Exploration SA au profit de Geoalliance SARL.

Selon les informations disponibles, la **demande d'autorisation de cession a été introduite auprès de l'administration minière le 21 avril 2021**. Toutefois, l'**arrêté autorisant la cession n'a été pris que le** 20 août 2024, soit plus de **trois ans après l'introduction de la demande**.

L'examen de la situation administrative du permis PR-585 met en évidence plusieurs éléments particuliers concernant la gestion du titre.

Le permis avait fait l'objet d'un deuxième renouvellement pour une durée de trois ans à compter de septembre 2021. Néanmoins, **l'arrêté actant ce renouvellement n'a été pris qu'en avril 2023**, soit près de deux ans après la période à partir de laquelle le renouvellement était censé produire effet.

À l'issue de ce deuxième renouvellement, le permis de recherche PR-585 est arrivé à expiration le 1er août 2024.

La réglementation minière prévoit la possibilité d'un troisième renouvellement exceptionnel, notamment lorsque le titulaire est engagé dans la **finalisation d'une étude de faisabilité** ou dans la phase conduisant à la délivrance d'un **permis d'exploitation**, généralement dans un délai réglementaire limité (notamment un délai de **90 jours pour l'octroi du permis d'exploitation**).

Toutefois, les éléments examinés n'indiquent pas que le permis PR-585 se trouvait dans cette configuration.

Dans ce contexte, il apparaît que **l'arrêté autorisant la cession a été signé le 20 août 2024**, soit **postérieurement à l'expiration du permis intervenue le 1er août 2024**.

Cette situation met en évidence plusieurs enjeux en matière de gouvernance administrative des titres miniers, notamment :

- l'absence de délais réglementaires explicitement définis pour le traitement des demandes de cession de titres miniers ;
- des décalages temporels importants entre les périodes de validité des titres et la formalisation administrative de certaines décisions (renouvellements ou autorisations de cession) ;
- la possibilité de situations administratives atypiques dans lesquelles des décisions **administratives interviennent à proximité ou postérieurement à l'expiration d'un titre** minier.

Ces éléments soulignent l'intérêt d'un **encadrement plus précis des délais d'instruction des** demandes administratives relatives aux titres miniers, notamment en matière de cessions, transferts et renouvellements, afin de renforcer la prévisibilité des procédures et la sécurité juridique du régime minier.

b) Synthèse des opérations identifiées

Tableau 10 : Opérations de cessions identifiées (annonces publiques) en 2024 -secteur minier

Date	Cédant	Cessionnaire	Type **d'opération**	Actif / % concerné	Contrepartie (lecture économique)	Comparaison des capacités - Risque continuité des engagements	Source
25 mars 2024	Sama Resources	Ivanhoe Electric	Acquisition progressive (Earn-in)	60 % projet Samapleu-Grata (Ni-Cu)	~C$25m en dépenses d'exploration ; pas de paiement direct.	Ivanhoe Electric dispose de capacités techniques et financières supérieures - Risque faible.	Junior Mining Network
19 mars 2024	Turaco Gold + Predictive Discovery	Many Peaks Minerals	Acquisition indirecte (share deal)	Portefeuille de permis aurifères	Actions (~5,6m) + NSR future. Valeur dépend du marché.	Cession entre juniors comparables - risque modéré	Annonce MPK
27 juin 2024	Atlantic Resources CI	Many Peaks Minerals	Acquisition progressive (option 100%)	Projet aurifère Baga	Cash limité + actions + paiements conditionnels.	Passage d'un acteur local à une junior cotée – risque faible	ASX MPK
19 mars 2024	Predictive Discovery CI)	Aurum Resources	Acquisition conditionnelle (term sheet)	Permis Boundiali South (100 %)	Modalités conditionnelles (cash/actions).	Transaction entre juniors. – risque modéré.	ASX (relais Listcorp)
15 mai 2024	Awalé Resources (JV)	Newmont Ventures	Acquisition progressive (earn-in phase 2)	JV Odienné (participation progressive)	Investissements d'exploration plutôt que paiement direct.	Entrée d'une major internationale - risque faible.	Annonce Awalé Ressources
15 oct. 2024	Awalé Resources	Newmont	Augmentation participation JV	+10 % d'intérêt dans JV Odienné	Ajustement de participation ; valeur dépend accords JV.	Renforcement du rôle d'une major – Risque faible.	Annonce Awalé Ressources

Date	Cédant	Cessionnaire	Type **d'opération**	Actif / % concerné	Contrepartie (lecture économique)	Comparaison des capacités - Risque continuité des engagements	Source
16 oct. 2024	Actionnaires Mako Gold	Aurum Resources	Acquisition indirecte (Takeover / Share deal – 100 % des actions)	Actifs aurifères de Mako en Côte d'Ivoire (ex. Napié)	Transaction en actions Aurum (valeur indicative ~A$8–10m selon cours).	Deux sociétés juniors -– risque modéré.	ASX MKG
2024	Goldridge Resources SARL	Thor Explorations	Acquisition progressive (option / earn-in jusqu'à 80 %)	Permis aurifère Boundiali	Option fee ~US$150k + programme exploration sur 36 mois permettant acquisition initiale ~51 % puis jusqu'à 80 %. Valeur principalement liée aux travaux ;	Passage d'un acteur local à une société minière internationale intermédiaire.– Risque faible.	Communiqué Thor
2024	Non identifié	Thor Explorations	Acquisition progressive (option / earn-in jusqu'à 80 %)	Permis aurifère Marahui	~US$ 50k cash +, Acquisition progressive via travaux d'exploration et paiements éventuels.	NA	Reporting Thor

Les principaux actionnaires des cessionnaires sont présentés en annexe 7.

c) Principaux enjeux identifiés

Portée limitée des autorisations préalables

La réglementation minière subordonne toute cession ou transfert de titre minier à une autorisation préalable de l'administration. Cette exigence vise principalement les transferts juridiques directs de permis.

Toutefois, elle ne couvre pas nécessairement l'ensemble des opérations désormais courantes dans l'industrie minière internationale, notamment :

- les rachats d'actions (share deals) ;
- les acquisitions indirectes ;
- les restructurations réalisées au niveau de sociétés mères établies à l'étranger.

Ces montages peuvent entraîner un changement de contrôle économique effectif sans transfert formel du titre minier lui-même, ce qui ne déclenche pas systématiquement le mécanisme d'autorisation administrative.

Dans certains cas, les transactions peuvent également être annoncées publiquement ou considérées comme conclues au niveau des parties avant l'achèvement formel de la procédure administrative

d'autorisation, ce qui crée un décalage entre les pratiques transactionnelles du secteur et le calendrier des procédures nationales.

Dans ces configurations, l'administration peut être privée d'un point d'entrée essentiel pour exercer son contrôle sur les évolutions de la structure de propriété des actifs miniers.

Encadrement fiscal incomplet des cessions indirectes

Le Code minier renvoie aux dispositions du Code général des Impôts pour le traitement fiscal des plus-values.

Toutefois, le droit fiscal ivoirien ne traite pas explicitement des cessions indirectes d'actifs miniers, c'est-à-dire des opérations dans lesquelles :

- la transaction porte sur les actions d'une société étrangère détenant indirectement un permis en Côte d'Ivoire ;
- ou la contrepartie prend la forme d'actions, de paiements différés ou de redevances futures (NSR).

La Loi de finances 2025 (article 11) constitue une avancée importante en instituant une retenue à la source de 15 % sur les plus-**values de cession directe d'actions**, à la charge du cessionnaire.

Cependant, ce dispositif ne couvre pas explicitement :

- les changements de contrôle indirects ;
- ni certaines restructurations transfrontalières.

Absence explicite de quitus fiscal préalable

Ni la réglementation minière, ni les dispositions procédurales applicables ne prévoient explicitement la production d'un quitus fiscal attestant de la liquidation et du paiement de l'impôt dû au titre de la plus-value de cession comme condition formelle d'approbation d'une cession de droits miniers.

En pratique, il est toutefois observé que l'administration peut solliciter la production d'une **attestation de régularité fiscale** délivrée par l'administration fiscale. Cette attestation porte généralement sur la situation fiscale du contribuable au titre de l'exercice fiscal antérieur à l'année de la transaction.

Par conséquent, ce document ne couvre pas nécessairement la **liquidation et le paiement de l'impôt** éventuellement dû au titre de la plus-value réalisée lors de la cession elle-même, laquelle intervient généralement au cours de l'exercice fiscal en cours.

Dans ces conditions, l'attestation de régularité fiscale ne constitue pas, à elle seule, une garantie que les obligations fiscales liées à l'opération de cession ont été effectivement liquidées et acquittées par le cédant, ce qui peut limiter la traçabilité et la sécurisation de l'imposition des gains réalisés à l'occasion de ces transactions.

Changement de contrôle et bénéficiaires effectifs

Plusieurs opérations prennent la forme d'acquisitions indirectes ou de prises de contrôle via rachat d'actions. Même si le titulaire juridique du permis ne change pas, le contrôle économique peut être modifié.

Sans mécanisme systématique de déclaration et de publication des changements de contrôle :

- la mise à jour des bénéficiaires effectifs peut être incomplète ;
- l'État peut ne pas disposer d'une vision consolidée des détenteurs réels.

Exigences techniques et financières

Contrairement à la procédure d'attribution initiale d'un titre minier, les textes ne prévoient pas une réévaluation formalisée des capacités techniques et financières du cessionnaire.

L'exigence normative explicite concerne donc la continuité des engagements, et non la démonstration formelle des capacités techniques et financières du cessionnaire.

Cette approche peut limiter l'appréciation prospective de la solidité financière ou opérationnelle du nouvel acteur, notamment dans un contexte de restructurations successives.

Absence de délais encadrant le traitement des demandes administratives

L'analyse de certaines opérations met en évidence l'absence de délais réglementaires clairement définis pour l'instruction des demandes relatives aux titres miniers (cessions, transferts ou renouvellements).

Le cas de la cession du permis de recherche PR-585, entre Tchologo Exploration SA et Geoalliance SARL, en constitue une illustration.

Cette situation met en évidence l'absence d'un cadre temporel clair pour le traitement des demandes administratives, pouvant entraîner des décalages entre la durée de validité des titres et le calendrier des décisions administratives. En l'absence de règles encadrant les délais d'instruction, ces situations peuvent également créer un **espace de discrétion administrative susceptible d'affecter la** prévisibilité et la transparence de la gestion des titres miniers.

d) Appréciation globale

L'enjeu central identifié en 2024 ne réside pas uniquement dans la capacité technique et financière des cessionnaires à réaliser les opérations, mais également dans la capacité de l'État à :

- identifier les transactions susceptibles d'affecter les titres miniers ;
- suivre les changements de contrôle ;
- et assurer l'imposition effective des gains économiques associés.

L'analyse met en évidence plusieurs lacunes structurelles :

- l'absence de mécanisme systématique de déclaration des changements de contrôle indirects;
- l'insuffisance du dispositif de suivi des bénéficiaires effectifs ;
- l'encadrement encore incomplet de l'imposition des plus-values de source ivoirienne réalisées offshore ;
- l'absence de réévaluation formalisée des capacités techniques et financières lors des cessions.
- et l'absence de délais réglementaires encadrant l'instruction des demandes relatives aux titres miniers.

Ces lacunes peuvent limiter la capacité de l'État à exercer un contrôle effectif sur l'évolution de la propriété et de la gestion des actifs miniers, tout en affectant la prévisibilité et la transparence des procédures administratives.

Une réforme cohérente supposerait d'intervenir simultanément :

- sur le Code minier, afin d'encadrer les changements de contrôle, d'introduire une obligation élargie de notification, de renforcer l'examen des capacités techniques et financières des cessionnaires et de préciser les délais d'instruction des demandes administrative;
- et sur le Code général des Impôts, afin de consacrer explicitement le principe d'imposition des plus-values tirées d'actifs miniers de source ivoirienne, indépendamment du lieu juridique de réalisation de la transaction.

2.2.2.6 Renouvellements et renonciations intervenus en 2024

Les opérations ci-après sont présentées à titre d'information. Elles n'ont pas fait l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre du présent rapport.

(i) Renonciations enregistrées en 2024

En 2024, sept (7) renonciations de titres miniers ont été enregistrées :

Tableau 11 : Synthèse des renonciations enregistrées en 2024 -secteur minier

Nature du titre	Nombre de renonciations	Dont totales	Dont partielles
Permis de recherche	2	1	1
Permis d'exploitation	1	0	1
Autorisations d'exploitation (artisanales et semi-industrielles)	4	4	0
Total	7	5	2

Ces renonciations concernent principalement des titres aurifères et ont affecté des périmètres situés notamment dans les départements de Tengréla, Gagnoa, Boundiali, Bangolo, Bongouanou et Séguéla.

Le détail des titres concernés (références des arrêtés, codes des titres, superficies avant et après renonciation, titulaires et localisation précise) est présenté en Annexe 8.

(ii) Renouvellements intervenus en 2024

Les renouvellements présentés ci-après sont communiqués à titre d'information. Ils n'ont pas fait l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre du présent rapport.

Tableau 12 : Synthèse des renouvellements enregistrés en 2024 - secteur minier

Nature du titre	Nombre de renouvellements
Permis de recherche (PR)	24
Permis d'exploitation (PE)	1
Autorisations d'exploitation semi-industrielles (AESI)	8
Autorisation d'exploitation artisanale (AEA)	9
Permis d'exploitation de carrière (AECI)	1

Nature du titre	Nombre de renouvellements
Autorisations d'exploitation de carrière industrielle (AXCI)	2
Total	45

Le détail complet des arrêtés, titulaires, substances concernées, superficies avant et après renouvellement, ainsi que les dates de validité, est présenté dans l'Annexe 9.

Enjeux liés au renouvellement du permis d'exploitation

Un (1) permis d'exploitation a été renouvelé en 2024. Contrairement aux permis de recherche, la réglementation minière ne fixe pas explicitement de limite au nombre de renouvellements des permis d'exploitation, sous réserve du respect des obligations techniques, environnementales et financières.

Dans les projets miniers industriels, ces permis peuvent être assortis de clauses de stabilité fiscale et juridique. Lorsque les renouvellements interviennent successivement et que les dispositions de stabilité continuent de s'appliquer, il peut en résulter une prolongation du régime fiscal initial, y compris en cas d'évolution ultérieure du cadre légal.

Cette articulation entre renouvellement des titres et stabilité contractuelle constitue un enjeu de politique minière, notamment au regard de ses incidences potentielles sur la mobilisation des recettes publiques à long terme.

Analyse indicative des délais de traitement – Permis de recherche (PR)

Une analyse indicative des 24 renouvellements de PR intervenus en 2024 met en évidence une variabilité importante des délais entre la date de début de validité du renouvellement et la date de signature du décret correspondant.

Dans plusieurs cas, les arrêtés de renouvellement ont été pris postérieurement au début de la nouvelle période de validité, impliquant un effet rétroactif de la décision administrative.

Sur la base des données disponibles, le délai moyen observé entre le début de validité et la signature du décret est estimé à environ 14 à 16 mois, avec certains cas dépassant deux ans.

Ces écarts suggèrent l'absence de **délais réglementaires encadrant l'instruction des demandes de** renouvellement, ce qui peut entraîner des pratiques administratives variables selon les dossiers. Une telle situation est susceptible d'affecter la prévisibilité et la transparence de la procédure, en laissant subsister une marge de pouvoir discrétionnaire dans le traitement des demandes.

Ces observations demeurent indicatives, les renouvellements présentés dans cette section étant communiqués à titre informatif dans le cadre du présent rapport.

2.2.2.7 Consultation et consentement des communautés

Dans le secteur minier ivoirien, la consultation des collectivités locales et autorités administratives est prévue pour plusieurs catégories d'autorisations d'exploitation. La consultation publique des populations est principalement encadrée par la procédure d'Étude d'Impact Environnemental et Social (EIES), préalable à l'exploitation.

(ii) Phase de permis de recherche

Le permis de recherche est attribué sur la base d'un dossier technique et financier comportant des engagements environnementaux.

Toutefois :

- une EIES complète n'est pas systématiquement exigée à ce stade ;
- aucune enquête publique obligatoire n'est prévue avant l'octroi du permis ;
- la consultation communautaire n'est pas formellement organisée lors de l'attribution du permis de recherche.

(iii) **Phase d'autorisation d'exploitation et encadrement des consultations**

a) Consultation publique dans le cadre de l'EIES

Conformément à l'Article 141 du Code minier, tout demandeur d'un permis d'exploitation ou d'une autorisation d'exploitation industrielle ou semi-industrielle doit réaliser une EIES.

Le Décret n°96-894 du 08 novembre 1996 précise que :

- les études d'impact doivent inclure des consultations publiques ;
- l'Annexe IV propose un modèle indicatif de rapport d'EIE intégrant la description des consultations et la collecte de données de terrain ;
- l'Article 16 prévoit que les résultats de l'étude soient accessibles au public dans le cadre d'une enquête publique, permettant aux citoyens et aux scientifiques d'en prendre connaissance.

Il s'agit de la forme la plus structurée de consultation communautaire prévue par le cadre juridique.

b) Autres formes de consultations

Indépendamment de l'EIES, plusieurs catégories d'autorisations prévoient des consultations institutionnelles :

- **Autorisation d'exploitation minière semi**-industrielle
  - Consultation des autorités administratives et collectivités locales concernées (Code minier art. 53 ; Décret art. 58) ;
  - Enquête de commodo et incommodo et visite de terrain.
- **Autorisation d'exploitation minière artisanale**
  - Consultation des autorités administratives et collectivités locales ;
  - Consultation des autorités coutumières ;
  - Enquête de commodo et incommodo (Code minier art. 65 ; Décret art. 67 et 72).
- **Autorisations d'exploitation de carrières (industrielles et artisanales)**
  - Consultation des autorités administratives compétentes ;
  - Enquête de commodo et incommodo ;

Ces consultations relèvent principalement d'une consultation institutionnelle et administrative, distincte de l'enquête publique environnementale.

(iv) Pratique observée et limites

En pratique :

- il n'existe pas de base de données publique centralisée regroupant les EIES et les résultats des consultations;
- la publication systématique des rapports n'est pas garantie ;
- les informations détaillées sur le nombre de personnes consultées ou la ventilation par genre ne sont pas systématiquement indiquées dans els EIES.

Certaines EIES publiées par des sociétés minières décrivent néanmoins la méthodologie de consultation, les groupes cibles (parfois avec différenciation par genre) et les engagements intégrés au PGES.

(v) Déclaration des entreprises dans le cadre du périmètre de conciliation

Dans le cadre de la collecte des données pour le présent Rapport ITIE 2024, les sociétés minières retenues dans le périmètre de conciliation ont été sollicitées afin de déclarer les informations relatives aux consultations communautaires menées au cours de l'exercice, notamment :

- le nombre de personnes consultées, avec ventilation par genre lorsque disponible ; et
- la description du processus de consultation ;

Parmi les dix-huit (18) sociétés ayant soumis une déclaration ITIE, seule trois (03) sociétés ont indiqué avoir mené des consultations communautaires au cours de la période couverte par le rapport.

Les données reportées par les entreprises sont présentées en annexe 2 du présent rapport.

2.3 Registre des licences

2.3.1 Secteur des hydrocarbures

2.3.1.1 *Nature des droits pétroliers*

En Côte d'Ivoire, les droits relatifs à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures sont accordés dans le cadre de contrats pétroliers (contrat de concession, contrat de partage de production ou contrat de services à risques), conclus conformément à la Loi n°96-669 portant Code pétrolier.

Ces contrats sont attachés à des autorisations administratives, détaillées dans le tableau ci-après.

Les paramètres essentiels de ces droits (périmètre, durée, renouvellements, rendus de surface, engagements de travaux, conditions de cession ou de retrait) sont fixés par le contrat pétrolier et la réglementation en vigueur.

Tableau 13 : Principales autorisations pétrolières

Titre / Autorisation	Type de contrat	Durée	**Acte d'octroi**	Principaux droits conférés
Autorisation de reconnaissance	Hors contrat pétrolier	1 an max, renouvelable 1 fois (1 an max)	Acte du Gouvernement	Droit non exclusif de reconnaissance. Ne constitue pas un titre minier. N'ouvre pas droit à un contrat pétrolier ni à la disposition des produits extraits.

Titre / Autorisation	Type de contrat	Durée	**Acte d'octroi**	Principaux droits conférés
Permis de recherche	Concession (CC)	3 ans max, renouvelable 2 fois ; durée totale ≤ 7 ans (≤ 9 ans en zones marines profondes)	Décret (dans les 15 de signature du CC)	Droit exclusif de recherche dans le périmètre. Programme minimum de travaux fixé au contrat. Réduction de superficie à chaque renouvellement.
Autorisation exclusive **d'exploration**	CPP	Durée définie par le contrat pétrolier	Signature du CPP (vaut octroi)	Droit exclusif d'exploration dans le périmètre contractuel, aux risques du titulaire.
Autorisation exclusive **d'évaluation**	CPP	Définie par le contrat (phase d'évaluation)	Acte du Gouvernement / prévu au contrat	Droit d'évaluer et délimiter une découverte commerciale dans le périmètre concerné.
Autorisation **d'exploitation** (Concession ou Autorisation exclusive d'exploitation)	CC ou CPP	≤ 25 ans ; renouvelable 1 fois ≤ 10 ans	Décret	Droit exclusif d'exploiter un gisement commercialement exploitable et de disposer de tout ou partie de la production conformément au contrat. Ne confère pas la propriété du gisement.
Autorisation de transport par canalisations	Liée au contrat pétrolier	Selon acte d'autorisation	Décret	Droit de construire et exploiter des canalisations pour le transport des hydrocarbures, sous contrôle de l'État.

2.3.1.2 *Registre spécial des autorisations*

Conformément à l'Article 5 du Décret n°96-733, la DGH tient un registre spécial des autorisations **d'opérations pétrolières**.

Ce registre est censé retracer, par numérotation et datation : les demandes ; les octrois ; les renouvellements et prorogations, les modifications , les cessions et transferts , les retraits et résiliations et les renonciations.

Il couvre l'ensemble des autorisations pétrolières ainsi que les contrats pétroliers auxquels elles sont rattachées. Le registre est accompagné de cartes géographiques au 1/200 000e reportant les périmètres des blocs et des autorisations.

Ainsi, sur le plan juridique, le registre est conçu pour assurer la traçabilité complète du cycle de vie des droits pétroliers.

2.3.1.3 *Accessibilité et divulgation publique*

À ce stade, il n'existe pas de cadastre pétrolier électronique public consolidé. L'accès aux informations repose principalement sur :

- les actes publiés au Journal Officiel (site web du Secrétariat du Gouvernement[46]);
- les communications et données sectorielles de la DGH ;
- les divulgations effectuées dans le cadre du processus ITIE.

Toutefois, dans le cadre du présent rapport, un cadastre pétrolier consolidé au 31 décembre 2025 est présenté en Annexe 10. Ce cadastre comprend notamment, pour chaque bloc :

- l'opérateur et les partenaires ;
- le type de contrat et autorisation (CPP, CC, etc.) ;
- les références des avenants ;
- les dates de signature et d'entrée en vigueur ;
- les dates de début et de fin de validité ;
- les superficies en phase d'exploration et d'exploitation ;
- les participations respectives des co-titulaires ;
- les coordonnées géographiques (longitude et latitude).

Ainsi, les principales informations requises par l'Exigence 2.3 de la Norme ITIE 2023 sont consolidées et rendues publiques dans le cadre du rapport.

2.3.2 Secteur minier

2.3.2.1 *Nature des droits miniers*

Conformément au Code minier en vigueur, toute activité de prospection, de recherche ou d'exploitation de substances minérales est subordonnée à l'obtention préalable d'un titre minier ou d'une autorisation délivré(e) par l'autorité compétente.

Les droits miniers se structurent en deux catégories : titres miniers et autorisations minières.

[46] Pour accéder aux informations, un identifiant est requis, fourni par le service « Journal Officiel » ou via l'imprimerie nationale (frais de 3000 FCFA par numéro).

(i) Titres miniers

Les titres miniers comprennent :

Titres	Durée	Acte d'octroi	Droits conférés
Permis de Recherche	4 ans, renouvelable deux fois pour 3 ans ; prolongation exceptionnelle de 2 ans possible	Décret	Droit exclusif de recherche dans le périmètre défini ; droit de disposer des substances extraites à titre d'essais ; droit prioritaire de solliciter un Permis d'Exploitation en cas de découverte commerciale.
Permis d'Exploitation	Durée correspondant à la vie de la mine (max. 20 ans), renouvelable par périodes de 10 ans	Décret pris en Conseil des Ministres	Droit exclusif d'exploitation des substances sur le périmètre autorisé ; droit de disposer des produits extraits conformément aux dispositions légales et contractuelles.

(ii) Autorisations minières

Les Autorisations comprennent :

Autorisation	Durée	Acte d'octroi	Définition
Autorisation de prospection	Durée de validité ne pouvant excéder un an et peut être renouvelée à titre exceptionnel	Arrêté du Ministre chargé des Mines	Elle confère à son titulaire un droit non exclusif de prospection valable pour toutes les substances de mines.
Autorisation d'exploitation minière semi-industrielle	4 ans renouvelables	Arrêté du Ministre chargé des Mines	Elle confère à son titulaire le droit exclusif d'exploitation des substances de mines pour lesquelles elle est délivrée.
Autorisation d'exploitation minière artisanale	2 ans renouvelables	Arrêté du Ministre chargé des Mines	Elle confère à son titulaire le droit exclusif d'exploitation des substances de mines pour lesquelles elle est délivrée
Autorisation d'exploitation des carrières industrielles	4 ans pour les carrières de matériaux meubles et de 10 ans pour les carrières des autres substances de carrières.	Arrêté du Ministre chargé des Mines	Elle confère à son titulaire le droit exclusif d'exploitation des substances de la carrière pour lesquelles elle est délivrée.
Autorisation d'exploitation des carrières artisanales	Deux ans renouvelables	Arrêté du Ministre chargé des Mines	La superficie de la parcelle pour laquelle l'autorisation d'exploitation de carrières artisanales est attribuée est de vingt-cinq hectares au maximum.

(iii) Convention minière

Le titulaire d'un Permis d'Exploitation est tenu de conclure une convention minière avec l'État dans un délai de 60 jours suivant l'attribution du permis.

La convention :

- précise le régime fiscal, douanier et financier applicable ;
- fixe les engagements d'investissement ;
- peut comporter des dispositions de stabilité juridique et fiscale.

La durée initiale est de 12 ans, renouvelable par périodes ne dépassant pas 10 ans.

Des conventions similaires étaient également signées sous l'ancien Code Minier de 1995, bien que cette obligation n'y figurait pas.

2.3.2.2 *Cadastre minier*

Conformément à l'article 174 du Code minier et aux dispositions du décret d'application, l'Administration des Mines tient un registre des titres miniers et autorisations (cadastre minier), géré par la DGMG.

Ce registre retrace l'ensemble des événements relatifs aux titres :

- demandes ;
- octrois ;
- renouvellements ;
- cessions ;
- renonciations ;
- retraits ou annulations.

Accessibilité

Le cadastre minier est accessible en ligne via le portail officiel de la DGMG. Pour chaque titre, les informations suivantes sont disponibles :

- identité du titulaire ;
- type de titre ;
- date de demande ;
- date d'attribution ;
- date d'expiration ;
- substance concernée ;
- superficie ;
- coordonnées géographiques du périmètre.

Les données consolidées relatives aux titres en vigueur au 31 décembre 2024 sont présentées en Annexes 11.

Modernisation du cadastre – e-cadastre minier (2024)

En 2024, le ministère en charge des Mines a lancé le e-cadastre minier, visant :

- la dématérialisation des procédures d'octroi et de gestion des titres ;
- la traçabilité des demandes ;
- la réduction des risques de chevauchement de périmètres ;
- le renforcement de la transparence dans l'attribution des titres.

Cette réforme contribue à améliorer la transparence des octrois et à la tenue d'un registre public complet et actualisé.

2.4 Divulgation des contrats

2.4.1 Politique du gouvernement et cadre légal en matière de divulgation des contrats

En Côte d'Ivoire, la divulgation des contrats extractifs repose sur une base légale explicite dans le secteur pétrolier et sur un cadre plus indirect dans le secteur minier. Les licences (permis et autorisations) sont octroyées par décrets ou arrêtés publiés au Journal Officiel, assurant leur publicité légale.

(i) Fondements juridiques généraux

La politique de transparence s'appuie sur :

- Constitution (article 7) et Loi n°2013-**867 relative au droit d'accès à l'information**, garantissant l'accès aux documents publics ;
- Loi organique n°2014-337 portant Code de transparence dans la gestion des finances publiques, imposant la publication des dispositions contractuelles relatives à l'exploitation des ressources naturelles.

(ii) Secteur pétrolier

- Ordonnance n°2012-369 modifiant le Code pétrolier :
  - L'article 82 nouveau exige la publication intégrale des contrats pétroliers au Journal Officiel de la République de Côte d'Ivoire (JORCI).
  - Cette disposition couvre les contrats conclus ou modifiés postérieurement à la réforme.
- Octroi des droits pétroliers :
  - Les autorisations exclusives de recherche et les autorisations d'exploitation sont accordées par décret.
  - Ces décrets sont publiés au Journal Officiel, assurant leur opposabilité et leur publicité légale.

(iii) Secteur minier

- Code minier (2014) :
  - Article 12 : obligation de signature d'une convention minière annexée au permis d'exploitation.
  - Articles 117 et 118 : principes de bonne gouvernance.
  - Toutefois, le Code ne prévoit pas explicitement l'obligation de publication intégrale des conventions minières.
- Octroi des droits miniers :
  - Les permis de recherche et permis d'exploitation sont accordés par décret.
  - Certaines autorisations (notamment artisanales ou semi-industrielles) sont délivrées par arrêté ministériel.
  - Les décrets et arrêtés sont publiés au Journal Officiel de la République de Côte d'Ivoire.

Cette publication au Journal Officiel assure la transparence juridique des licences, même si l'accès pratique aux textes peut être limité par l'absence d'indexation centralisée ou de lien direct depuis le cadastre minier.

2.4.2 Pratique de transparence des contrats en Côte d'Ivoire

2.4.2.1 Divulgation des contrats pétroliers

(i) Liste des contrats pétroliers

Au 31 décembre 2024, la Côte d'Ivoire comptait 29 contrats pétroliers (CPP) actifs, dont 5 en exploitation.

Shallow Water

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-11	Exploitation	PETROCI CI-11	CPP	27-06-1992	Av.1 (24-06-1993) ; Av.2 (18-02-1998) ; Av.3 (16-09-2002)
CI-26	Exploitation	CNR International	CPP	20-12-1995	Av.1 (24-10-1997) ; Av.2 (09-04-1998) ; Av.3 (26-07-1999) ; Av.4 (15-03-2000) ; Av.5 (30-04-2001) ; Av.6 (05-2002) ; Av.7 (09-2005)
CI-12	Exploration	FOXTROT International	CPP	08-01-2018	Av.1 (19-01-2021) ; Arrêté 2e période (07-12-2021) ; Force majeure (28-04-2023) ; Arrêté 3e période (12-07-2024) *(+ demande prorogation 12-10-2023 ; demande abandon 27-12-2024)*
CI-27	Exploitation	FOXTROT International	CPP	14-12-1994	Av.1 (13-11-1995) ; Av.2 (12-11-2002) ; Av.3 (13-11-2012) ; Av.4 (24-02-2020)
CI-24	Exploration	DRAGON OIL	CPP	01-06-2018	Av.1 (23-09-2021) *(+ demande prorogation 28-07-2023)*

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-801	Exploitation / Développement	ENI	CPP	03-03-2022 (lien)	*(aucun avenant listé)*
CI-705	Exploration	ICE OIL & GAS *(contrat indique "TOTAL E&P" opérateur dans le tableau)*	CPP	13-11-2023	*(aucun avenant listé)*

Source : DGH

Deep Water

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-40	Exploitation	CNR International	CPP	09-04-1998	Av.1 (29-09-2000) ; Av.2 (22-04-2003) ; Av.3 (16-02-2005) ; Av.4 (24-11-2005) ; Cession (20-03-2024)
CI-101	Exploitation /Développement	ENI	CPP	22-03-2017	Av.1 (03-07-2020)
CI-205	Exploration	ENI	CPP	22-03-2017	Av.1 (03-07-2020) ; Av.2 (04-07-2020) ; Av.3 (05-10-2021)
CI-501	Exploration	ENI	CPP	03-06-2019 (lien)	Av.1 (08-02-2022) ; Av.2 (07-11-2022) ; Av.3 (16-01-2024)
CI-802	Exploration	ENI	CPP	13-07-2021 (lien)	*(aucun avenant listé)*
CI-401	Exploration	ENI	CPP	03-03-2022 (lien)	*(aucun avenant listé)*
CI-504	Exploration	ENI	CPP	31-12-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-706	Exploration	ENI	CPP	31-12-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-708	Exploration	ENI	CPP	31-12-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-524	Exploration	Tullow Côte d'Ivoire	CPP	01-03-2018	Av.1 (15-09-2020) ; Arrêté 2e période (18-01-2022) ; Av.2 (27-09-2022)
CI-803	Exploration	Tullow Côte d'Ivoire	CPP	09-12-2022	*(aucun avenant listé)*
CI-102	Exploration	MURPHY Côte d'Ivoire	CPP	14-06-2023	*(aucun avenant listé)*

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-103	Exploration	MURPHY Côte d'Ivoire	CPP	14-06-2023	*(aucun avenant listé)*
CI-502	Exploration	MURPHY Côte d'Ivoire	CPP	14-06-2023	*(aucun avenant listé)*
CI-531	Exploration	MURPHY Côte d'Ivoire	CPP	14-06-2023	*(aucun avenant listé)*
CI-523	Exploration	PETROCI Holding	CPP	02-10-2023	*(aucun avenant listé)*
CI-525	Exploration	PETROCI Holding	CPP	02-10-2023	*(aucun avenant listé)*

Source : DGH

Ultra Deep Water

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-526	Exploration	ENI	CPP	31-12-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-709	Exploration	MURPHY Côte d'Ivoire	CPP	14-06-2023	*(aucun avenant listé)*

Source : DGH

Onshore

Bloc	Statut	Titulaire / Opérateur	Contrat (nature)	Date signature CPP	Avenants / amendements (dates)
CI-520	Exploration	ELEPHANT OIL CI SA	CPP	30-07-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-521	Exploration	ELEPHANT OIL CI SA	CPP	30-07-2024	*(aucun avenant listé)*
CI-522	Exploration	ELEPHANT OIL CI SA	CPP	30-07-2024	*(aucun avenant listé)*

Source : DGH

(ii) *Contrats conclus ou modifiés depuis 2021*

Depuis 2021, 24 contrats pétroliers ont été concernés par une activité contractuelle, reflétant le dynamisme du secteur pétrolier ivoirien porté notamment par le développement du gisement Baleine.

18 nouveaux contrats conclus , dont 4 signés le 31 décembre 2024 (ENI : CI-504, CI-526, CI-706, CI-708) et 5 contrats MURPHY CI signés simultanément en juin 2023, traduisant une stratégie d'attribution de blocs en exploration par vagues.

6 contrats existants modifiés , dont l'AEE Baleine sur CI-802 (juin 2023), marquant l'entrée en phase d'exploitation du gisement Baleine, et trois avenants ENI sur CI-501 (2022–2024).

Tableau 14 : Contrats conclus depuis 2021

Bloc	Opérateur	Nature	Date de signature	Publication
CI-401	ENI	Deep Water	03 mars 2022	Oui (lien)
CI-801	ENI	Shallow Water	03 mars 2022	Oui (lien)
CI-803	Tullow	Deep Water	09 déc. 2022	Non
CI-102	Murphy	Deep Water	14 juin 2023	Non
CI-103	Murphy	Deep Water	14 juin 2023	Non
CI-502	Murphy	Deep Water	14 juin 2023	Non
CI-531	Murphy	Deep Water	14 juin 2023	Non
CI-709	Murphy	Ultra Deep Water	14 juin 2023	Non
CI-523	PETROCI Holding	Deep Water	02 oct. 2023	Non
CI-525	PETROCI Holding	Deep Water	02 oct. 2023	Non
CI-705	ICE Oil & Gas	Shallow Water	13 nov. 2023	Non
CI-520	Elephant Oil	Onshore	30 juil. 2024	Non
CI-521	Elephant Oil	Onshore	30 juil. 2024	Non
CI-522	Elephant Oil	Onshore	30 juil. 2024	Non
CI-504	ENI	Deep Water	31 déc. 2024	Non
CI-526	ENI	Ultra Deep Water	31 déc. 2024	Non
CI-706	ENI	Deep Water	31 déc. 2024	Non
CI-708	ENI	Deep Water	31 déc. 2024	Non

Tableau 15 : Contrats modifiés depuis 2021

Bloc	Opérateur	Type de modification	Date	Publication
CI-802	ENI	AEE Baleine-802	07 juin 2023	Oui Pour le contrat (lien)/Avenant non publié
CI-501	ENI	Avenants n°1, 2, 3	2022–2024	Non
CI-205	ENI	Avenant n°3	05 oct. 2021	Non
CI-12	FOXTROT	Avenant / Arrêtés de période	2021–2024	Non
CI-24	Dragon Oil	Avenant n°1	23 sept. 2021	Non
CI-524	Tullow	Arrêté / Avenant n°2	2022	Non

2.4.2.2 Divulgation des contrats miniers

(i) Liste des convention minières

Conformément à l'article 12 du Code Minier, les conventions minières doivent être signées dans les 60 jours ouvrables suivant l'attribution du permis d'exploitation. Au 31 décembre 2024, le cadastre minier recense 29 permis d'exploitation (PE) actifs, couvrant l'or, le manganèse, le nickel, la bauxite et les eaux minérales.

Tableau 16 : Permis d'exploitation actifs - 31 décembre 2024

Code	Nom / Mine	Titulaire	Substance	Date d'octroi	Date de fin	Nb. renouvellements	Statut
PE-26	Ity	SOCIETE DES MINES D'ITY	Au	14/10/1989	13/11/2033	5	Actif
PE-27	Abidjan	SDTMCI	Eau min.	23/08/1983	22/08/2024	1	Renouvellement en cours
PE-32	Bonikro	BONIKRO GOLD MINE	Au	17/01/2007	15/01/2025	1	Renouvellement en cours
PE-34	Tongon	SOCIETE DES MINES DE TONGON	Au	01/07/2010	30/06/2031	1	Actif – Nouvelle convention conclue le 23/06/2025 alignée sur le de Code de 2024
PE-36	Guitry	CIE MINIÈRE DU LITTORAL	Mn	23/09/2010	21/09/2031	1	Actif
PE-37	Agbaou	AGBAOU GOLD OPERATIONS	Au	01/08/2012	31/07/2032	1	Actif
PE-38	Bondoukou	BONDOUKOU MANGANESE SA	Mn	23/09/2010	21/09/2027	1	Actif
PE-39	Sissingué	PERSEUS MINING CI	Au	08/08/2012	07/08/2026	1	Actif
PE-40	Kaniasso	IVOIRE MANGANESE MINES	Mn	06/06/2013	05/06/2021	0	Renouvellement en cours
PE-41	Bonoua	CONTINENTAL BEVERAGE	Eau min.	19/10/2016	18/10/2026	1	Actif
PE-42	–	SDTMCI	Eau min.	27/02/2019	26/02/2024	0	Renouvellement en cours
PE-43	Aboisso	AFEMA GOLD	Au	02/12/2013	01/12/2033	0	Actif
PE-44	Hiré	HIRE GOLD MINE	Au	19/12/2013	17/12/2029	1	Actif
PE-46	Lagnonkaha	SHILOH MANGANESE SA	Mn	18/12/2015	17/12/2027	0	Actif
PE-47	Bongouanou	LAGUNE EXPLOITATION	Bauxite	09/11/2016	08/11/2036	0	Actif
PE-48	Touba-Biankouma	CIE MINIERE DU BAFING	Nickel	03/11/2016	02/11/2036	0	Actif
PE-49	Daapleu	SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	Au	11/04/2018	10/04/2032	0	Actif

Code	Nom / Mine	Titulaire	Substance	Date d'octroi	Date de fin	Nb. renouvellements	Statut
PE-50	Yaouré	PERSEUS MINING YAOURE SA	Au	24/04/2019	23/04/2030	0	Actif
PE-52	Issia	SODEMI	COTA	24/06/2020	23/06/2027	0	Actif
PE-53	Floleu	SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	Au	05/08/2020	04/08/2027	0	Actif
PE-54	Bonoua	SDCHI-CI	Eau min.	25/11/2020	24/11/2025	0	Actif
PE-55	Fimbiasso	PERSEUS MINING FIMBIASSO	Au	07/07/2021	06/07/2024	0	Renouvellement en cours
PE-56	Séguéla	ROXGOLD SANGO SA	Au	09/12/2020	08/12/2030	0	Actif
PE-57	Abujar	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	Au	09/12/2020	08/12/2030	0	Actif
PE-58	Lafigué	SOCIETE DES MINES DE LAFIGUE	Au	22/09/2021	21/09/2033	0	Actif
PE-59	—	NICKEL DE L'OUEST CI	Nickel/Cobalt	07/06/2023	06/06/2043	0	Actif
PE-60	—	ASPIRE NORD	Au	26/06/2024	25/06/2028	0	Actif
PE-61	—	3G MINING	Au	10/07/2024	09/07/2032	0	Actif
PE-62	—	K1 MINING	Au	10/07/2024	09/07/2044	0	Actif

Source : DGMG — Cadastre minier au 31 décembre 2024.

(ii) Permis d'exploitation conclus ou modifiés depuis 2021

Depuis 2021, le cadastre minier a enregistré deux types de mouvements : de nouveaux permis accordés et des renouvellements de permis existants.

Tableau 17 : Nouveaux permis accordés depuis 2021

Code	Titulaire	Substance	Date d'octroi	Date de fin	Publication
PE-55	PERSEUS MINING FIMBIASSO	Au	07/07/2021	06/07/2024	Non
PE-58	SOCIETE DES MINES DE LAFIGUE	Au	22/09/2021	21/09/2033	Oui (lien)
PE-59	NICKEL DE L'OUEST CI	Nickel/Cobalt	07/06/2023	06/06/2043	Non
PE-60	ASPIRE NORD	Au	26/06/2024	25/06/2028	Non
PE-61	3G MINING	Au	10/07/2024	09/07/2032	Non
PE-62	K1 MINING	Au	10/07/2024	09/07/2044	Non

Tableau 18 : Permis renouvelés depuis 2021

Code	Mine	Titulaire	Substance	Date de renouvellement	Nouvelle échéance	Publication
PE-36	Guitry	CIE MINIÈRE DU LITTORAL	Mn	23/06/2022	21/09/2031	Non
PE-37	Agbaou	AGBAOU GOLD OPERATIONS	Au	02/12/2022	31/07/2032	Non

Code	Mine	Titulaire	Substance	Date de renouvellement	Nouvelle échéance	Publication
PE-44	Hiré	HIRE GOLD MINE	Au	07/04/2022	17/12/2029	Non
PE-39	Sissingué	PERSEUS MINING CI	Au	21/12/2024	07/08/2026	Non
PE-34	Tongon	Société Minière de Tongon	Au	01/07/2021	30/06/2031	Non
PE-41	Bonoua	CONTINENTAL BEVERAGE	Eau min.	09/08/2022	18/10/2026	Non

Tableau 19: Permis en cours de renouvellement au 31 décembre 2024

Code	Mine	Titulaire	Substance	Date d'échéance	Observation	Publication
PE-32	Bonikro	BONIKRO GOLD MINE	Au	15/01/2025	Mine en production active	Non
PE-40	Kaniasso	IVOIRE MANGANESE MINES	Mn	05/06/2021	Échu depuis 2021	Non
PE-55	Fimbiasso	PERSEUS MINING FIMBIASSO	Au	06/07/2024	Satellite Sissingué — échu 2024	Non
PE-27	Abidjan	SDTMCI	Eau min.	22/08/2024	Échu 2024	Non
PE-42	—	SDTMCI	Eau min.	26/02/2024	Échu 2024	Non

Au total des permis d'exploitation actifs au 31 décembre 2024, 16 conventions ont été publiées. La liste de ces conventions publiées figure ci-dessous :

Tableau 20: Liste des conventions minières publiées

Code	Mine	Titulaire	Substance	Lien de publication
PE-32	BONIKRO	BONIKRO GOLD MINE	Au	Convention Bonikro (2017)
PE-44	HIRE	HIRE GOLD MINE	Au	Convention Hiré SA (2016)
PE-50	YAOURE	PERSEUS MINING YAOURE SA	Au	Convention Yaouré (2019)
PE-46	DAAPLEU	SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	Au	Convention Daapleu (SMD) 2019
PE-37	AGBAOU	AGBAOU GOLD OPERATIONS	Au	Convention Agbaou 2013
PE-39	SISSINGUE	PERSEUS MINING CI	Au	Convention PMCI 2015
PE-26	ITY (ZOUAN-HOUNIEN)	SOCIETE DES MINES D'ITY	Au	Convention SMI (Ity) 2014
PE-34	TONGON	SOCIETE DES MINES DE TONGON	Au	Convention Tongon 2010
PE-56	SEGUELA	ROXGOLD SANGO SA	Au	Convention ROXGOLD SANGO 2025

Code	Mine	Titulaire	Substance	Lien de publication
PE-58	LAFIGUE	SOCIETE DES MINES DE LAFIGUE	Au	Convention Minière Mines de LAFIGUÉ SA 2025
PE-43	ABOISSO	AFEMA GOLD	Au	Convention AFEMA GOLD 2015
PE-48	Touba-Biankouma	CIE MINIERE DU BAFING	Nickel	Convention CMB 2017
PE-46	Lagnonkaha	SHILOH MANGANESE SA	Mn	Convention Shiloh manganèse SA 2016
PE-47	Bongouanou	LAGUNE EXPLOITATION BONGOUANOU	Bauxite	Convention LEB 2017
PE-38	Bondoukou	BONDOUKOU MANGANESE SA	Mn	Convention Bondoukou Manganèse SA 2019
PE-57	Abujar	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	Au	Convention société minière de la lobo SA 2023

2.5 Propriété effective

2.5.1 Cadre légal et politique

En 2024, la Côte d'Ivoire a considérablement renforcé son cadre juridique en matière d'identification des bénéficiaires effectifs, notamment à travers l'Ordonnance n°2023-875 relative à la LBC/FT, la Loi n°2024-362 portant création du registre des bénéficiaires effectifs et le Décret n°2024-583 déterminant les modalités d'accès à ce registre. Toutefois, si l'architecture juridique est désormais établie, l'effectivité de la transparence publique au sens de la Norme ITIE demeure partielle.

2.5.1.1 Cadre légal

Le cadre juridique ivoirien applicable à la propriété légale et effective des entreprises extractives repose sur des dispositions générales et sectorielles complémentaires.

a) Dispositions générales

Le dispositif général comprend :

- **l'Acte uniforme OHADA relatif au droit des sociétés commerciales**, qui encadre la constitution, la gouvernance et la détention des sociétés ;
- le Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM), qui permet l'identification des propriétaires légaux déclarés (actionnaires ou associés) ;
- **L'Ordonnance n°2023**-875 du 23 novembre 2023 relative à la LBC/FT ;
- La Loi n°2024-362 du 11 juin 2024 portant création du Registre des bénéficiaires effectifs ;
- Le Décret n°2024-583 du 26 juin 2024 fixant les modalités d'accès audit registre.

Ces textes encadrent l'identification, la conservation et l'accès aux informations relatives aux bénéficiaires effectifs.

b) Dispositions sectorielles extractives

Les codes sectoriels consacrent explicitement l'obligation de conformité à la Norme ITIE :

- Code minier (articles 117 et 118) : les titulaires de titres miniers doivent respecter les principes et exigences de la Norme ITIE et déclarer aux instances nationales ITIE les informations relatives à leurs activités et paiements à l'État.
- Code pétrolier (article 82 nouveau) : les sociétés pétrolières titulaires de contrats sont tenues de participer activement à la mise en œuvre des principes de transparence dans les industries extractives et de produire les déclarations nécessaires dans ce cadre.

Ces dispositions sectorielles confèrent une base juridique explicite à la collecte et à la divulgation des informations dans le cadre de l'ITIE, y compris celles relatives à la propriété effective.

c) Apports des réformes 2023-2024

❖ Ordonnance n°2023-875 relative à la LBC/FT

L'Ordonnance introduit une définition formelle du bénéficiaire effectif, fondée sur la détention directe ou indirecte de plus de 25 % du capital ou des droits de vote, ou sur l'exercice d'un contrôle effectif par tout autre moyen.

Elle impose aux entités assujetties l'identification et la vérification des bénéficiaires effectifs, définit les personnes politiquement exposées (PPE) et consacre une approche fondée sur les risques.

Cette base juridique est compatible avec les principes de l'Exigence 2.5 de la Norme ITIE.

❖ Loi n°2024-362 portant création du Registre des bénéficiaires effectifs

La loi institue un registre des bénéficiaires effectifs tenu au greffe des juridictions et crée un registre central national.

Elle rend obligatoire la déclaration des bénéficiaires effectifs, encadre les situations de prête-noms, impose la mise à jour des informations et prévoit des sanctions en cas de non-déclaration ou de déclaration inexacte.

Elle établit ainsi un mécanisme formel de collecte et de conservation des données relatives à la propriété effective.

❖ Décret n°2024-**583 relatif aux modalités d'accès**

Le décret précise les conditions d'accès au registre avec :

- accès intégral pour les autorités compétentes ;
- accès limité du public aux informations générales sur l'entité déclarante.

L'identité détaillée des bénéficiaires effectifs, leur niveau de participation et les modalités de contrôle ne sont pas librement accessibles au public.

2.5.1.2 Registre des bénéficiaires effectifs et dispositifs déclaratifs

❖ Registre institué par la Loi n°2024-362

La Loi n°2024-362 du 11 juin 2024 a institué un Registre des bénéficiaires effectifs (RBE) tenu au greffe des juridictions compétentes, ainsi qu'un registre central national auprès du Tribunal de Commerce d'Abidjan.

Ce registre a vocation à centraliser les déclarations des bénéficiaires effectifs des personnes morales et constructions juridiques créées ou exerçant en Côte d'Ivoire. Il doit contenir notamment l'identité des bénéficiaires effectifs, la structure de propriété ou de contrôle ainsi que les informations relatives aux prête-noms.

Toutefois, à la date du présent rapport, le registre institué par la Loi n°2024-362 n'est pas encore pleinement opérationnel et demeure en cours de déploiement administratif et technique. La centralisation effective des données et leur accessibilité restent donc en phase de mise en œuvre.

- Dispositif déclaratif fiscal auprès de la DGI

En parallèle du registre institué par la Loi n°2024-362, l'article 16-4 de l'annexe fiscale 2018 impose aux sociétés commerciales et civiles de tenir un registre des bénéficiaires effectifs, accessible à l'Administration fiscale sur demande.

L'annexe fiscale à la loi n°2019-1080 (Budget 2020) renforce cette obligation en exigeant la déclaration des bénéficiaires effectifs avant le démarrage des activités.

Selon le modèle publié par la DGI, le bénéficiaire effectif est la personne physique qui détient directement ou indirectement plus de 25 % des parts ou droits de vote, exerce un contrôle sur les organes de direction ou occupe la fonction de dirigeant principal.

La déclaration inclut l'identité complète du bénéficiaire effectif mais ne requiert pas explicitement l'indication du pourcentage exact détenu ni la description détaillée des modalités de contrôle.

Le non-respect de cette obligation expose la société à des sanctions financières.

2.5.1.3 Accès au registre

Le Décret n°2024-583 du 26 juin 2024 encadre les modalités d'accès au Registre des bénéficiaires effectifs (RBE). L'accès peut prendre la forme d'une consultation sur place ou de la délivrance d'un extrait.

- Accès des autorités compétentes

Les autorités judiciaires, la CENTIF, l'administration fiscale et douanière ainsi que les autres autorités expressément visées par le décret disposent d'un accès intégral, sans délai et sans frais. Aucun refus ne peut leur être opposé (art. 10).

L'ITIE n'est pas mentionnée parmi les autorités bénéficiant d'un accès spécifique au registre.

- Accès des personnes morales et des assujettis LBC/FT

Les personnes morales n'accèdent qu'à leurs propres déclarations. Les assujettis LBC/FT peuvent obtenir un extrait sous trois jours, moyennant 5 000 FCFA.

- Accès du public

Accès subordonné à une demande écrite motivée justifiant d'un intérêt légitime, avec paiement de 10 000 FCFA. Délai de réponse : jusqu'à quinze jours

Les informations accessibles au public sont limitées aux éléments généraux relatifs à l'entité (dénomination, forme juridique, siège, organes dirigeants). L'identité des bénéficiaires effectifs, leur niveau de participation et les modalités de contrôle ne sont pas librement accessibles.

Aucune dérogation spécifique n'est prévue pour l'accès aux données des entreprises extractives.

- Voies de recours

Tout refus doit être écrit et motivé ; le silence vaut refus (art. 11). Un recours est possible devant le président du tribunal, dont la décision n'est pas susceptible d'appel (art. 12).

Par ailleurs, le dispositif déclaratif tenu par la Direction Générale des Impôts (DGI) n'est pas ouvert au public et ne constitue pas un registre public consultable.

2.5.1.4 Définition des bénéficiaires effectifs et des PPE

- Bénéficiaire effectif.

L'Ordonnance n°2023-875 relative à la LBC/FT définit le bénéficiaire effectif comme la ou les personnes physiques qui possèdent ou contrôlent en dernier ressort une entité juridique, notamment par la détention directe ou indirecte de plus de 25 % du capital ou des droits de vote, ou par tout autre moyen de contrôle.

Cette définition est reprise dans le dispositif déclaratif applicable auprès de la DGI, selon le même seuil et les mêmes critères. Elle est cohérente avec l'Exigence 2.5 de la Norme ITIE 2023, bien que le seuil national de 25 % soit supérieur au seuil de 10 % recommandé pour le secteur extractif.

- Personnes politiquement exposées (PPE).

L'Ordonnance n°2023-875 définit les PPE dans le cadre du dispositif LBC/FT, aux fins de vigilance renforcée.

Toutefois, la Loi n°2024-362 portant création du Registre des bénéficiaires effectifs ne prévoit pas d'obligation spécifique de déclaration du statut de PPE au sein du registre. Celui-ci est centré sur l'identification des bénéficiaires effectifs au sens capitalistique et de contrôle, sans champ déclaratif distinct relatif aux PPE.

2.5.1.5 Mécanismes de contrôle et fiabilité des données

- Responsabilité déclarative

La Loi n°2024-362 confie la déclaration des bénéficiaires effectifs au représentant légal de l'entité. La déclaration est personnelle, datée et signée, sans possibilité de délégation (article 8). Les entités ont l'obligation de conserver des informations adéquates, exactes et à jour (articles 4 et 13).

- Contrôle et supervision

Le registre est tenu par le greffier en chef sous la surveillance du président du tribunal (articles 2 et 3).

Le greffier vérifie la conformité formelle des déclarations, peut exiger des pièces complémentaires et rejeter les déclarations inexactes (article 12). Le juge peut enjoindre sous astreinte le dépôt d'une déclaration (article 10).

- Sanctions et mise à jour

Le défaut de déclaration est passible de sanctions pénales (article 11). Toute modification doit être déclarée dans un délai d'un mois (article 13).

- Limites du dispositif

Le mécanisme repose principalement sur un contrôle déclaratif et juridictionnel. Les textes ne prévoient pas d'interconnexion automatisée avec les bases de données de la DGI ou d'autres administrations.

Dans le secteur extractif, marqué par des structures de détention complexes et transnationales, le renforcement des contrôles croisés et de l'interopérabilité constituerait un levier important pour améliorer la fiabilité des données.

2.5.2 Divulgation des données **dans le cadre l'ITIE**

Afin de respecter les exigences de la Norme ITIE 2023, les entreprises ont été invitées à soumettre une déclaration relative à leur propriété effective et légale via la plateforme électronique développée par le CN-ITIE, dénommée plateforme « Propriété Réelle ».

Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la mise en œuvre de l'Exigence 2.5 et a été appuyée par la Note circulaire n°0718/MMPE/CAB01/DGH/DEPH du 26 juin 2025, par laquelle le Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie a rappelé aux titulaires de titres miniers et de contrats pétroliers leur obligation de se conformer aux principes et exigences de la Norme ITIE.

Les points ci-après détaillent le cadre et les modalités de cette déclaration.

2.5.2.1 Instructions et définitions retenues

(i) Instructions et modèle de déclaration

La déclaration des bénéficiaires effectifs s'effectue exclusivement en ligne via la plateforme « Propriété Réelle », conformément aux instructions et au modèle de déclaration mis à disposition par le CN-ITIE.

Les entreprises sont tenues de renseigner l'ensemble des champs obligatoires relatifs à la propriété légale et effective, et de valider la déclaration sous la responsabilité de leur représentant légal.

(ii) Définition du « Bénéficiaire Effectif »

La définition retenue du bénéficiaire effectif est alignée sur celle appliquée par la DGI et issue du cadre LBC/FT national (seuil de 25 % ou contrôle par tout autre moyen). Cette définition est détaillée à la section 2.5.1.4 du présent rapport.

(iii) Définition des Personnes Politiquement Exposées (PPE)

Le CN-ITIE a retenu la définition des PPE issue du cadre national LBC/FT.

Conformément à la Norme ITIE 2023, l'identification des PPE dans le cadre de la déclaration ITIE est effectuée indépendamment du seuil de 25 % applicable aux autres bénéficiaires effectifs.

Ainsi, toute PPE exerçant un contrôle ou détenant une participation dans une entreprise extractive doit être déclarée, même lorsque sa participation est inférieure au seuil national.

(iv) Périmètre

Conformément à la note circulaire ministérielle, les entreprises titulaires de titres miniers ou de contrats pétroliers établies en Côte d'Ivoire sont tenues de renseigner la plateforme.

Pour les besoins du présent rapport, l'analyse porte sur les entreprises incluses dans le périmètre de réconciliation du rapport ITIE 2024 ainsi que les sociétés . Les entreprises hors périmètre n'ont pas été analysées dans le cadre de cette phase.

(v) Procédure d'assurance des données

Les déclarations doivent être validées par le représentant légal ou un signataire dûment habilité de l'entreprise déclarante.

À ce stade, le dispositif repose principalement sur l'auto-déclaration des entreprises. Aucun mécanisme automatisé de vérification croisée avec le Registre des bénéficiaires effectifs judiciaire ou les bases de données fiscales (DGI) n'est encore opérationnel.

(vi) Données relatives à la propriété légale

Outre la déclaration des bénéficiaires effectifs, la plateforme permet également la collecte d'informations relatives à la propriété légale, notamment :

- la structure du capital ;
- l'identité des actionnaires ou associés ;
- la répartition des participations.

2.5.2.2 Données divulguées

Exhaustivité des données

Vingt-neuf (29) sociétés extractives ont soumis leur déclaration sur la plateforme « Propriété Réelle » du CN-ITIE : vingt-trois (23) sociétés minières et six (06) sociétés pétrolières et gazières.

Sur ces 29 sociétés :

- 18 n'ont pas renseigné les informations relatives à leurs bénéficiaires effectifs, dont 10 figurent dans le périmètre de réconciliation ;
- 14 n'ont pas renseigné les informations relatives à leur propriété légale.

Qualité des données

L'AI a rapproché les déclarations des 16 sociétés du périmètre de réconciliation avec les données publiques disponibles (registres du commerce, sources boursières, situation au 13 mars 2026). Ce rapprochement révèle que la déclaration formelle d'un bénéficiaire effectif ne garantit pas la qualité de l'information :

- 5 sociétés du groupe Endeavour (SMI, SMD, SMF, SML, La Mancha CI) ont déclaré comme bénéficiaire effectif leur Directeur Général et leur PCA — soit des dirigeants opérationnels, et non la personne physique de contrôle ultime identifiable par les sources publiques (M. Naguib Sawiris, via La Mancha Holding).
- CNR International CI n'a déclaré aucun bénéficiaire effectif, alors que sa structure de capital est correctement renseignée (Canadian Natural Resources Ltd, 100 %) et que son actionnaire fondateur, M. Murray Edwards (~13 % de CNQ), est identifiable dans les publications boursières de la société mère.
- Foxtrot International LDC n'a renseigné ni sa structure du capital ni son bénéficiaire effectif, alors que les sources publiques permettent d'en reconstituer la chaîne complète jusqu'à des personnes physiques : la famille Bouygues (via SCDM → SCDM Énergie → SECI, 66,66 %) et M. Björgólfur Gudmundsson (actionnaire islandais de DNO ASA, via Mondoil, 33,33 %).

Au-delà de ces cas de mauvaise qualification, le rapprochement identifie deux autres insuffisances :

- 3 sociétés (Tullow Oil CI, Foxtrot International, CADERAC) n'ont renseigné ni leur structure du capital ni leur bénéficiaire effectif ;
- 2 sociétés (Perseus CI-Sissingué, Perseus-Fimbiasso) présentent un écart entre le registre du commerce et la plateforme sur la nature de la participation étatique de 10 % (directe selon le registre, via la SODEMI selon la plateforme).

Le détail complet de ce rapprochement, société par société, est présenté au tableau de l'Annexe 12.2.

Sources complémentaires

Afin de compléter l'analyse de la structure de propriété des entreprises opérant dans le secteur extractif, des informations ont été collectées à partir de sources publiques, notamment les documents publiés par les sociétés cotées en bourse et le rapport annuel sur la gestion du portefeuille de l'État 2023-2024 publié par la Direction Générale du Portefeuille de l'État (DGPE).

Pour les entreprises cotées en bourse, les informations relatives à la structure de propriété ont été complétées à partir des documents publiés par les sociétés ainsi que des informations disponibles sur les marchés boursiers.

Ces sources ont permis d'identifier, dans une large mesure, les principaux actionnaires et structures de propriété des entreprises retenues dans le périmètre de conciliation. Le détail des informations collectées est présenté en Annexe 12.1 du présent rapport.

Par ailleurs, les données publiques ont permis d'identifier les principaux actionnaires et propriétaires des cessionnaires des permis en 2024, présentés aux sections 2.2.1 et 2.2.2.

Enfin, le CN-**ITIE n'a pas identifié de sociétés à risque en dehors de celles retenues dans le périmètre** de conciliation.

2.6 Participation de l'Etat et entreprises d'État

2.6.1 Secteur des hydrocarbures

2.6.1.1 Cadre juridique

La participation de l'État dans le secteur des hydrocarbures en Côte d'Ivoire est encadrée par le Code pétrolier, qui définit les modalités d'intervention de l'État dans les opérations pétrolières ainsi que les conditions d'association avec les entreprises pétrolières.

Conformément aux articles 6, 9 et 18 du Code pétrolier, l'État peut participer aux opérations pétrolières soit directement, soit par l'intermédiaire d'une société publique, notamment PETROCI Holding, selon les modalités définies dans les contrats pétroliers. Ces dispositions permettent également à l'État d'entreprendre des opérations pétrolières ou d'accorder des autorisations à des entreprises privées pour la réalisation des activités d'exploration et de production.

La gouvernance et la gestion des entreprises publiques à travers lesquelles l'État exerce cette participation sont régies par plusieurs textes juridiques, notamment :

- la directive n°01/2002/CM/UEMOA du 23 mai 2002, relative à la transparence des relations financières entre les États membres et les entreprises publiques ;
- la loi n°2020-**626 du 14 août 2020 portant définition et organisation des sociétés d'État** ;
- la loi n°2020-886 du 21 octobre 2020 relative aux sociétés à participation financière publique ;
- le décret n°2021-29 du 20 janvier 2021, définissant les règles de représentation de la participation financière publique, de gouvernance et de contrôle des sociétés à participation financière publique.

Ces textes définissent notamment les règles de **participation financière de l'État, de gouvernance** des entreprises publiques, de contrôle des comptes et de supervision par les autorités publiques.

Le recensement détaillé des dispositions légales et réglementaires régissant les entreprises d'État et leurs relations avec l'État de Côte d'Ivoire est présenté en annexe 13 du présent rapport.

2.6.1.2 Rôle des **entreprises d'Etat**

(i) PETROCI Holding

PETROCI Holding est la principale entreprise d'État intervenant dans le secteur des hydrocarbures en Côte d'Ivoire. Société anonyme unipersonnelle avec conseil d'administration, détenue à **100 % par l'État** ivoirien, elle exerce des fonctions à la fois patrimoniales, opérationnelles et commerciales.

À ce titre, ses principales missions incluent :

- la **gestion des participations de l'État** dans les sociétés pétrolières et les contrats pétroliers (portage des intérêts publics) ;
- la participation aux activités amont et aval (exploration, production, transport, stockage et distribution) ;
- la **commercialisation, pour le compte de l'État, des parts de production** issues des contrats pétroliers ;
- l'approvisionnement du marché national, notamment en gaz naturel destiné à la production d'électricité.

En pratique, PETROCI Holding agit principalement comme :

- un **véhicule de détention des intérêts de l'État** ;
- un partenaire non-opérateur dans la majorité des blocs pétroliers ;
- et, de manière plus limitée, un acteur opérationnel direct ou indirect, via des entités dédiées.

Ainsi, PETROCI occupe une position centrale dans la chaîne de valeur pétrolière, à la fois comme **compagnie nationale, investisseur public et mandataire de l'État pour certaines opérations** commerciales.

(ii) PETROCI CI-11

PETROCI CI-11 est une succursale de PETROCI CI-11 International Limited, société établie aux Îles Caïmans et détenue à 100 % par PETROCI Holding. Cette entité exploite, depuis août 2003, les gisements Lion et Panthère dans le bloc offshore CI-11, avec une participation de 47,9592 %.

Elle intervient comme opérateur amont spécialisé, avec pour objet l'exploration et la production d'hydrocarbures dans le bloc CI-11. Son rôle est distinct mais complémentaire de celui de PETROCI Holding : là où PETROCI Holding agit comme société mère, investisseur et mandataire de l'État, PETROCI CI-11 agit comme véhicule opérationnel de production.

Cette architecture montre que l'État intervient à la fois :

- indirectement via PETROCI Holding, en tant qu'actionnaire public et partenaire contractuel ;
- opérationnellement via PETROCI CI-11, en tant qu'opérateur du bloc CI-11.

2.6.1.3 Gouvernance et pratiques opérationnelles des entreprises d'État

Les entreprises d'État du secteur des hydrocarbures en Côte d'Ivoire, notamment PETROCI Holding et PETROCI CI-11, opèrent dans un cadre juridique structuré fondé sur la loi n°2020-626 relative aux **sociétés d'État**, le droit OHADA, et le Code pétrolier.

(i) **Gouvernance des entreprises d'État**

Domaine	PETROCI Holding	PETROCI CI-11	Références juridiques
Statut juridique	SA unipersonnelle détenue à 100 % par l'État	Succursale d'une société offshore détenue par PETROCI	Loi n°2020-626 ; OHADA
Tutelle	MMPE + Ministère du Portefeuille de l'État	PETROCI Holding	Loi n°2020-626 ; Code pétrolier
Capital et détention	20 milliards FCFA – 100 % État – capital libéré	Détention indirecte à 100 %	Loi n°2020-626 ; OHADA
Rôle du CA	Définit stratégie, approuve budget, supervise gestion	Définit la stratégie, approuve budget et investissements	
Composition du CA	6 Membres identifiés (PCA + administrateurs)	5 Membres identifiés (PCA + administrateurs)	Loi n°2020-626 art.15 ; OHADA
Nomination des administrateurs	Par décret,	Par actionnaire unique (PETROCI-Holding)	Loi n°2020-626 art.15 ; OHADA
Durée des mandats	3 ans renouvelable une fois	6 ans renouvelable	Loi n°2020-626 art.16 ; OHADA
Critères de nomination	Fixés par décret (représentation institutionnelle)	Fixés par actionnaire	
Indépendance du CA	Non documentée (absence d'information sur administrateurs indépendants)	Non documentée (absence d'information sur administrateurs indépendants)	
Séparation PCA / DG	Oui	Oui	Loi n°2020-626
Comités spécialisés (audit, risques)	Non documentés	Non documentés	
Code de conduite	Existant, Disponible auprès du secrétariat du PCA ou à la DCP (Département Juridique)	Existant non public	Loi n°2020-626
Cadre anticorruption	Politique publiée	Oui, non publié	
Publication des états financiers	Greffe + DGPE+ Site Petroci-Holding	Publication partielle via Site Petroci-Holding	Loi n°2020-626 ; OHADA
Audit externe	Audité annuellement, rapport d'audit non publié	Audité annuellement, Rapport d'audit non publié	OHADA
Politique de dividendes / bénéfices	Non explicitée	Non explicitée	
Financement (tiers / État)	Encadrés par l'Arrêté n°0037/MPBE/DGPE 2022)	Financement via Petrotci Holding	
Prêts et garanties	Encadrés par l'Arrêté n°0037/MPBE/DGPE 2022)	Aucun signalé	

Source : Déclaration ITIE , Règlementation

(ii) Pratiques opérationnelles

Domaine	PETROCI Holding	PETROCI CI-11	Références juridiques
Règles de dépenses (CAPEX / OPEX)	Budget validé CA + approbation tutelle + contrôle engagements internes	Budget mentionné sans détail	Loi n°2020-626 ; procédures internes
Processus de contrôle interne	Contrôle préalable des engagements (département budget)	Non documenté	Bonnes pratiques gestion publique
Passation des marchés	Soumise au Code des marchés publics	Procédures mentionnées (contenu local)	Loi n°2020-626 art.51 ; Code marchés publics
Publication des marchés	Notification uniquement aux soumissionnaires	Non documentée	Code marchés publics
Suivi de l'exécution des contrats	Non documenté	Non documenté	ITIE 2.6
Sous-traitance	Non documentée	Encadrée par contenu local (sans détail)	Loi n°2022-408 contenu local
Diligence raisonnable fournisseurs	Aucun mécanisme	Aucun mécanisme	
Propriété effective des fournisseurs	Non appliquée	Non appliquée	
Vérification chaîne **d'approvisionnement**	Non	Non	
Stratégie transition énergétique	Absente	Absente	Cadre environnemental national
Gestion des risques climatiques	Absente	Absente	

Source : Déclaration ITIE , Règlementation

2.6.1.4 Participation dans les sociétés pétrolières

En 2024, la participation de l'État ivoirien dans le secteur des hydrocarbures s'exerce sous trois formes:

- participations directes de l'État dans des sociétés extractives ;
- participations indirectes via l'entreprise d'État PETROCI Holding ;
- participations dans les projets pétroliers à travers les contrats de partage de production (CPP).

*(i) **Participations directes de l'État***

Au 31 décembre 2024, l'État détient directement des participations dans plusieurs sociétés opérant dans le secteur pétrolier.

Tableau 21 : Participations directes **de l'État dans les sociétés** pétrolières

Entité	% de participation au 31/12/2023	% de participation au 31/12/2024	Activité
Amont Pétrolier			
PETROCI HOLDING	100%	100%	Exploration, production, distribution de gaz et services pétroliers
Aval Pétrolier			

Entité	% de participation au 31/12/2023	% de participation au 31/12/2024	Activité
SIR	1,54%	1,54%	Raffinage du pétrole brut
GESTOCI	N/C	N/C	Stockage stratégique de produits pétroliers
SIFAL	N/C	N/C	Fabrication de lubrifiants
VIVO ENERGY-CI	N/C	N/C	Distribution de produits pétroliers

Source : DGPE, N/C : Non communiqué

La **Direction Générale du Portefeuille de l'État (DGPE)** n'a pas communiqué les informations relatives aux participations de l'État dans les sociétés du secteur aval, à l'exception de la SIR.

Par conséquent, il n'a pas été possible de vérifier l'existence d'éventuelles modifications dans les niveaux de participation de l'État dans ces sociétés au cours de la période considérée.

Les participations directes de l'État sont constituées d'actions ordinaires conférant des droits de vote et une participation aux résultats des sociétés concernées. Les dividendes issus de ces participations sont versés au Trésor public, conformément aux décisions de distribution prises par les Assemblées Générales Ordinaires.

(ii) Participations de Petroci-Holding

PETROCI Holding détient des participations dans plusieurs sociétés opérant dans les segments amont et aval du secteur pétrolier.

Tableau 22 : Participations de PETROCI-Holding au 31/12/2024 (en millions de FCFA) [47]

Société	Activité	% 31/12/23	% 31/12/24	Valeur acq.	Capitaux propres	Résultat	Part bénéfice reçue
Amont pétrolier							
PETROCI CI-11	Exploration & production	100 %	100 %	8 242,7	5 265,6	1 490,6	—
ENERCI	Exploration & production	45 %	45 %	28 091,2	22 781,7	18 745,5	5 563,8
Aval pétrolier							
SIR	Raffinage et distribution	45,74 %	45,74 %	7 490,0	215 443,5	95 351,2	3 888,4
LION GPL	Distribution gaz liquéfié	100 %	100 %	5 176,8	2 380,0	1 722,2	—
SIFAP	Distribution produits pétroliers	n.d.	50 %	492,6	-1 331,3	200,2	—
PETROCI SOUTE	Soutage	n.d.	35 %	431,4	271,6	573,4	—
PETROCI-SEA LOGISTICS	Logistique maritime	n.d.	35 %	3 185,0	9 335,7	1 330,7	63,1
SIFAL	Distribution	n.d.	32 %	494,9	2 224,2	152,0	—
SPACI	Distribution	n.d.	25 %	100,0	-152,6	171,6	—
GASTOCI	Distribution gaz	n.d.	13 %	30,0	43 464,6	1 255,4	—
CÔTE D'IVOIRE GAZ	Distribution gaz	n.d.	11 %	1,1	-11 215,5	-1 314,8	—

[47] *Source : Etats financiers 2024 - Petroci-Holding*

Société	Activité	% 31/12/23	% 31/12/24	Valeur acq.	Capitaux propres	Résultat	Part bénéfice reçue
VIVO ENERGY CI	Distribution	6 %	6 %	754,9	23 107,6	3 927,0	64,4
VITIB SA	Zone industrielle	n.d.	3 %	90,0	175,9	327,4	—
Autres participations							
SAFET ENERGY	—	n.d.	n.d.	3,5	—	—	—
SOGEVRI	—	n.d.	n.d.	7,5	—	—	—
PETRO SANTE	Santé	n.d.	100 %	1 100,0	752,1	55,9	—
SN AIR IVOIRE	Transport aérien	n.d.	38 %	1 114,1	—	—	—
Participations internationales							
PETROCI INTERNATIONAL SA	Holding (Suisse)	100 %	100 %	43,7	7 683,3	5 378,7	—
RAFFINERIE DE LA PAIX	Projet raffinerie (Nigeria)	n.d.	51 %	1 020,0	—	—	—
CORLAY	Holding distribution (Nigeria)	n.d.	50 %	86 245,5	—	—	—
MASSIRAH OIL	Exploration & production (Oman)	n.d.	12,5 %	19 359,6	26 355,9	11 631,2	1 800,2

Note 1 : Droits et obligations attachés aux participations

Les participations de PETROCI Holding, constituées d'actions ordinaires, confèrent des droits de vote et de participation aux résultats proportionnels aux parts détenues. Les dividendes sont perçus sur décision des AGO des sociétés concernées. La contribution financière de PETROCI aux projets auxquels elle participe est proportionnelle à sa participation au capital et peut se matérialiser par des augmentations de capital ou des appels de fonds destinés à financer les investissements et coûts opérationnels.

Au titre de 2024, les dividendes reçus par PETROCI s'élèvent à 13 505,1 millions de FCFA.

Note 2 : PETROCI CI-11

Bien que détenue à 100 % par PETROCI Holding, PETROCI CI-11 ne constitue pas une filiale au sens classique : elle représente la participation directe de PETROCI dans le bloc CI-11 en tant qu'opérateur, sans personnalité juridique distincte. Sa valorisation selon l'approche coûts pétroliers, retenue également pour ENERCI , est cohérente avec cette réalité opérationnelle. La dépréciation constituée en 2024 s'élève à 295,1 millions de FCFA pour PETROCI CI-11 et 1 005,6 millions de FCFA pour ENERCI.

Note 3 : CORLAY

La participation de PETROCI Holding dans CORLAY est enregistrée au bilan pour 86 245,5 millions de FCFA en valeur brute d'acquisition, dont 51 milliards de FCFA effectivement libérés, le solde de 35 milliards de FCFA restant dû. Le pourcentage de participation n'est pas indiqué dans les états financiers. L'évaluation en cours par un cabinet indépendant de Corlay Côte d'Ivoire ; seule entité

effectivement contrôlée ; ressort à environ 30 milliards de FCFA, contre des estimations internes de 35 à 40 milliards de FCFA. L'écart entre la valeur comptable brute et ces évaluations expose PETROCI à un risque de dépréciation complémentaire significative.

Note 4 : Sociétés en situation nette négative

Trois participations présentent des capitaux propres négatifs au 31/12/2024 : CÔTE D'IVOIRE GAZ (-11 215,5 millions), PUMA ENERGY CI (-4 093,7 millions) et SIFAP (-1 331,3 millions). Aucune dépréciation complémentaire n'a été constituée sur ces lignes dans les états financiers 2024, ce qui devra être examiné lors des prochains exercices.

2.6.1.5 Participation dans les contrats pétroliers

(i) Droits pétroliers de l'Etat

Le cadre réglementaire et contractuel prévoit deux droits distincts que l'État ivoirien exerce simultanément sur les hydrocarbures nationaux. Ces deux droits ont des fondements juridiques, des bénéficiaires et des modalités de comptabilisation différents.

DROIT N° 1
Part du Profit Oil revenant à l'État propriétaire
Fondement : Art. 2 Code Pétrolier - L'État est propriétaire du sous-sol.
Bénéficiaire : Trésor public via PETROCI qui agit comme mandataire .
Nature : Partage de la production après récupération des coûts (Profit Oil). Cette part brute perçue par l'État inclut déjà le règlement de l'Impôt sur les Bénéfices (BIC) dû par les sociétés privées constituant le Contracteur
→ Ce droit est traité en section 4.2.

DROIT N° 2
Participation de PETROCI Holding au sein du Contracteur
Fondement : Art. 6 Code Pétrolier - PETROCI est désignée par l'État pour participer aux opérations pétrolières.
Bénéficiaire : PETROCI Holding, en tant qu'entité commerciale membre du groupement Contracteur.
Nature : Participation commerciale -revenus de Working Interest, remboursements de coûts sur Cost Oil.
Comptabilisation : Revenus commerciaux de l'entreprise pétrolière nationale.
→ Ce droit est l'objet exclusif de la section 2.6.

(ii) Participations de PETROCI dans les contrats pétroliers

a) Fondement juridique

L'Art. 6 du Code Pétrolier ivoirien (Loi n° 96-669 du 29 août 1996) dispose : *«L'Etat se réserve le droit de prendre directement ou de faire prendre par une société d'Etat mandatée à cet effet, une participation sous quelque forme juridique que ce soit dans les opérations pétrolières objet d'un contrat pétrolier, selon les conditions et modalités prévues dans ledit contrat pétrolier.»*

L'Art. 18 du Code Pétrolier précise que le contrat pétrolier fixe notamment : *«Les modalités de la participation de l'Etat ou d'une société d'Etat, ainsi que les règles de l'association avec le titulaire.»*

C'est sur cette base que PETROCI Holding est désignée par l'État pour participer aux opérations pétrolières dans chaque bloc. Sa participation s'exerce en qualité de membre du Contracteur , aux côtés des opérateurs privés, et non en qualité de représentant de l'État propriétaire du sous-sol.

b) Comment fonctionne concrètement la participation de PETROCI

Participation Initiale (PI) – Carried interest		Participation Additionnelle (PA) – Payng interest		Working Interest (WI)
• Attribution : PETROCI reçoit automatiquement 10 % d'intérêt dans les opérations pétrolières dès la signature du contrat. • Financement : Cette part est intégralement portée par les partenaires privés. PETROCI ne verse rien pour l'exploration, l'évaluation ou le développement concernant ces 10 % • Remboursement : Contrairement à d'autres modèles, PETROCI n'a aucun remboursement à effectuer pour ces 10 % pendant toute la durée du contrat. Les partenaires privés récupèrent les fonds avancés via le Cost Oil	+	• Option : Lors d'une découverte commerciale, PETROCI a l'option (non obligatoire) d'augmenter sa part. • Taux : Le maximum varie selon les contrats : +10 % (CI-501), +13,10 % (CI-802) ou +20 % (CI-401, CI-801) • Coûts passés : PETROCI doit rembourser sa quote-part des coûts déjà encourus pour cette part supplémentaire (*Modalités : Soit en cash sous 6 mois, soit par prélèvement de 50 % de son Profit Oil avec intérêts basés sur le taux LIBOR + 1 %)* • Coûts futurs : Une fois l'option exercée, PETROCI doit financer directement sa part des investissements futurs (développement et exploitation) au prorata de sa PA. • Fiscalité : PETROCI est responsable individuellement de ses obligations fiscales, mais elle est exemptée de contribuer aux bonus de signature/découverte et aux budgets sociaux/formation, qui restent à la charge exclusive des partenaires privés	=	Le WI est la participation totale effective de PETROCI dans le bloc : droit aux revenus (part du Profit Oil), obligation de contribuer aux coûts futurs au prorata de la PA exercée. → WI = PI (10%) + PA exercée

c) Différence importante entre les deux générations de contrats

Point de comparaison	Modèle 1990 (CI-11, CI-26, CI-27, CI-40)	Modèles Modernes (2019, 2021, 2022)
PA max disponible	Participation TOTALE max = 20 % (10 % PI incluse). La PA est donc limitée à +10 %	WI max = 20 % à 30 %. La PA varie : +10 % (CI-501), +13,10 % (CI-802) ou +20 % (CI-801, CI-401)
Portée du Carried (PI)	Portage PARTIEL. La PI (10 %) est exonérée des coûts d'exploration et d'évaluation UNIQUEMENT. PETROCI doit financer sa part de développement et de production	Portage TOTAL. La PI est exonérée de TOUS les Coûts Pétroliers (Exploration, Évaluation, Développement, Exploitation) pour toute la durée du contrat
Remboursement PA	Identique : cash (6 mois) ou nature (50 % max du Profit Oil de PETROCI) + LIBOR 6M + 1 pt	Identique
Crédit investissement (bonus de récupération)	Non prévu	Prévu dans certains contrats (+10 %) sur les dépenses de développement dans les blocs CI-802, CI-401 et CI-501

d) Participations de PETROCI dans les blocs en phase de production

Le tableau suivant présente les trois composantes de la participation de PETROCI Holding dans chaque bloc ; Paying (coûts effectivement supportés), Carried (portés définitivement par les partenaires au titre de la PI) et Working Interest (droit aux revenus) ; avec la comparaison 2023/2024.

Tableau 23 : Participations de PETROCI dans les blocs en production[48]

Bloc	Partenaires (Paying/Carried/WI %)	WI PETROCI 2023	WI PETROCI 2024	Évolution	Paying 2024 (%)	Carried (%)	Observation contractuelle
CI-11	PETROCI CI-11(48/0/48)* CIPEM (26,9/0/26,9) HYDRODRILL (5/0/5) PETROCI (20,1/0/20,1)	20,14	20,14	stable	20,14	0	WI contributif pur. *PETROCI CI-11 = filiale PETROCI Holding. WI consolidé groupe PETROCI = 68,14%
CI-26	TULLOW (65,2/0/58,7) CNR (23,7/0/21,3) PETROCI (11,1/10/20,0)	20,0	20,0	stable	11,1	10	PI 10% portée par TULLOW+CNR . PA exercée = 10%
CI-40	TULLOW (64,0/0/57,6) CNR (30,4/0/27,3) PETROCI (5,6/10/15,0)	15,0	15,0	stable	5,56	10	PI 10% portée par TULLOW+CNR. PA exercée = 5%
CI-27	FOXTROT (24/0/24) SECI (24/0/24)	40,0	40,1	+0,1 pt	40,0	0	WI contributif pur. Portage historique

[48] *Source : DGH.*

Bloc	Partenaires (Paying/Carried/WI %)	WI PETROCI 2023	WI PETROCI 2024	Évolution	Paying 2024 (%)	Carried (%)	Observation contractuelle
	ENERCI (12/0/12) PETROCI (40/0/40)						soldé (encours = 0). PETROCI paie 40% des coûts
CI-101	ENI (93,0/0/93,0) PETROCI (7,0/10/7,0)	7,0	7,1	+0,1 pt	7,0	10	WI=7% avec Carried=10% :
CI-802	ENI (86,9/0/86,9) PETROCI (13,1/10/13,1)	13,1	13,2	+0,1 pt	13,1	10	PI 10% portée par ENI (définitif). PA potentielle = 3,1%.

* PETROCI CI-11 est une filiale de PETROCI Holding. Le WI consolidé du groupe PETROCI sur CI-11 est de 68,1% (48,0% + 20,1%). Dans les deux cas, il s'agit du Droit N°2 (participation Contracteur), distinct de la part PO revenant à l'État propriétaire.

e) Participations de PETROCI dans les blocs en phase de recherche

En complément des blocs en production ou en développement présentés ci-dessus, PETROCI Holding détient également des participations dans plusieurs blocs pétroliers en phase de recherche (exploration).

Dans ces blocs, la participation de PETROCI correspond généralement à la Participation Initiale (PI) de 10 %, prévue par les modèles de contrats pétroliers. Cette participation est portée (carried interest) par les partenaires privés pendant la phase d'exploration, ce qui signifie que PETROCI ne contribue pas aux coûts de recherche. Les dépenses correspondantes sont financées par les opérateurs et récupérées ultérieurement sur la production en cas de découverte commerciale.

Ces participations permettent à l'État, via PETROCI, de maintenir une présence dans le portefeuille **d'exploration national tout en limitant son exposition financière durant la phase la plus risquée du** cycle pétrolier.

Le tableau suivant présente les participations de PETROCI dans les blocs en recherche au 31 décembre 2023 et 31 décembre 2024.

Tableau 24 : Participations de PETROCI dans les blocs en recherche[49]

N°	Bloc	Opérateur	Date CPP	Superficie (km²)	WI PETROCI (carried interest)	PA exercée	Observations
Blocs ENI Cote d'Ivoire Ltd (opérateur)							
1	CI-205	Eni Cote d'Ivoire Ltd	22/03/2017	1 271	10%	Non	Découverte CALAO mars 2024 - en phase d'évaluation. Bloc en exploration selon DGH 2024.

[49] *Source : DGH.*

N°	Bloc	Opérateur	Date CPP	Superficie (km²)	WI PETROCI (carried interest)	PA exercée	Observations
2	CI-401	Eni Cote d'Ivoire Ltd	03/03/2022	284,54	10%	Non	Attribué 2022.
3	CI-501	Eni Cote d'Ivoire Ltd	03/06/2019	511,96	10%	Non	
4	CI-801	Eni Cote d'Ivoire Ltd	03/03/2022	797,58	10%	Non	Distinct de CI-802 (en production). Attribué 2022.
5	CI-504	Eni Cote d'Ivoire Ltd	31/12/2024	398,79	10%	Non	Offshore ultra-profond. Proximité Calao.
6	CI-526	Eni Cote d'Ivoire Ltd	31/12/2024	2 979,08	10%	Non	Offshore ultra-profond.
7	CI-706	Eni Cote d'Ivoire Ltd	31/12/2024	910,83	10%	Non	Offshore ultra-profond.
8	CI-708	Eni Cote d'Ivoire Ltd	31/12/2024	1 446,27	10%	Non	Offshore ultra-profond.
Blocs TULLOW CI Onshore Ltd (opérateur)							
9	CI-524	TULLOW CI Onshore Ltd	01/03/2018	261	10%	Non	Onshore.
10	CI-803	TULLOW CI Onshore Ltd	09/12/2022	1 344,74	10%	Non	Attribué 2022. Onshore.
Blocs Dragon Oil (opérateur)							
11	CI-24	DRAGON OIL	01/06/2018	821	10%	Non	Offshore peu profond.
Blocs MURPHY E&P (opérateur)							
13	CI-102	MURPHY E&P	14/06/2023	862,91	10%	Non	Offshore.
14	CI-103	MURPHY E&P	14/06/2023	703,09	10%	Non	Offshore.
15	CI-502	MURPHY E&P	14/06/2023	222,46	10%	Non	Offshore.
16	CI-531	MURPHY E&P	14/06/2023	757,93	10%	Non	Offshore.
17	CI-709	MURPHY E&P	14/06/2023	3 480,09	10%	Non	Offshore ultra-profond.
Blocs PETROCI HOLDING — Opérateur exclusif (100%)							
18	CI-523	PETROCI HOLDING	02/10/2023	325,12	100%	N/A	PETROCI seul opérateur. Coûts d'exploration intégralement à charge de PETROCI. idem
19	CI-525	PETROCI HOLDING	02/10/2023	286,00	100%	N/A	

N°	Bloc	Opérateur	Date CPP	Superficie (km²)	WI PETROCI (carried interest)	PA exercée	Observations
Bloc ICE OIL & GAS — Participation Initiale PETROCI 10%							
20	CI-705	ICE OIL & GAS	13/11/2023	2 289,33	10%	Non	Signé nov. 2023. Offshore profond.
Blocs ELEPHANT OIL (opérateur)							
21	CI-520	ELEPHANT OIL	26/08/2024	1 042,56	10%	Non	Onshore Est CI.
22	CI-521	ELEPHANT OIL	26/08/2024	1 261,90	10%	Non	Onshore Est CI.
23	CI-522	ELEPHANT OIL	26/08/2024	1 227,11	210%	Non	Onshore Est CI.

f) Revenus et couts des participation de PETROCI

Les revenus générés par les participations de l'État et de PETROCI dans ces contrats sont détaillés dans la section 4.2. du rapport. Le tableau complet des participations et des blocs est présenté en annexe 10.

2.6.1.6 *Évolution des participations de l'État*

Conformément à l'exigence 2.6 de la Norme ITIE, les pays de mise en œuvre doivent divulguer toute modification intervenue dans les participations de l'État ou des entreprises d'État au cours de la période de déclaration.

L'analyse des informations communiquées par la DGPE, PETROCI Holding montre que les changements observés entre 2023 et 2024 concernent principalement **l'attribution de nouveaux blocs d'exploration**. Les participations dans les sociétés pétrolières et les blocs en production sont restés globalement inchangées.

(i) Changements dans les participations des sociétés pétrolières

Aucune modification des participations directes de l'État ou des participations détenues par PETROCI Holding dans les sociétés pétrolières n'a été signalée entre 2023 et 2024.

(ii) Nouveaux blocs attribués (2023-2024)

Plusieurs contrats pétroliers ont été attribués récemment, entraînant l'entrée de PETROCI Holding dans ces blocs avec une participation initiale de 10 % portée (carried interest), conformément au modèle de contrat pétrolier.

Tableau 25 : Nouveaux blocs attribués avec participation de PETROCI

Bloc	Opérateur	Date du CPP	Participation PETROCI	Nature de la participation	Observation
CI-102	Murphy E&P	14/06/2023	10 %	Participation initiale portée	Bloc offshore
CI-103	Murphy E&P	14/06/2023	10 %	Participation initiale portée	Bloc offshore
CI-502	Murphy E&P	14/06/2023	10 %	Participation initiale portée	Bloc offshore
CI-531	Murphy E&P	14/06/2023	10 %	Participation initiale portée	Bloc offshore

Bloc	Opérateur	Date du CPP	Participation PETROCI	Nature de la participation	Observation
CI-709	Murphy E&P	14/06/2023	10 %	Participation initiale portée	Offshore ultra-profond
CI-705	Ice Oil & Gas	13/11/2023	10 %	Participation initiale portée	Offshore profond
CI-520	Elephant Oil	26/08/2024	10 %	Participation initiale portée	Bloc onshore
CI-521	Elephant Oil	26/08/2024	10 %	Participation initiale portée	Bloc onshore
CI-522	Elephant Oil	26/08/2024	10 %	Participation initiale portée	Bloc onshore

Dans ces blocs, la participation de PETROCI correspond à la Participation Initiale (PI) prévue dans les contrats pétroliers. Cette participation est portée par les partenaires privés pendant la phase **d'exploration**, ce qui signifie que PETROCI ne supporte pas les coûts de recherche.

(iii) Autres évolutions

Les participations de PETROCI dans les blocs en production sont restées globalement stables entre 2023 et 2024. Les variations observées dans certains blocs (CI-27, CI-101 et CI-802) correspondent uniquement à des ajustements techniques mineurs du Working Interest et ne traduisent pas une modification substantielle de la structure des participations.

2.6.1.7 *Prêts, garanties et engagements financiers de l'État et de PETROCI*

(i) Financements contractés par PETROCI et ses filiales

Au 31 décembre 2024, PETROCI Holding a déclaré six (6) financements contractés pour soutenir son programme d'investissement et sa participation aux opérations pétrolières, notamment dans le développement du gisement Baleine (blocs CI-101 et CI-802).

L'encours total s'élève à 265,5 milliards FCFA (environ 435,1 M USD). Un seul financement a fait l'objet d'un remboursement intégral en principal au cours de l'exercice 2024 : le préfinancement ADDAX ENERGY SA, soldé par livraison de cargaison de brut en décembre 2024.

Vue d'ensemble

Encours total au 31/12/2024	Dont préfinancement Repsol	Remboursements principal 2024	Intérêts payés en 2024
242,5 Mds FCFA	187,5 Mds FCFA	22,9 Mds FCFA	1,9 Md FCFA
~397,5 M USD	77,3% de l'encours total	(ADDAX uniquement — en nature)	BOAD + BRIDGE + BACI + ADDAX

Tableau 26 : Financements contractés par PETROCI au 31 décembre 2024

Prêteur	Objet	Nature	Montant initial (M FCFA)	Date	Déblocages en 2024 (M FCFA)	Remb. principal 2024	Remb. intérêts 2024 (M FCFA)	Encours au 31/12/24 (M FCFA)	Taux (taux de réf)	Garantie et modalités de remboursement
BOAD *(1)*	Programme investissement stratégique	Crédit long terme	30 000	17/08/22	18 591	0	1 106	**18 591**	6,50% HT (réf. 3,50%)	Domiciliation irrévocable des recettes de brut / 14 ans — semestrialité — 3

Prêteur	Objet	Nature	Montant initial (M FCFA)	Date	Déblocages en 2024 (M FCFA)	Remb. principal 2024	Remb. intérêts 2024 (M FCFA)	Encours au 31/12/24 (M FCFA)	Taux (taux de réf)	Garantie et modalités de remboursement
										ans de différé en principal
BRIDGE *(1)*	Programme investissement stratégique	Crédit moyen terme	15 000	17/08/22	10 695	0	185	**10 695**	6,25% HT (réf. 3,50%)	Domiciliation irrévocable des recettes de brut / 7 ans — semestrialité — 2 ans de différé en principal
BACI *(1)*	Programme investissement stratégique	Crédit moyen terme	15 000	17/08/22	10 695	0	185	**10 695**	6,25% HT (réf. 3,50%)	Domiciliation irrévocable des recettes de brut / 7 ans — semestrialité — 2 ans de différé en principal
BOA *(2)*	Activités E&P	Crédit spot	15 000	27/09/24	15 000	0	0	**15 000**	6,87% HT (réf. 3,50%)	Billet à ordre / 6 mois — remboursement unique — différé en principal et intérêts
ADDAx *(3)*	Activités E&P — Baleine (CI-101/CI-802)	Préfinancement adossé à la production	22 958	22/09/24	22 958	22 958	445	**0**	SOFR[50] 12M + 5,75% (variable)	Cargaison de brute: 520 000 BBL +/- 5% sur la période de décembre 2024
REPSOL *(4)*	Activités E&P — Baleine phase 2 (CI-101/CI-802)	Préfinancement adossé à la production	187 525	10/12/24	187 525	0	0	**187 525**	SOFR[51] 12M + 4,25% (variable)	Cargaisons de brut : 1 M BBL (2025), 1,5 M BBL (2026), 1,5 M BBL (2027), 2 M BBL (suite) / Remboursement en fonction des liftings effectués
Total					286 483	22 958	1 922	242 506 (~397,5 M USD)		

Note 1 : Financements BOAD / BRIDGE / BACI (août 2022) : Ces trois crédits ont été contractés conjointement pour le programme d'investissement stratégique de PETROCI. La garantie commune est une domiciliation irrévocable des recettes de vente de pétrole brut dans les livres de la banque agent. Aucun principal n'a été remboursé en 2024 — les périodes de différé sont encore en cours. Les intérêts payés en 2024 s'élèvent au total à 1 476 614 550 FCFA.

Note 2 : Crédit spot BOA (septembre 2024) : Crédit de 15 milliards FCFA intégralement débloqué le 27 septembre 2024 pour financer les activités E&P. Remboursement unique prévu à l'échéance des 6 mois (mars 2025). Ni principal ni intérêts remboursés en 2024.

Note 3 : Préfinancement ADDAX ENERGY SA (septembre 2024) : Préfinancement de 35 millions EUR (soit 22 958 495 000 FCFA) contracté le 24 septembre 2024 auprès d'ADDAX ENERGY SA pour le financement des activités E&P sur le gisement Baleine (blocs CI-101 et CI-802). Ce financement a été intégralement remboursé en nature en décembre 2024 par livraison de deux cargaisons de pétrole brut au terminal offshore Baleine :

Part	Cargaison	Volume (BBL)	Prix (USD/BBL)	Valeur (USD)	Bénéficiaire
Etat	FC24DP-ADV-0022	135 692	70,97	9 630 061	ADDAX Energy
Petroci	FC24DP-ADV-0021	404 150	70,97	28 682 526	ADDAX Energy

[50] Le SOFR (Secured Overnight Financing Rate) est un taux de référence international en USD utilisé pour les financements à taux variable, remplaçant le LIBOR.
[51] Ibid.

Part	Cargaison	Volume (BBL)	Prix (USD/BBL)	Valeur (USD)	Bénéficiaire
	Total	539 842	70,97	38 312 587	

Prix retenu : moyenne des cotations du 01/11/2024 au 29/11/2024 — livraison FOB.

Le volume total (539 842 BBL) est conforme à l'engagement contractuel de 520 000 BBL ±5%. La valeur de remboursement (38,3 M USD / ~23,5 Mds FCFA) est quivalente au remboursement du proncipal et des interts. L'encours au 31 décembre 2024 est nul.

Observation de l'AI : Le remboursement du préfinancement ADDAX, dette propre de PETROCI Holding, a été opéré pour partie (135 692 BBL / 9,6 M USD / ~5,9 Mds FCFA) au moyen de la cargaison FC24DP-ADV-0022, relevant de la part État. La valeur correspondante a été reversée à la DGI en janvier 2025, soit dans un délai d'environ 45 jours, cohérent avec les délais habituels de traitement observés pour ce type d'opération. Ce point reste pertinent du point de vue de la traçabilité des flux entre trésorerie propre de PETROCI et actifs de l'État, mais n'a pas eu d'impact financier pour l'État, la régularisation étant intervenue dans un délai normal.

Note 4 — Préfinancement Repsol (décembre 2024) : Préfinancement de 187,5 milliards FCFA (~307 M USD) contracté le 10 décembre 2024 auprès de Repsol pour financer la participation de PETROCI dans la phase 2 du gisement Baleine (blocs CI-101 et CI-802). Ce financement est adossé à la production future : il est remboursé par livraisons de pétrole brut (liftings) selon un calendrier de 1 à 2 millions de barils par an sur la période 2025–2028. Le taux est variable (SOFR 12 mois + 4,25%). Ce mécanisme constitue un engagement futur sur la production nationale, conformément à l'exigence de divulgation ITIE 2.6.

En complément, la filiale PETROCI CI-11, détenue à 100 % par PETROCI Holding, a également contracté un financement au cours de l'exercice 2024.

Tableau 27 : Financement contracté par PETROCI CI-11

Entité	Prêteur	Nature	Montant initial (M FCFA)	Date	Déblocages 2024 (M FCFA)	Remb. principal 2024 (M FCFA)	Intérêts 2024 (M FCFA)	Encours fin 2024 (M FCFA)	Taux	Garantie	Modalités
PETROCI CI-11	BNI	Prêt	5 490	18/01/2024	5 490	277,2	300, 9	5 212,7	6 %	DAT	54 mois

Ainsi, en intégrant ce financement, l'encours total consolidé du groupe PETROCI s'élève à environ 247,7 milliards FCFA au 31 décembre 2024.

Garanties de l'État

L'analyse des conditions des financements contractés par PETROCI Holding et sa filiale PETROCI CI-11 montre que :

- les garanties associées sont exclusivement de nature commerciale, notamment :
  - la domiciliation des recettes de vente de pétrole brut ;
  - des billets à ordre ;
  - des mécanismes de préfinancement adossés à la production future (livraisons de brut) ;
  - des sûretés financières de type dépôt à terme (DAT) constituées auprès d'institutions bancaires ;
- **aucune garantie souveraine explicite de l'État ivoirien n'a été déclarée** sur ces financements.

Ces éléments indiquent que les financements sont mobilisés par PETROCI et ses filiales sur la base de leurs propres flux, actifs et garanties commerciales, sans recours direct à une garantie de l'État.

(ii) Prêts ou garanties accordées **par l'État et PETROCI**

Selon les informations communiquées par PETROCI Holding, PETROCI CI-11 et le Trésor public aucun **prêt ni garantie de prêt n'a été accordé en 2024** :

- ni par l'État ivoirien ;
- ni par PETROCI Holding ;

au profit des entreprises opérant dans le secteur des hydrocarbures.

Par conséquent, aucune information relative aux conditions de tels prêts (taux d'intérêt, durée, modalités de remboursement) n'est à déclarer pour la période considérée.

2.6.1.8 Relation financière entre les entreprises d'Etat et l'Etat

a) PETROCI -Holding

(i) Vue d'ensemble

PETROCI Holding entretient avec l'État une relation financière structurée autour de trois dimensions complémentaires : des flux directs vers l'État (produits de commercialisation, impôts, dividendes), une autonomie financière totale vis-à-vis de l'État (aucun soutien financier reçu en 2024), et des charges d'intérêt public (dépenses quasi budgétaires dans le secteur énergétique et social).

En 2024, la contribution globale de PETROCI aux finances publiques dépasse 309 milliards de FCFA.

Nature du flux	2024 (M FCFA)
Transferts vers l'Etat	
Produits de commercialisation des parts de l'État	164 148,6
Impôts et taxes	11 745,1
Dividendes + IRVM	8 235, 3
Remboursement dette protocole 2019	2 800,0
Avance de trésorerie à la DGI*	50 000,00
Sous-total flux directs vers l'État	236 929,0
Dépenses quasi budgétaires – secteur énergie	71 408,3
Dépenses quasi budgétaires – social	1 621,3
Contribution globale estimée	309 958,6
Transferts reçus de l'État	
Commission de commercialisation	365,9
Subventions	-
Garantie	-
Dette PETROCI envers l'État (non formalisée)	5 870,00

Cette relation est encadrée par la Loi n° 2020-626 du 14 août 2020 relative à l'organisation des sociétés d'État, les Décrets n° 75-744, n° 95-641, n° 98-262 et n° 2001-580, ainsi que la Circulaire n° 10/MPMB du 18 décembre 2014 et l'Arrêté N° 0037/MPBE/DGPE du 25 février 2022.

(ii) Cadre juridique

La relation financière entre l'État et PETROCI Holding repose sur deux fondements distincts.

En tant que société d'État, PETROCI est soumise à la Loi n° 2020-626 du 14 août 2020, qui lui impose de reverser une quote-part de ses résultats sous forme de dividendes et de se soumettre au contrôle de

l'État actionnaire. La Circulaire n° 10/MPMB du 18 décembre 2014 et l'Arrêté N° 0037/MPBE/DGPE du 25 février 2022 précisent les règles de gouvernance et de reporting financier applicables.

En tant que mandataire de l'État dans le secteur pétrolier, PETROCI est autorisée, sur le fondement du Décret n° 95-641 du 23 août 1995 et de l'article 3 (nouveau) du Décret n° 2001-580 du 12 septembre 2001, à commercialiser les parts de production de l'État ,Profit Oil et BIC perçu en nature, dans les CPP, moyennant une commission. Les produits nets sont reversés à la DGI et enregistrés sous les rubriques budgétaires 71144, 71145 et 71535.

(iii) Transferts de revenus vers l'État

- Produits de commercialisation des parts de production de l'État

Il s'agit du flux financier le plus significatif de la relation entre PETROCI et l'État, représentant 63 % du total des transferts directs vers l'État en 2024. En vertu de son mandat légal, PETROCI commercialise pour le compte de l'État le Profit Oil et le BIC en nature sur les blocs CI-11, CI-26, CI-27, CI-40, CI-101 et CI-802. Les recettes nettes de commission sont reversées à la DGI.

La réconciliation des volumes commercialisés, des prix pratiqués et des montants reversés avec les déclarations des contractants est présentée dans les sous-sections 4.2.1.1 et 4.2.1.2 du présent rapport.

- Impôts et taxes

La PETROCI est soumis au droit commun en matière fiscal et ne bénéficie d'aucun avantage spécifique. En 2024, elle a effectué des paiements fiscaux de 11,7 milliards de FCFA dont le détail se présente comme suit :

Tableau 28 : Détails des paiements fiscaux de la PETROCI 2024

Description	Régie	Montant en millions FCFA
Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	DGI	4 435,78
Taxe sur la valeur ajoutée	DGI	4 323,05
Impôt sur le Patrimoine Foncier	DGI	777,47
Bonus de signature	DGI	539,04
Retenues à la source	DGI	449,91
Contribution des patentes	DGI	442,47
Impôt sur les bénéfices Industriels et commerciaux (BIC)	DGI	313,8
Droits de Douane et taxes assimilées	DGD	283,72
Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières (IRVM)	DGI	155,48
Impôt sur le revenu du secteur informel - AIRSI	DGI	24,39
Total		11 745,11

Source : Déclaration des régies financières (hors IRVM sur dividendes)

- Bénéfices non distribués et politique de réinvestissement

La politique de rétention des bénéfices de PETROCI s'inscrit dans le contexte d'un programme d'investissement ambitieux centré sur le développement du gisement Baleine (blocs CI-101 et CI-802), qui génère des besoins de financement croissants.

❖ Bénéfices non distribués

Les états financiers permettent de reconstituer les mouvements ayant affecté les bénéfices non répartis en 2024.

Composante	Montant (Mds FCFA)
Réserves légales	4,0
Réserves libres	52,9
Report à nouveau	44, 0
Résultat net de l'exercice 2024	32,5
Total bénéfices non répartis au 31/12/2024	129,5

Source : Etats financiers Petroci-Holding

La progression de 75,3 à 129,5 milliards de FCFA résulte de deux mouvements :

- Affectation du résultat 2023. L'AGO du 24 juin 2024 a décidé la distribution de 8,2 milliards FCFA, dont 7 milliards nets versés à l'État actionnaire et 1,2 milliard d'IRVM reversé à la DGI. Le solde non distribué de 12,4 milliards a été porté en report à nouveau.
- Régularisation exceptionnelle ENERCI. Un rattrapage de 29,9 milliards de FCFA de dividendes dus par ENERCI au titre des exercices 2015–2018 a été comptabilisé en report à nouveau. Ce mouvement exceptionnel explique l'essentiel de l'écart entre la progression des bénéfices non répartis (+54,2 milliards) et le résultat net de l'exercice (32,5 milliards).

Avec un taux de distribution de 39,8 % du résultat net, la politique de PETROCI est prudente, visant à renforcer les capitaux propres (514,8 milliards au 31/12/2024) et à préserver la capacité d'endettement nécessaire au financement de ses investissements.

❖ Couverture des investissements par les flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie révèle la logique de financement retenue par PETROCI, articulée autour de trois niveaux :

Niveau 1 - Couverture par les flux opérationnels

Flux	2024 (Mds FCFA)
Flux opérationnels nets	+144,3
Flux d'investissement	-182,9
Besoin résiduel après exploitation	-38,6

Source : Etats financiers Petroci-Holding

Les flux opérationnels couvrent 78,9 % des besoins d'investissement. La capacité d'autofinancement globale (CAFG) de 122 milliards, confortée par une variation favorable du BFR (+22,2 milliards), atteste de la solidité opérationnelle de PETROCI. Le solde non couvert de 38,6 milliards est financé par des ressources externes.

Niveau 2 - Couverture par l'endettement externe

Flux	2024 (Mds FCFA)
Besoin résiduel après exploitation	-38,6
Dividendes versés à l'État	-7,0
Besoin total à couvrir	-45,6
Emprunts nets contractés	+208,3
Excédent de trésorerie généré	+162,7

Source : Etats financiers Petroci-Holding

L'endettement externe couvre intégralement le besoin résiduel et génère un excédent de trésorerie de 162,7 milliards, portant la trésorerie nette à 208,9 milliards de FCFA au 31/12/2024. Les nouveaux emprunts (209,6 milliards) sont dominés par le préfinancement Repsol de 187,5 milliards (~307 M USD), contracté en décembre 2024 pour financer la phase 2 de Baleine.

Niveau 3 - Nature et structure de l'endettement

L'encours total des financements atteint 242,5 milliards de FCFA (~397,5 M USD) au 31/12/2024, dont 77 % constitués du préfinancement Repsol. Ce dernier est remboursable par livraisons de pétrole brut (1 à 2 millions de barils par an sur 2025–2028), constituant un engagement futur sur la production nationale des blocs CI-101 et CI-802 qui affectera mécaniquement les volumes disponibles pour la commercialisation des parts de l'État.

- Remboursement dette protocole 2019

Il s'agit de l'apurement d'une dette antérieure, conformément au protocole d'accord conclu en 2019 entre l'État et la SIR. Le détail de ce mécanisme est présenté à la section 2.6.1.8 (viii).

- Avance de trésorerie à la Direction Générale des Impôts

Le 31 décembre 2024, PETROCI Holding a consenti à la DGI une avance de 50 Mds FCFA par protocole d'accord de transaction, qualifiée par l'Administration fiscale d'« avance de l'impôt sur les bénéfices industriels et commerciaux et de la taxe d'exploitation pétrolière ». Le remboursement est prévu par prélèvements sur la part État des enlèvements de brut du champ Baleine au cours de l'année 2025. Une correspondance de la DGI datée du 18 juin 2026 sollicite l'état détaillé des compensations opérées depuis 2025 et le solde restant dû, ce qui suggère que le processus d'apurement n'était pas finalisé à cette date. Le cadre d'autorisation formel de cette opération (délibération du Conseil d'administration, base légale ou budgétaire) n'a pas été communiqué à l'AI.

- Dépenses quasi budgétaires

Le détail des montants reportés et des dépenses considérées comme quasi budgétaires est présenté en section 6.3.3 du présent rapport.

*(iv) Transferts **reçus de l'Etat***

- Commission de commercialisation

En vertu du Décret n° 2001-580 du 12 septembre 2001, PETROCI perçoit une commission pour la commercialisation à l'export des parts de production de l'État dans les CPP. Cette rémunération constitue la contrepartie du mandat de gestion confié à PETROCI par l'État et représente un transfert financier de l'État vers PETROCI.

Au titre de l'exercice 2024, PETROCI a déclaré une commission de 365 959 128 FCFA correspondant à 250 FCFA /baril exportées et recouvré.

➢ Subventions et garanties reçues

PETROCI Holding n'a reçu aucune subvention ni garantie de l'État au titre de l'exercice 2024. Cette absence est confirmée de manière concordante par trois sources :

- la déclaration ITIE de PETROCI Holding ;
- la déclaration de la DGTCP ;
- l'analyse des états financiers de PETROCI, qui ne fait apparaître aucun produit de subvention ni aucune subvention d'investissement au passif du bilan.

Cette situation traduit l'autonomie financière effective de PETROCI vis-à-vis de l'État, la société finançant l'intégralité de ses opérations et de ses investissements par ses flux opérationnels propres et par endettement externe, sans recours à un soutien budgétaire direct.

(v) Mandat de gestion pour le compte de l'Etat

➢ Cadre du mandat

En vertu de l'article 3 (nouveau) du Décret n° 2001-580 du 12 septembre 2001, PETROCI est mandatée par l'État pour la commercialisation des parts de production lui revenant dans les CPP en production, moyennant une commission. Ce mandat n'est pas régi par un accord particulier mais demeure encadré par le cadre légal général régissant les sociétés d'État décrit dans la section 2.6.1.1 du présent rapport.

Les parts de production de l'État comprennent :

- le Profit Oil — part de l'État dans la production des CPP ;
- le BIC perçu en nature — impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux prélevé en volumes de production.

Les revenus issus de la commercialisation, nets de la commission de PETROCI, sont reversés à la DGI et enregistrés dans les comptes budgétaires de l'État sous les rubriques 71144 (prélèvement pétrolier additionnel), 71145 (prélèvement sur production de gaz) et 71535 (droits perçus sur l'activité de production de pétrole et gaz).

➢ Exécution du mandat en 2024

Blocs sous gestion

En 2024, PETROCI a géré les parts de production de l'État dans les blocs CI-11, CI-26, CI-27, CI-40, CI-101 et CI-802. L'extension du périmètre aux blocs CI-101 et CI-802 reflète la mise en production du gisement Baleine. Le détail des parts gérées est présenté dans la sous-section 4.2.1.1 du présent rapport.

Opérations de SWAP

En 2024, PETROCI a procédé à des échanges (SWAP) des parts de l'État en pétrole brut contre du gaz, afin de prioriser l'approvisionnement local en gaz pour la production d'électricité. Ces opérations, basées sur la valeur des volumes échangés, sont neutres financièrement pour l'État et les contractants. Elles ne sont pas régies par un accord particulier et se conduisent dans le cadre des réunions périodiques de partage de production entre PETROCI et les contractants. Un exemple illustratif est présenté en annexe 14 ; le détail des opérations figure en section 4.3.3 du présent rapport.

Mécanisme comptable du mandat

La gestion du mandat se traduit dans les états financiers de PETROCI par des flux symétriques : les enlèvements sur les parts de l'État sont constatés au passif (créditeurs divers), les ventes pour le compte de l'État à l'actif (créances — débiteurs divers), les reversements à la DGI venant en diminution de ces deux postes au fur et à mesure des recouvrements.

Au 31/12/2024, les soldes se présentent comme suit :

Poste	31/12/2024 (Millions FCFA)	31/12/2023 (Millions FCFA)	Variation
Créances État — revenus pétroliers (actif)	361 289,0	293 134,0	+23 %
Créditeurs divers — parts État (passif)	308 494,6	258 957,4	+19 %
Solde net créancier	52 794,4	34 176,6	+54 %

Source : Etats financiers Petroci-Holding

La hausse des créances (+68 155 millions) traduit un allongement des délais de recouvrement sur le secteur de l'électricité, structurellement lié aux mécanismes de compensation avec la CIE et CI-Énergies.

La hausse des créditeurs reflète l'augmentation des volumes enlevés sur les blocs CI-101 et CI-802.

Reversements à la DGI

Le montant net reversé par PETROCI à la DGI s'élève à 166,9 milliards de FCFA en 2024. Le détail des versements est présenté dans la sous-section 4.2.1.2 du présent rapport.

(vi) Relation avec la CIE-Vente de gaz

- Cadre général

Dans le cadre de son mandat de commercialisation, PETROCI vend à la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) le gaz appartenant à l'État pour alimenter les centrales électriques. La CIE, opérateur privé assurant la fourniture d'électricité en Côte d'Ivoire sous convention de concession avec l'État, est le principal acheteur de ce gaz.

Cette relation triangulaire - État, PETROCI, CIE - se caractérise par l'existence de dettes croisées : l'État doit à la CIE le paiement de l'électricité consommée par ses structures publiques, tandis que la CIE doit à PETROCI le paiement du gaz acheté pour le compte de l'État. Le mécanisme mis en place permet d'apurer ces dettes croisées par compensation, sans nécessiter de flux de trésorerie directs entre toutes les parties.

Le cadre de règlement est défini par le décret 2012-1122 du 30 novembre 2012, complété par le Protocole du 9 octobre 2017 qui a fixé et planifié l'apurement des arriérés accumulés au 31 décembre 2016 (12,17 milliards de FCFA).

- Mécanisme de règlement

Le dénouement des opérations s'effectue selon le circuit suivant :

Étape 1 : Émission d'un ordre de virement par le Payeur Général du Trésor (PGT). La Direction de la Comptabilité Publique (via l'ACCT) émet un ordre de virement au profit de la CIE, en paiement de la fourniture d'électricité aux agences gouvernementales et structures publiques.

Étape 2 **: Émission** d'un chèque par la CIE. Sur réception du virement, la CIE émet un chèque à PETROCI Holding en règlement des achats de gaz représentant les parts de l'État. La dette de l'État envers la CIE

(électricité) et la dette de la CIE envers PETROCI (gaz) sont ainsi apurées simultanément, dans la limite du plafond de 50 milliards de FCFA fixé par le Décret n° 2012-1122.

Étape 3 : Reversement à la DGI. PETROCI Holding collecte les revenus de la vente de gaz pour le compte de l'État et reverse ces montants à la Direction Générale des Impôts (DGI).

Étape 4 **: Comptabilisation** des recettes budgétaires. Les montants reçus par la DGI sont enregistrés dans les comptes budgétaires de l'État sous les rubriques :

- 71144 : Prélèvement pétrolier additionnel ;
- 71145 : Prélèvement sur la production de gaz ;
- 71535 : Droits perçus sur l'activité de production de pétrole et de gaz.

Traitement du solde non compensé - Transfert à CI-Énergies

Lorsque les ventes de gaz excèdent le plafond de 50 milliards de FCFA, le solde non compensé fait l'objet d'un traitement spécifique :

Transfert excédentaire à CI-Énergies. L'excédent est transféré à CI-Énergies pour financer les investissements dans le secteur électrique. Ce transfert s'effectue par le biais de traites émises par la CIE, qui sont ensuite escomptées par CI-Énergies auprès des banques.

Qualification en dépenses quasi budgétaires. Ces montants sont considérés comme des dépenses quasi budgétaires : ils sont destinés à subventionner les investissements publics dans le secteur électrique, mais le flux de trésorerie correspondant n'apparaît pas directement dans les comptes de l'État. Contrairement aux opérations de compensation des factures entre la CIE et l'État, ce transfert à CI-Énergies n'est pas reflété dans les tableaux financiers de l'État.

Reliquat et report. Le reliquat restant des ventes, après déduction des compensations et transferts à CI-Énergies, est reporté sur l'exercice suivant, permettant une gestion continue de ces soldes non compensés.

Figure 5 ***: Processus de dénouement de l'opération de compensation***

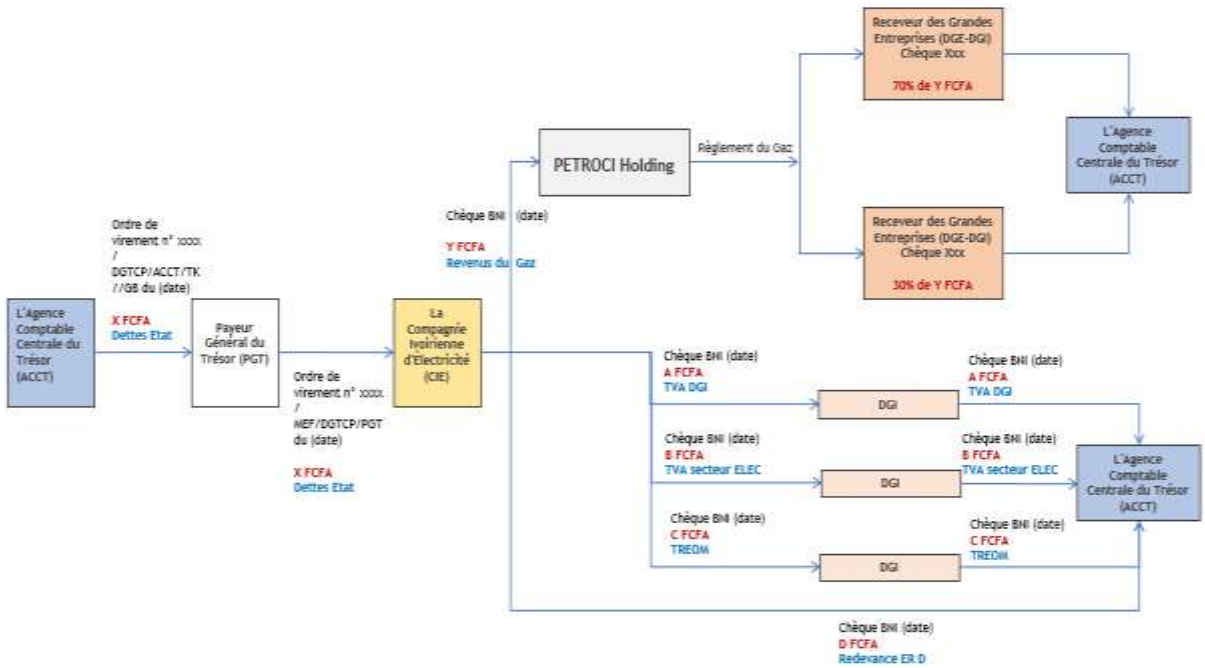
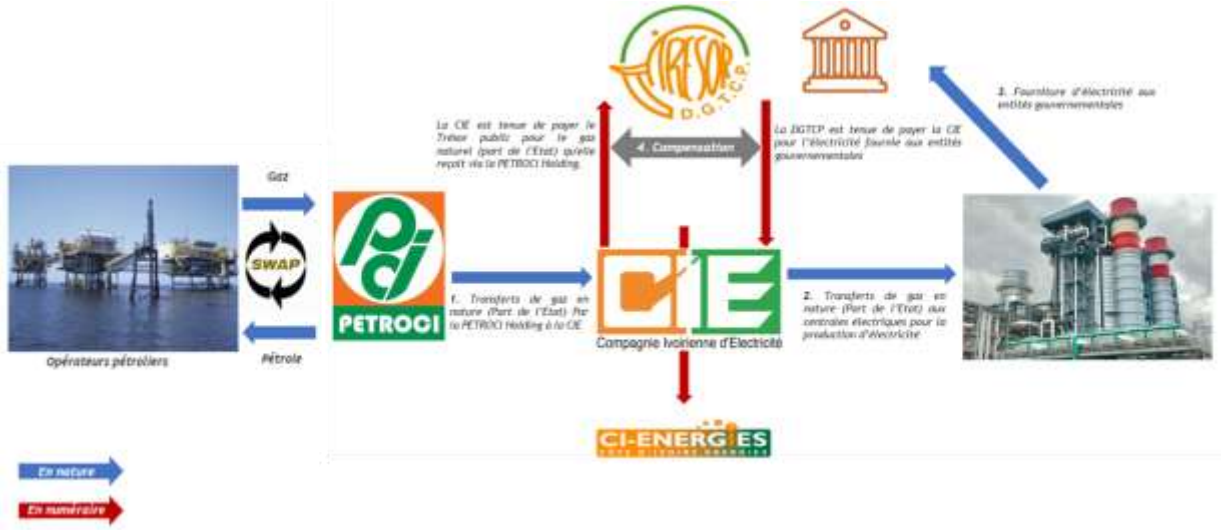


Figure 6 : **Processus de paiement des factures de Gaz revenant à l'Etat**



➢ Données de compensation 2024

En 2024, les ventes de gaz de l'État à la CIE ont atteint 141,8 milliards de FCFA (42 766 303 MMBTU), soit près du triple du plafond de compensation de 50 milliards de FCFA fixé par le Décret n° 2012-1122.

Libellé	Milliards FCFA
Solde cumulé début de période	51,6
Total part État gaz vendue à la CIE	141,8
Part compensable plafonnée — Décret 2012-1122	50,0
Part investissement secteur électricité — CI-Énergies (1)	91,8
Part effectivement compensée (2)	79,0
Solde de la période (3) = 50,0 - 79,0	-29,0
Cumul solde part État gaz au 31/12/2024	22,6

Source : Déclaration ITIE – CI-Energie

(1) Dépense quasi budgétaire : 141,8 - 50,0 = 91,8 milliards, non retracée dans les comptes de l'État. (2) La compensation effective (79,0 milliards) dépasse le plafond réglementaire de 50,0 milliards. La dépense fiscale effective : 141.8 - 79 = 62,8 milliards. L'excédent de 29,0 milliards correspond à l'apurement partiel du solde cumulé antérieur (51,6 milliards), sans contrepartie de vente enregistrée dans les comptes de l'État. (3) Le solde est calculé sur la base du plafond réglementaire (50,0 milliards) et non de la compensation effective.

Le détail complet est présenté dans la section 4.3.4 du rapport.

(vii) Relation avec la CI- Energie -Vente de gaz

Côte d'Ivoire Energies (CI-Energies), créée par le Décret n° 2011-472 du 21 décembre 2011 et restructurée en novembre 2017, a pour mission la gestion et la planification du secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire, notamment le développement des infrastructures électriques et l'équilibre financier du secteur.

CI-Énergies n'intervient pas directement dans les transactions de vente de gaz entre PETROCI et la CIE. Son rôle se limite à recevoir, en vertu de l'article 2 du Décret n° 2012-1122, la fraction des ventes de gaz de l'État excédant le plafond de 50 milliards de FCFA, afin de financer les investissements dans le secteur électrique. Ce transfert s'effectue par le biais de traites émises par la CIE et escomptées par CI-Énergies auprès des banques.

En 2024, les ventes de gaz ayant largement dépassé ce seuil, le transfert à effectuer au profit de CI-Énergies s'élève à 91,8 milliards de FCFA (141,8 - 50,0), destinés au financement des infrastructures du réseau électrique ivoirien. Ces montants constituent des dépenses quasi budgétaires non retracées dans les comptes de l'État, comme détaillé dans la section précédente.

(viii) Relation avec la SIR /ETAT

La Société Ivoirienne de Raffinage (SIR), fondée en 1962, assure le raffinage du pétrole brut en Côte d'Ivoire. PETROCI Holding est son principal fournisseur en gaz et pétrole brut, le gaz servant à la production d'hydrogène pour le raffinage et le pétrole brut étant raffiné pour la distribution nationale.

Les parts de production de l'État vendues à la SIR par PETROCI au prix du marché peuvent être payées soit directement par la SIR à la DGI, soit via PETROCI qui reverse les montants à la DGI, ces sommes étant inscrites comme revenus budgétaires de l'État.

➢ Protocole d'accord de 2019 - Plan d'apurement

En juin 2019, un protocole tripartite entre l'État, PETROCI et la SIR a apuré les dettes et créances réciproques au 31 décembre 2018. Ce protocole prévoyait :

- la rétrocession à PETROCI de la créance que l'État détenait sur la SIR (29,6 milliards de FCFA) ;
- l'annulation de la créance de l'État sur la SIR ;
- l'apurement des dettes croisées entre PETROCI et la SIR (30 milliards) et entre PETROCI et l'État (18 milliards).

À l'issue de cet apurement, PETROCI restait débitrice comme suit :

Créancier	Dette résiduelle (Millions FCFA)	Modalités
État	26 908,7	Versement initial de 1,7 Md en 2019, puis annuités de 2,8 Mds à partir de 2020 - sans intérêts - sur 9 ans
SIR	48 340,2	Remboursement sur 12 ans à partir de juin 2020 par compensation avec factures d'infrastructures (appontements et lignes) – sans intérêts
Total	75 248,9	

➢ Situation au 31/12/2024

Dette envers l'État : Conformément à l'échéancier, PETROCI a effectué un remboursement de 2,8 milliards de FCFA en 2024. Ces flux constituent des transferts financiers vers l'Etat. Le solde résiduel au 31/12/2024 n'a pas pu être confirmé dans les états financiers disponibles.

Dette envers la SIR. Le remboursement s'effectue par compensation avec les factures d'utilisation des infrastructures de PETROCI. Le solde, qui s'élevait à 43,9 milliards de FCFA en 2021, n'a pas été communiqué pour 2024.

Créances commerciales sur la SIR. PETROCI détient des créances sur la SIR au titre de ses ventes de gaz et de pétrole brut. La créance HVO (Livraison SIR à CIE) s'élève à 1,6 milliard de FCFA et demeure non mouvementée depuis plusieurs exercices.

(ix) Relation financière avec les entreprises extractives

➢ Vue d'ensemble

Transactions	2024 (USD)	2024 (Millions FCFA)
Transferts octroyés		
Subventions	—	—
Prêts et avances	—	—
Garanties	—	—
Transferts reçus		
Dividendes		11 505,5
Profit Oil et Cost Oil	276 919 109	~167 937,4
Vente de données sismiques	5 427 871	~3 292,5
DMO	13 960 669	~8 445,3

➢ Dividendes reçus

Société	Secteur	Montant (Millions FCFA)	Statut au 31/12/2024
ENERCI	Amont pétrolier	5 563,8	Non encaissé
SIR	Aval pétrolier	3 887,9	Non encaissé
MASSIRAH OIL	International	1 800,2	Non encaissé
VIVO ENERGY CI	Aval pétrolier	64,4	Encaissé
Total		11 505,5	

Source : Etats financiers Petroci-Holding

À l'exception de VIVO ENERGY CI, l'intégralité des dividendes 2024 reste à encaisser au 31/12/2024.

Deux situations complémentaires ressortent de l'analyse des états financiers :

- Régularisation ENERCI portée en report à nouveau. Un montant de 29 984,6 millions de FCFA de dividendes ENERCI relatifs aux exercices 2015–2018 a été directement porté en report à nouveau, sans transiter par le compte de résultat, traduisant un cumul d'arriérés de distribution sur plusieurs années.
- Créance sur ENERCI. Un solde débiteur de 8 101 millions de FCFA apparaît dans les autres créances au 31/12/2024, contre zéro en 2023, sans explication dans les notes aux états financiers.

L'encours total des créances de PETROCI sur ENERCI - dividendes non versés, régularisation et autres créances - atteint 43 649,4 millions de FCFA au 31/12/2024.

➢ Profit Oil et Cost Oil

Dans le cadre de ses participations directes dans les CPP, PETROCI perçoit sa propre part de production (Profit Oil et Cost Oil), distincte de la part de l'État commercialisée en tant que mandataire. Au titre de 2024, les revenus encaissés par PETROCI s'établissent comme suit :

Bloc	Opérateur	Nature	Montant (USD)
CI-40	CNR	Pétrole brut	33 593 072
CI-26	CNR	Pétrole brut	16 630 928
CI-27	FOXTROT	Pétrole brut	15 172 712
CI-27	FOXTROT	Gaz CIE	92 199 235
CI-27	FOXTROT	Gaz SIR	5 442 037

Bloc	Opérateur	Nature	Montant (USD)
CI-27	FOXTROT	Quote-part ENERCI	8 237 236
Baleine (CI-101/CI-802)	ENI	Pétrole brut	105 643 890
CI 11	Petroci -CI 11		-
Total			276 919 109

Source : Déclaration ITIE Petroci -Holding

Le détail des volumes et valeurs 2024 est présenté dans la sous-section 4.2.1.3 du présent rapport.

➢ Domestic Market Obligation (DMO)

Les contrats pétroliers en Côte d'Ivoire permettent à PETROCI de racheter jusqu'à 10 % de la part de production des contractants pour alimenter le marché intérieur. Le prix de cession est fixé à 75 % du Prix du Marché. Cette remise de 25 % est intégralement classée comme un coût pétrolier recouvrable (*Cost Oil*) pour les contractants, ce qui permet à PETROCI de réaliser une plus-value lors de la revente aux tarifs du marché

En 2024, les données déclarées font apparaître deux opérations de DMO liées aux liftings de décembre 2023, réglées en janvier 2024 via BAOBAB Commodities :

- sur le bloc CI-40, pour un montant de 9 144 623 USD, correspondant à 41 940 BBL, avec application de la remise contractuelle de 25 % ;
- sur le bloc CI-26, pour un montant de 4 816 046 USD, correspondant à 25 792 BBL, également avec application de la remise contractuelle de 25 %.

Ces montants correspondent aux parts réellement perçues par PETROCI après application de la remise de 25 % sur les partenaires. Aucune autre transaction DMO n'a été déclarée sur les autres blocs au titre de l'exercice 2024.

➢ Ventes de données sismiques

Acheteurs	Montant (USD)	Montant (Millions FCFA)
PGS, CGG Services, Murphy Oil, Petrobras, Shell Western	5 427 871	~3 283

Source : Déclaration ITIE Petroci -Holding

➢ Prêts, avances et garanties

Aucun prêt, avance ou garantie n'a été déclaré par PETROCI en 2024. L'analyse des états financiers révèle toutefois des créances anciennes sur des contreparties liées aux activités pétrolières, non mouvementées et entièrement provisionnées :

Rubrique	31/12/2024 (Millions FCFA)	31/12/2023 (Millions FCFA)	Variation
ENERCI	8 101,0	0	—
TULLOW	1 407,0	1 407,0	0 %
CIPEM (Contractant CI-11)	437,5	437,5	0 %
Sous-enlèvement (1)	79 292,0	79 292,0	0 %
Total	89 237,5	81 136,5	

Source : Etats financiers Petroci-Holding (1) Créances provenant du système d'affectation des cargaisons, dont l'historique remonte à plusieurs années.

La créance de sous-enlèvement (79 292 millions de FCFA) est la plus significative : stable depuis plusieurs exercices, elle traduit des décalages cumulés dans l'affectation des cargaisons entre PETROCI et les contractants des CPP. La créance sur ENERCI (8 101 millions de FCFA), apparue en 2024 sans explication dans les notes aux états financiers.

(x) Relation avec les tiers - Opérations de commercialisation

- Cadre général

PETROCI commercialise le pétrole brut et le gaz issus des CPP selon deux modalités distinctes :

Ventes directes par PETROCI. PETROCI assure elle-même la commercialisation de sa quote-part et des parts de l'État sur certains blocs, notamment le champ Baleine (CI-101/CI-802), en traitant directement avec des négociants internationaux (AUGUSTA Energy, ADDAX Energy, VITOL). Les contrats sont conclus à terme, avec un prix indexé sur la moyenne des cotations du Dated Brent sur une période définie autour de la date du connaissement.

Ventes effectuées par les opérateurs. Sur les blocs CI-26, CI-40 et CI-27, la commercialisation est assurée par les opérateurs, respectivement CNR et FOXTROT, qui vendent les volumes de PETROCI conjointement aux leurs et reversent le produit à PETROCI par cash calls mensuels ou virements bancaires, au prix Forcados ou Dated Brent selon les contrats en vigueur.

- Ventes de pétrole brut à l'export

Les ventes à l'export portent sur du pétrole brut livré en FOB depuis les terminaux offshore (Baleine, Baobab, Espoir), à destination principalement des Pays-Bas, de la Grèce et de l'Italie. La qualité des bruts varie de 22,5° à 38,5° API selon les blocs.

Au 31/12/2024, environ 45,4 millions USD de créances restent non recouvrées, principalement sur les cargaisons de novembre et décembre 2024 (CI-40, CI-26 DMO, et Baleine).

Le détail des ventes est présenté en annexe 15 et en section 4.2.1.

- Synthèse des ventes de gaz 2024

Les ventes de gaz sont réalisées exclusivement sur le marché local auprès de la CIE, de la SIR et de LION GPL à prix contractuel. Les ventes de gaz de l'État sont réglées par compensation avec les factures d'électricité des structures publiques, dans les conditions décrites dans la section relative à la relation avec la CIE.

Les recouvrements sur la quote-part propre de PETROCI sont très partiels à fin 2024 : seulement 3,75 millions USD encaissés sur 114,9 millions USD facturés, reflétant des délais de règlement structurellement longs sur le marché local du gaz.

(xi) Dépenses opérationnelles, sous-traitance et gouvernance

- Cadre des dépenses opérationnelles et d'investissement

Les dépenses de fonctionnement et d'investissement de PETROCI découlent d'un processus budgétaire validé par le Conseil d'Administration puis approuvé par le ministère de tutelle financière. L'exécution du crédit budgétaire est contrôlée par le département budget de PETROCI avant toute livraison de biens, services ou travaux. Les marchés sont soumis au Code des marchés publics (Loi N° 2020-626, Article 51 applicable aux sociétés d'État) et aux procédures internes de PETROCI.

Les prêts et garanties sont encadrés par l'Arrêté N° 0037/MPBE/DGPE du 25 février 2022, qui fixe les conditions d'octroi et les seuils applicables aux sociétés d'État.

➢ Sous-traitance et attribution des marchés

PETROCI soumet l'attribution de ses marchés aux procédures du Code des marchés publics, avec notification aux attributaires par lettre d'adjudication et information des soumissionnaires non retenus. Toutefois, aucune politique formalisée de sous-traitance n'a été communiquée, et les informations relatives aux marchés attribués ne sont pas rendues publiques au-delà des notifications aux parties directement concernées.

Domaine	Situation
Politique de sous-traitance	Non formalisée
Diligence raisonnable fournisseurs	Aucun processus
Vérification chaîne d'approvisionnement	Non engagée
Publication des marchés	Limitée aux parties concernées
Politique anticorruption	Adoptée et publiée (www.petroci.ci)
Transition énergétique	Aucune stratégie
Gestion des risques climatiques	Aucune stratégie

Source : Déclaration Petroci-Holding

b) PETROCI - CI 11

(i) ***Présentation de l'entité***

PETROCI CI-11 est une succursale de PETROCI CI-11 Limited, société basée aux Îles Caïmans et entièrement détenue par PETROCI Holding. En tant que succursale, elle ne dispose pas d'autonomie financière et suit les politiques de financement de sa société mère. Elle est soumise à la loi ivoirienne N° 97-519.

Depuis août 2003, PETROCI CI-11 exploite les gisements Lion et Panthère situés dans le bloc offshore CI-11, en production depuis 1995. La structure du partenariat est la suivante :

Partenaire	Participation
PETROCI CI-11 (opérateur)	47,96 %
PETROCI Holding	20,14 %
CIPEM SA	26,90 %
HYDRODRILL SA	5,00 %

(ii) ***Relation financière avec l'Etat***

La relation financière entre PETROCI CI-11 et l'État s'articule autour de deux axes principaux : les transferts fiscaux en numéraire et les transferts de parts de production en nature. PETROCI CI-11 n'a reçu aucun soutien financier de l'État en 2024.

Nature du flux	2024 (M FCFA)
Transferts vers l'État	
Impôts et taxes	573 ,6
Parts Etat- Gaz	2 159,3
Parts Etat – Pétrole	-
Dividendes	-
Dépenses quasi-budgétaires	>58 000,0
Transferts depuis l'État	
Subventions d'exploitation	—

Nature du flux	2024 (M FCFA)
Subventions d'investissement	—
Emprunts contractés auprès de l'État	—
Garanties reçues	—

➢ Fiscalité

PETROCI CI-11 a acquitté 573,6 millions de FCFA d'impôts et taxes au titre de 2024 :

Description	Régie	Montant (FCFA)
Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	DGI	428 621 343
Impôt sur le Patrimoine Foncier	DGI	50 000 000
Contribution à l'équipement	DGH	55 327 550
Contribution à la formation	DGH	20 416 000
BNC	DGI	3 187 955
Retenues à la source	DGI	9 791 558
Pénalités	DGI	6 148 431
Contribution des patentes	DGI	120 000
Taxe environnementale	CIAPOL	202 335
Total		573 612 837

Source : Déclaration ITIE Petroci-CI 11

Les paiements fiscaux sont dominés par les charges salariales (ITS : 74,8 % du total), traduisant la nature opérationnelle de la société. L'absence de BIC s'explique par le régime fiscal des CPP, qui prévoit le paiement du BIC en nature par prélèvement sur la production.

➢ Parts de production de l'État

En tant qu'opérateur du bloc CI-11, PETROCI CI-11 transfère à l'État, via PETROCI Holding dans le cadre de son mandat de commercialisation, sa part dans le Profit Oil selon les conditions de partage prévues dans le CPP. En 2024, les entitlements de l'État se présentent comme suit :

Nature	Avant SWAP	Après SWAP	Valeur (FCFA)
Profit Oil État — Pétrole (BBL)	89 842	51 185	2 391 648 842
Profit Oil État — Gaz (MMBTU)	133 719	882 931	2 159 318 021

Source : Déclarations ITIE Petroci-CI 11 et Petroci-Holding

Parts de gaz de l'État. Les opérations de SWAP — échange des parts État en pétrole brut contre du gaz — ont pour objet de prioriser l'approvisionnement local en gaz pour la production d'électricité. À l'issue du SWAP, la part gaz de l'État (882 931 MMBTU après SWAP) est commercialisée par PETROCI Holding dans le cadre de son mandat, notamment auprès de la CIE, selon le mécanisme de compensation décrit dans la section relative à la relation avec la CIE. Le détail des valeurs correspondantes est présenté dans la sous-section 4.2.1.2 du présent rapport.

Parts de pétrole brut de l'État. Pour la part pétrole (51 185 BBL après SWAP, valorisée à 2 391,6 millions de FCFA), PETROCI CI-11 procède à la vente pour le compte des contractants. Toutefois, ni PETROCI CI-11 ni PETROCI Holding n'ont reporté de versement de la contrepartie financière correspondante dans leurs déclarations ITIE 2024.

- Dépenses quasi-budgétaires

Les états financiers de PETROCI CI-11 font apparaître environ 76,6 milliards FCFA de créances principalement sur CI-Énergies, dont 54,4 milliards FCFA provisionnés à 100 % au titre de créances douteuses liées principalement aux ventes de gaz. À cela s'ajoutent 5,2 millions USD de recettes pétrolières non reversées, dont 3,9 millions USD revenant à l'État.

Ces flux traduisent des mécanismes de subventions explicites et implicites au profit du secteur électrique public, supportés indirectement par PETROCI CI-11, PETROCI Holding et, in fine, par l'État, sans retracement budgétaire explicite.

Le détail de l'analyse et de la qualification de ces flux au regard de l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE est présenté à la section 6.3.3.3.

- Subventions, prêts et garanties

PETROCI CI-11 n'a déclaré aucune subvention reçue de l'État en 2024, confirmé par l'analyse des états financiers. De même, aucun prêt, avance ou garantie n'a été déclaré par PETROCI CI-11 ni par la DGTCP.

(iii) Relation financière avec PETROCI Holding

PETROCI Holding est à la fois actionnaire ultime de PETROCI CI-11 (via PETROCI International SA) et partenaire direct à hauteur de 20,14 % dans le bloc CI-11. Cette double relation — capitalistique et opérationnelle — génère des flux financiers distincts.

- Relation capitalistique - Dividendes et bénéfices

En tant qu'actionnaire ultime, PETROCI Holding a vocation à percevoir les bénéfices générés par PETROCI CI-11. Or, PETROCI CI-11 n'a versé aucun dividende en 2024, malgré un résultat net de 2 431,2 millions de FCFA et une trésorerie disponible de 2 684,6 millions de FCFA.

Les états financiers de PETROCI CI-11 font apparaître des capitaux propres nuls (0 FCFA), ce qui signifie que les bénéfices accumulés sont traités comptablement comme des dettes envers la maison mère PETROCI International SA, sans qu'aucune distribution formelle ne soit documentée. Cette structure ne permet pas de tracer le cheminement des bénéfices entre PETROCI CI-11, PETROCI International SA et PETROCI Holding.

- Relation opérationnelle - Parts de production

En tant que partenaire à 20,14 % dans le bloc CI-11, PETROCI Holding perçoit sa propre part de production (Profit Oil et Cost Oil). Les entitlements de PETROCI Holding au titre de 2024 s'établissent comme suit :

Nature	Volume	Valeur en millions USD
Profit Oil + Cost Oil — Pétrole (BBL)	16 554	1 278 793
Profit Oil + Cost Oil — Gaz (MMBTU)	809 368	3 237 471

Source : Déclaration ITIE Petroci-CI 11

Parts de gaz. La commercialisation de la quote-part gaz de PETROCI Holding (809 368 MMBTU) a été assurée directement par PETROCI Holding pour son propre compte. Les revenus correspondants sont détaillés dans la section 4.2.1 du présent rapport.

Parts de pétrole. La commercialisation des 16 554 barils revenant à PETROCI Holding a été assurée par PETROCI CI-11 en tant qu'opérateur. Toutefois, aucun reversement de la contrepartie financière de cette commercialisation — soit 1 278 793 USD (774,4 millions de FCFA) — n'a été déclaré par PETROCI CI-

11 à PETROCI Holding dans le cadre du présent rapport. Ce flux ne figure ni dans les déclarations ITIE de PETROCI CI-11, ni dans celles de PETROCI Holding.

➢ Créances réciproques

Les états financiers de PETROCI CI-11 fait apparaître une créance significative sur le groupe sous la rubrique « Apporteurs, associés et groupe » :

Rubrique	31/12/2024 (FCFA)	31/12/2023 (FCFA)	Variation
Apporteurs, associés et groupe	44 347 954 510	36 667 113 068	+20,95 %
Dont créances à moins d'un an	7 680 841 442	—	—
Dont créances à plus d'un an	36 667 113 068	—	—
Total autres créances (brut)	44 958 362 606	37 667 999 738	+19,29 %

Source : Etats financiers Petroci-CI 11

La créance sur le groupe de 44 348 millions de FCFA représente 98,6 % du total des autres créances. Sa nature — avances consenties, appels de fonds liés au CPP, ou autres — n'est pas précisée dans les notes aux états financiers. La part à plus d'un an (36 667 millions), stable depuis 2023, témoigne du caractère structurel de cette créance.

Par ailleurs, le bilan fait apparaître des dettes circulantes HAO de 50 138 millions de FCFA au 31/12/2024 (contre 45 081 millions en 2023), dont la nature n'est pas explicitée dans les notes disponibles.

(iv) Bénéfices non distribués et politique de réinvestissement

La stratégie financière de la succursale PETROCI CI-11 s'inscrit dans un contexte de gisement mature (Lion/Panthère) dont le profil de production déclinant nécessite des investissements de maintenance réguliers pour stabiliser l'outil industriel.

➢ Bénéfices non distribués

En raison de son statut juridique de succursale d'une société étrangère, PETROCI CI-11 présente une structure de bilan sans capital social formel.

Composante	Montant (Millions FCFA)
Capitaux propres formels	0
Résultat net de l'exercice 2024	2 431,2
Résultat net de l'exercice 2023	1 448,5

Source : Etats financiers Petroci-CI 11

Conformément à la pratique observée sur les cinq derniers exercices (2020-2024), aucun dividende n'a été distribué en 2024. Le bénéfice net est intégralement maintenu au bilan.

La société justifie l'absence de remontée de résultats par le profil naturellement déclinant du bloc CI-11, qui génère des besoins d'investissement récurrents (projets riser, workover, slickline) ainsi que par la nécessité de constituer progressivement la provision pour démantèlement. Une politique prudente de réinvestissement total des flux de trésorerie a été adoptée en conséquence.

➢ Analyse de la situation de trésorerie

L'analyse croisée des états financiers révèle un cercle vicieux de liquidité qui structure l'ensemble de la situation financière de PETROCI CI-11, résultant notamment de l'immobilisation massive des ressources à l'actif qui limite la capacité de la succursale à honorer ses obligations au passif y compris la distribution des dividendes.

	Poste comptable	Réf. EF	Montant (Mds FCFA)	Impact sur la liquidité
1	Créances clients nettes	Note 7	22,14	Résiduel de 76,5 Mds de créances brutes, après provisionnement de 54,4 Mds d'impayés, principalement sur le secteur énergétique national (CI-Énergies)
2	Créances sur le groupe	Note 8	44,34	Fonds immobilisés auprès des associés et de la maison-mère, dont 82 % (36,6 Mds) gelés à plus d'un an
3	Créditeurs divers - quote-part État	Note 19	45,17	Sommes dues à l'État sur dividendes & ventes de parts Etat non reversées - en hausse de 25,3 % sur un an - conséquence directe du manque de liquidité
4	Flux opérationnels nets	TFT	+1,00	Trésorerie nette générée par l'activité, largement inférieure au bénéfice net en raison du poids du BFR
5	Nouveaux emprunts contractés	TFT	+6,41	Financement externe mobilisé pour couvrir les besoins d'investissement et d'exploitation en l'absence de liquidité immédiate

Sources : états financiers PETROCI CI-11 2024 — Note 7 (créances clients), Note 8 (créances groupe), Note 19 (créditeurs divers), Tableau des flux de trésorerie.

➢ Synthèse des risques identifiés

La situation financière de PETROCI CI-11 au 31 décembre 2024 présente des points de vigilance spécifiques pour les parties prenantes de l'ITIE :

- Interdépendance des impayés : Les difficultés de recouvrement auprès du secteur électrique public (54,4 Mds FCFA de créances douteuses) semblent constituer le facteur principal limitant le reversement des dividendes à l'Etat.
- Paradoxe de l'endettement : Malgré l'affichage de près de 121 milliards FCFA de créances brutes à l'actif, la succursale est contrainte de recourir à l'endettement bancaire externe (15,6 Mds au total) pour maintenir ses opérations sur un champ en fin de vie.
- Nature des investissements : L'augmentation de la valeur brute des actifs (+22,4 Mds FCFA) en 2024 semble correspondre essentiellement à des travaux de réparation (projet riser) et à la capitalisation de provisions environnementales, plutôt qu'à une extension des capacités de production.
- Risque de sous-couverture de la réhabilitation environnementale : La gestion de la fin de vie du gisement présente un défi de sécurisation des fonds de remise en état des sites. En 2024, la provision pour démantèlement a été réévaluée à 23 milliards FCFA (+78,8 %) suite à une anticipation accrue des risques futurs . Toutefois, les fonds réellement séquestrés à l'actif (14,17 milliards FCFA) ne couvrent plus que 61,6 % de cette obligation, contre une couverture intégrale l'exercice précédent. Ce déficit de financement de 8,8 milliards FCFA, couplé à une faible génération de cash-flow opérationnel, pourrait limiter la capacité de l'entité à honorer l'intégralité de ses engagements environnementaux avant la cessation définitive de la production.

(v) Relation financière avec des tiers - Opérations de commercialisation

➢ Cadre général

PETROCI CI-11 vend l'intégralité de sa production exclusivement sur le marché local ivoirien auprès de trois acheteurs : la SIR, LION GPL (filiale à 100 % de PETROCI Holding) et CI-Énergies. Le gaz est vendu à prix contractuel fixe et le pétrole brut au prix de marché. Les contrats encadrant ces opérations sont résumés en annexe 16 du présent rapport.

➢ Synthèse des ventes 2024

Produit	Acheteur	Volume	Prix (USD)	Valeur (USD)	Valeur (FCFA)
Gaz	SIR	2 400 789 MMBTU	5,5 (contractuel)	13 306 542	8 251 593 000
Gaz	LION GPL	610 920 MMBTU	4,0 (contractuel)	2 359 680	1 427 104 347
Gaz	CI-Énergies	1 067 417 MMBTU	4,0 (contractuel)	4 265 667	2 607 646 918
Pétrole brut	SIR	172 123 BBL	72,9–84,5 (marché)	13 465 074	8 087 202 701
Total				34 196 961	20 774 494 895s

Source : Déclaration ITIE Petroci-CI 11

Absence de déclaration des montants recouvrés : PETROCI CI-11 n'a pas communiqué les montants effectivement recouvrés au titre de ses ventes, ne permettant pas à l'administrateur indépendant d'apprécier les délais de recouvrement et l'existence éventuelle de créances non recouvrées au 31/12/2024.

(vi) Dépenses opérationnelles, sous-traitance et gouvernance

➢ Cadre des dépenses opérationnelles et d'investissement

Les dépenses de PETROCI CI-11 sont encadrées par un processus budgétaire interne. En tant que succursale, PETROCI CI-11 suit les politiques de financement et de gouvernance de sa société mère PETROCI International SA. Aucune règle spécifique régissant l'octroi de prêts ou de garanties à des tiers n'est applicable à son niveau.

➢ Sous-traitance et attribution des marchés

La sous-traitance et l'attribution des marchés de PETROCI CI-11 sont encadrées par les exigences de contenu local conformément à la Loi n° 2022-408. Aucune procédure d'appel d'offres formalisée au-delà de ces exigences n'a été communiquée. Les informations relatives aux marchés attribués ne sont pas rendues publiques.

Domaine	Situation
Politique de sous-traitance	Limitée aux exigences de contenu local
Diligence raisonnable fournisseurs	Non applicable (N/A)
Vérification chaîne d'approvisionnement	Non applicable (N/A)
Publication des marchés	Non applicable (N/A)
Politique anticorruption	Adoptée — non publiée
Transition énergétique	Non applicable (N/A)
Gestion des risques climatiques	Non applicable (N/A)

Source : Déclaration ITIE Petroci-CI 11

2.6.2 Secteur minier

2.6.2.1 Cadre juridique

Conformément à l'article 7 du Code Minier ivoirien (Loi N° 2014-138 du 24 mars 2014), la participation de l'État dans les sociétés d'exploitation minière se divise en deux catégories :

Participation non contributive. Lors de l'octroi d'un permis d'exploitation, l'État bénéficie d'une participation gratuite de 10 % du capital de la société d'exploitation, sans apport financier initial ni participation aux coûts ultérieurs, même en cas d'augmentation de capital. Cette participation est garantie pour toute la durée de vie de la mine.

Participation contributive. En plus de la part non contributive, l'État peut négocier une participation additionnelle pouvant atteindre 15 % du capital, financée selon les conditions du marché. Cette limite de 15 % ne prend pas en compte les parts détenues par des entités publiques. Si l'État a investi dès la phase de recherche et d'identification du gisement, il peut détenir une participation contributive sans limitation de pourcentage.

2.6.2.2 Participations dans le secteur minier

(i) Participations de l'Etat dans les entreprises minières

Au 31 décembre 2024, l'État de Côte d'Ivoire détient des participations dans 20 sociétés minières, telles que déclarées par la DGPE. À l'exception de la SODEMI, dont l'État détient 100 % du capital à titre contributif, l'ensemble des participations sont des actions ordinaires non contributives à hauteur de 10 %, conformément à l'article 7 du Code Minier, sans aucun engagement de couverture des dépenses d'exploration, de développement ou d'exploitation.

Tableau 29 : **Participations de l'Etat dans le capital des société minières en 2024**[52]

Société	Activité	% au 31/12/2023	% au 31/12/2024	Type	Dividendes 2024 nets IRVM (FCFA)
SODEMI	Promotion minière	100%	100 %	Contributive	297 500 000
PMY (Perseus Mining Yaouré)	Or	10%	10 %	Non contributive	16 150 000 000
SMI (Mines d'Ity)	Or	10%	10 %	Non contributive	10 125 625 000
SMF (Mines de Floleu)	Or	10%	10 %	Non contributive	5 615 042 043
Roxgold Sango SA	Or	10%	10 %	Non contributive	6 232 266 909
TONGON SA	Or	10%	10 %	Non contributive	3 400 000 000
SMD (Mines de Daapleu)	Or	10%	10 %	Non contributive	635 137 092
BGM (Bonikro Gold Mine)	Or	10%	10 %	Non contributive	1 408 952 963
PMCI (Perseus Mining CI)	Or	10%	10 %	Non contributive	—
HGM (ex NHCI)	Or	10%	10 %	Non contributive	—
AGO (Agbaou Gold Operations)	Or	10%	10 %	Non contributive	—
SM Lafigué	Or	10%	10 %	Non contributive	—
PMFimbiasso	Or	10%	10 %	Non contributive	—
SMLobo	Or	10%	10 %	Non contributive	—

[52] Déclaration ITIE DGPE

Société	Activité	% au 31/12/2023	% au 31/12/2024	Type	Dividendes 2024 nets IRVM (FCFA)
CML	Manganèse	10%	10 %	Non contributive	—
SMSA (Shiloh Manganèse)	Manganèse	10%	10 %	Non contributive	—
BMSA (Bondoukou Manganèse)	Manganèse	10%	10 %	Non contributive	—
IMMSA	Manganèse	10%	10 %	Non contributive	—
CMB	Nickel	10%	10 %	Non contributive	—
RMM (ex LEB)	Bauxite	10%	10 %	Non contributive	—

En 2024, les dividendes perçus par l'État au titre de ses participations directes dans les sociétés minières s'élèvent à 43,9 milliards de FCFA, provenant de 7 sociétés sur 20. Les 13 sociétés restantes n'ont distribué aucun dividende.

Concentration sur le secteur aurifère. La quasi-totalité des dividendes provient de mines d'or - PMY, SMI, SMF, Roxgold Sango, TONGON, SMD et BGM - reflétant la prédominance de l'or dans le secteur minier ivoirien et la bonne tenue des prix de l'or en 2024. PMY (Perseus Mining Yaouré) et SMI (Mines d'Ity) constituent les deux principaux contributeurs, représentant ensemble 60 % du total des dividendes perçus.

Absence de revenus des sociétés de manganèse, nickel et bauxite. Aucune des sociétés minières opérant dans les secteurs du manganèse (CML, SMSA, BMSA, IMMSA), du nickel (CMB) et de la bauxite (RMM) n'a distribué de dividendes en 2024, traduisant soit des résultats déficitaires, soit des politiques de rétention liées aux besoins d'investissement ou d'apurement de dettes.

(ii) Participations de la SODEMI

La SODEMI, détenue à 100 % par l'État, intervient à la fois dans l'exploitation minière et dans les activités de sous-traitance, jouant un rôle structurant dans la chaîne de valeur minière ivoirienne.

- Participations dans les sociétés minières

Société	Activité	% 2023	% 2024	Nature	Priorité dividendes
CML	Manganèse	51 %	51 %	Actions ordinaires	1) Remboursement avances actionnaires
AGO	Or	5%	5 %	Actions ordinaires	—
SML (Lafigué)	Or	10 %	10 %	Actions ordinaires	—
SMI	Or	5 %	5 %	Actions ordinaires	—
SMD	Or	5 %	5 %	Actions ordinaires	—
CMB	Nickel	5 %	5 %	Actions ordinaires	1) Remboursement IC Nickel 2) Remboursement avances SODEMI 3) Dividendes

Source : Déclaration ITIE DGPE, Etats financiers SODEMI

- Participations dans les sociétés de sous-traitance

Société	Activité	% 2023	% 2024
EPC	Production d'explosifs civils	25 %	25 %
FOREMI	Forage minier	49 %	49 %

Source : Déclaration ITIE DGPE

- Dividendes perçus par la SODEMI en 2024

Société	% détenu	Dividende au titre de 2024(FCFA)
SMI	5 %	5 062 812 500
SMD	5 %	317 568 546
EPC	25 %	212 500 000
Total		5 592 881 046

Source : Déclaration ITIE DGPE (net de l'IRVM)

Les dividendes perçus par la SODEMI s'élèvent à 5,6 milliards de FCFA en 2024, provenant essentiellement de SMI (90 % du total). Trois observations méritent attention :

Absence de revenus de CML. Malgré une participation majoritaire de 51 %, la SODEMI ne perçoit aucun dividende de CML, dont la politique de distribution est conditionnée au remboursement préalable des avances d'actionnaires. Le montant et l'échéancier de ces avances ne sont pas communiqués.

Absence de revenus de FOREMI et AGO. FOREMI (49 %) et AGO (10 %) n'ont distribué aucun dividende en 2024, sans explication dans la déclaration de la SODEMI.

2.6.2.3 SODEMI — Entreprise d'État dans le secteur minier

(i) *Cadre juridique et institutionnel*

La SODEMI (Société pour le Développement Minier de la Côte d'Ivoire) est une société anonyme créée par la loi n° 62-82 du 22 mars 1962, régie par la loi n° 97-519 du 4 septembre 1997 et la circulaire n° 10/MPMB du 18 décembre 2014. Son activité minière est encadrée par la Loi N° 2014-138 du 24 mars 2014 portant Code Minier. Elle est placée sous la double tutelle du Ministère des Mines et du Ministère du Patrimoine de l'État.

Selon la classification retenue par la Direction Générale du Portefeuille de l'État (DGPE), la SODEMI est répertoriée comme entreprise publique à caractère non commercial. Cette qualification est cohérente avec le double mandat de la société — opérateur de recherche géologique pour le compte de l'État et investisseur public dans la chaîne de valeur minière — plutôt qu'une activité d'exploitation minière commerciale directe.

Indicateur	Détail
Forme juridique	SA - 100 % État ivoirien
Capital social	600 millions FCFA — entièrement libéré

Source : Déclaration ITIE SODEMI

(ii) *Mandat et rôle*

La SODEMI joue un double rôle pour le compte de l'État :

Opérateur de recherche géologique : Conformément à son décret de création, la SODEMI exécute des programmes de recherches géologiques et minérales commandités par l'État et participe à la valorisation des gisements. Ce mandat s'inscrit dans un contrat d'objectifs et de performance 2021–2025, dont la mise en œuvre est suivie semestriellement par un Comité de Suivi et d'Évaluation.

Investisseur public dans la chaîne de valeur minière. La SODEMI porte les intérêts publics dans six sociétés minières et deux sociétés de sous-traitance, percevant des dividendes et revenus de participations qu'elle reverse partiellement à l'État.

(i) Gouvernance

Domaine	Situation
Nomination des administrateurs	Par le Ministère du Patrimoine sur proposition des tutelles
Durée des mandats	3 ans renouvelables
Code de conduite	Non existant
Politique anticorruption	Non adoptée
Diligence raisonnable fournisseurs y compris l'identification des BE	Non existant
Stratégie transition énergétique	Non existant
Etats financiers	Oui, Publié sur Journal d'annonces légales et sur le site de la société
Audit des comptes	Annuel, Rapport d'audit non publié (dernier rapport publié se rapporte à 2020)

Source : Déclaration ITIE SODEMI

(iii) *Relation financière avec l'État*

- Vue d'ensemble des flux

Nature du flux	2024 (millions FCFA)
Transferts vers l'État	
Dividendes versés bruts	400
dont IRVM reversé à la DGI	60
dont dividende net perçu par l'État	340
Impôts et taxes	667,9
Prêts/Financements octroyés	–
Garanties octroyées	–
Dépenses sociales	136,6
Transferts depuis l'État	
Remboursement emprunts obligataires	3 450
Subventions	–
Prêts et garantie	–

- Dividendes

La SODEMI a versé 400 millions de FCFA de dividendes bruts en 2024, en progression par rapport à 2023 (150 millions), dont 60 millions d'IRVM reversés à la DGI et 340 millions nets perçus par l'État actionnaire, confirmé par le tableau des flux de trésorerie . Avec un résultat net de 5,6 milliards de FCFA, le taux de distribution s'établit à 7,2 %, traduisant une politique de rétention marquée des bénéfices.

- Créances sur l'État - Placements en emprunts obligataires

Rubrique	31/12/2024 (FCFA)	31/12/2023 (FCFA)	Variation
Créances sur l'État (emprunts obligataires	37 986 143 998	41 436 077 998	-8,33 %
Intérêts courus	1 148 581 167	1 292 022 563	-11,10 %
Total	39 134 725 165	42 728 100 561	-8,41 %

Source : Etats financiers SODEMI

Cette créance, constituée de souscriptions aux emprunts obligataires du Trésor Public (TPCI) à des taux allant de 5,80 % à 5,90 %, représente 53 % du total du bilan et constitue la principale source de revenus financiers de la SODEMI (10 377 millions de FCFA en 2024). La baisse de 3 450 millions entre 2023 et 2024 reflète les remboursements partiels effectués par l'État sur ces emprunts arrivant à échéance.

Ces placements génèrent des intérêts de 2 320 millions de FCFA en 2024, constituant la deuxième composante des revenus financiers après les dividendes des participations.

- Paiements fiscaux 2024

Nature	Montant (FCFA)
ITS	402 151 527
BIC	223 945 371
IRVM	72 365 171
TVA	54 152 319
Impôt foncier	21 690 320
BNC	5 574 245
FDFP	6 227 814
Redevances superficiaires	11 672 120
AIRSI	6 610 711
Total	804 389 598

Source : Déclaration ITIE SODEMI

- Subventions, prêts et garanties

SODEMI n'a déclaré aucune subvention reçue de l'État en 2024, confirmé par l'analyse des états financiers. De même, aucun prêt, avance ou garantie n'a été déclaré par SODEMI ni par la DGTCP.

- Dépenses quasi budgétaires

Se référer à la section 6.3.4 du présent rapport.

- Bénéfices non distribués et réinvestissement
- Indicateurs clés

Indicateur	2024 (FCFA)	2023 (FCFA)
Chiffre d'affaires	390 684 976	518 605 311
Résultat d'exploitation (EBIT)	-4 766 164 391	-4 599 092 078
Résultat financier	+10 352 513 310	+12 387 052 864
Résultat net	5 582 441 919	9 462 356 226
Capitaux propres	67 722 868 431	62 540 426 512
Trésorerie disponible	20 353 860 217	6 850 905 823
Dividendes versés	400 000 000	150 000 000
Taux de distribution	7,2 %	1,6 %

Source : Etats financiers SODEMI

La SODEMI présente un modèle économique hybride : son résultat d'exploitation est structurellement déficitaire (-4 766 millions), reflétant le coût des programmes de recherche géologique, tandis que son résultat financier (+10 353 millions) , composé à 75,8 % de dividendes des participations minières et à 22,4 % d'intérêts sur obligations TPCI, compense largement ce déficit opérationnel. Ce modèle semble cohérent avec le positionnement de la SODEMI en tant qu'entreprise publique non commerciale : sa mission de recherche géologique n'est pas conçue pour être rentable en elle-même, et ses

revenus financiers , issus de participations minières historiques et de placements en titres d'État, constituent le mécanisme normal de financement de cette mission. Le déficit opérationnel ne traduit donc pas une contre-performance, mais la nature même du mandat confié à la société.

En revanche, l'accumulation du report à nouveau (58,8 milliards, 87 % des capitaux propres) appelle une clarification distincte : indépendamment de la classification de la SODEMI, la question du rythme de redéploiement de ces réserves vers sa mission de recherche ou de nouvelles participations minières demeure pertinente.

❖ Structure des capitaux propres

Composante	2024 (Millions FCFA)	2023 (Millions FCFA)
Capital	600	600
Réserves indisponibles	120	120
Réserves libres	2 600	2 600
Report à nouveau	58 820	49 758
Résultat net	5 582	9 462
Total capitaux propres	67 723	62 540

Source : Etats financiers SODEMI

Le report à nouveau de 58,8 milliards, représentant 87 % des capitaux propres, traduit une accumulation systématique des bénéfices réinvestis dans les souscriptions aux emprunts d'État et les participations minières.

❖ Couverture des investissements par les flux de trésorerie

Niveau 1 - Flux opérationnels et d'investissement

Flux	2024 (Millions FCFA)	2023 (Millions FCFA)
Flux opérationnels	+12 866,2	+20 937,5
Flux d'investissement	+1 179,6	-3 153,5

Source : Etats financiers SODEMI

Les flux opérationnels sont solides (+12 866 millions). Les flux d'investissement, bien que positifs, reflètent un roulement du portefeuille obligataire : 7 165 millions de nouvelles souscriptions TPCI compensées par 10 615 millions de remboursements d'obligations arrivées à échéance, générant un excédent net de 3 450 millions. Les investissements physiques (2 567 millions) sont intégralement couverts par les flux opérationnels. La trésorerie nette triple sur l'exercice (6 851 à 20 354 millions), interrogeant sur la politique de réemploi de ces fonds.

Niveau 3 - Structure de l'endettement

La SODEMI présente un endettement quasi nul (241 millions de FCFA de dettes financières LT au 31/12/2024, contre 271 millions en 2023), sans nouveau recours à l'emprunt en 2024, confirmant son autonomie financière totale.

(iv) *Relation financière avec les sociétés extractives*

➢ Relation financière avec les sociétés extractives

La relation financière de la SODEMI avec les sociétés de son portefeuille s'articule autour de trois dimensions : les participations au capital, les flux de dividendes et les avances d'actionnaire.

❖ Portefeuille de participations au 31/12/2024 *(en millions de FCFA)*

Société	Activité	%	Résultat 2023	CP 2023	Revenu reçu en 2024
Sociétés minières					
SMI	Or	5 %	+79 418,3	234 159,1	9 713,2
SMD	Or	5 %	-276,2	5 874,5	3 556,0
AGO	Or	5 %	-22 078,3	37 612,5	—
CML	Manganèse	51 %	-5 923,0	659,7	—
CMB	Nickel	5 %	+286,9	729,7	1 675,5 (avances)
SML*	Or	10 %	+1 633,0	-1 598,5	—
Sociétés de sous-traitance					
EPC	Explosifs	25 %	+1 589,3	6 829,0	212,5
FOREMI	Forage	49 %	+283,8	-3 411,1	—

Source : Etats financiers et déclaration ITIE SODEMI ; (*) Société ayant démarré sa production en juin 2024

❖ Flux de dividendes - droits acquis et encaissements effectifs *(en millions de FCFA)*

Société	%	Dividendes ordonnancés 2023 — DGPE	Encaissements 2024 — SODEMI	Écart	Dividendes à payer 31/12/2024 — tous actionnaires	Quote-part SODEMI non encaissée
SMI	5 %	5 062,8	9 713,2	+4 650,4	60 736,7	3 036,8
SMD	5 %	317,6	3 556,0	+3 238,4	38 895,6	1 944,8
EPC	25 %	212,5	212,5	—	—	—
CMB	5 %	—	1 675,5 (avances)	—	—	—
Total		5 592,9	15 157,1	+7 888,8	99 632,3	4 981,6

Source : Déclaration ITIE DGPE & SODEMI, EF SMI & SMD

Les encaissements de la SODEMI sur SMI et SMD dépassent les dividendes ordonnancés au titre de 2023, confirmant l'intégration de rattrapages d'arriérés sur exercices antérieurs. Malgré ces encaissements, 4 981,6 millions de FCFA de dividendes restent dus à la SODEMI au 31/12/2024, non retracés dans les déclarations ITIE. L'asymétrie entre les déclarations DGPE (droits ordonnancés) et SODEMI (encaissements effectifs) ne permet pas une réconciliation directe des flux.

❖ Avances d'actionnaire et créances sur participations

Au-delà des flux de dividendes, la SODEMI entretient des relations financières avec ses participations sous forme d'avances d'actionnaire, dont le principal exemple est l'avance consentie à CMB :

Caractéristique	Détail
Montant initial	1 460 millions FCFA
Objet	Financement des travaux de recherche — permis de Touba-Biankouman (Nickel)
Période de remboursement	2017–2021 (différé de 2 ans)
Taux d'intérêt	LIBOR + 3 points
Encaissements 2024	1 675,5 millions FCFA
Solde résiduel	Non communiqué

Source : Rapport ITIE 2022 & Déclaration ITIE SODEMI

Les encaissements 2024 (1 675,5 millions) dépassent le montant initial de l'avance (1 460 millions), suggérant que ces remboursements incluent des intérêts capitalisés ou des arriérés accumulés depuis l'échéance contractuelle de 2021.

Les états financiers de la SODEMI fait par ailleurs apparaître une créance sur la ligne « Apporteurs, associés et groupe » en forte baisse :

Rubrique	31/12/2024 (FCFA)	31/12/2023 (FCFA)	Variation
Apporteurs, associés et groupe	867 000 000	8 129 973 486	-89,34 %

La baisse de 7 263 millions traduit l'encaissement massif en 2024 des dividendes et avances sur participations enregistrés en créances au 31/12/2023. Le solde résiduel de 867 millions pourrait correspondre au solde résiduel des avances CMB et/ou à des créances sur d'autres sociétés affiliées, mais aucune information complémentaire ne permet de le confirmer.

(v) *Dépenses opérationnelles, sous-traitance et gouvernance*

Les dépenses opérationnelles et d'investissement de la SODEMI sont régies par un manuel de procédures interne. L'attribution des marchés et la sous-traitance sont soumises au Code des marchés publics, les informations relatives aux marchés attribués étant rendues accessibles via le bilan de gouvernance de la société. Aucune règle ou politique spécifique ne régit l'octroi de prêts ou de garanties à des sociétés du portefeuille, à l'État ou à des tiers, malgré l'existence d'avances consenties à CMB pour des montants significatifs.

Domaine	Situation déclarée
Politique de prêts et garanties	Inexistante
Politique de sous-traitance	Limitée au Code des marchés publics
Diligence raisonnable fournisseurs	Non formalisée
Vérification chaîne d'approvisionnement	Non engagée
Publication des marchés	Limitée au bilan de gouvernance
Politique anticorruption	Non adoptée
Transition énergétique	Aucune stratégie
Gestion des risques climatiques	Aucune stratégie

Source : Rapport ITIE SODEMI

Les lacunes de la SODEMI en matière de gouvernance opérationnelle sont plus marquées que celles de PETROCI Holding, notamment l'absence totale de politique anticorruption et l'inexistence de règles encadrant l'octroi de prêts et garanties, malgré des avances significatives consenties à ses participations.

.

3. Exploration et Production

3.1. Activités d'exploration

3.1.1 Secteur des hydrocarbures

(i) Vue d'ensemble du bassin sédimentaire ivoirien

Le bassin sédimentaire ivoirien comprend 50 blocs pétroliers au 31 décembre 2024, répartis comme suit :

Statut	Nombre de blocs	Évolution vs 2023
En production	6	Stable
En exploration	22	+37,5 %
Libres	22	-12,0 %
Total	50	

Source : DGH, Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures de Côte d'Ivoire, Édition 2025

La forte progression des blocs en exploration (+37,5 %) traduit le regain d'attractivité du domaine pétrolier ivoirien, confirmé par la signature de 7 nouveaux CPP en 2024, dont 3 avec Elephant Oil (CI-520, CI-521, CI-522) et 4 avec ENI Côte d'Ivoire (CI-504, CI-526, CI-706, CI-708).

(ii) Blocs en production au 31/12/2024

Gisement	Bloc	Opérateur	Date CPP	Mise en production
Lion et Panthère	CI-11	PETROCI CI-11	Juin 1992	1995
Espoir	CI-26	CNR International	Déc. 1995	2002
Foxtrot, Mahi, Marlin, Manta	CI-27	FOXTROT International	Déc. 1994	1999–2016
Baobab	CI-40	CNR International	Avr. 1998	2005
Baleine (phases 1, 2 & 3)	CI-101/CI-802	ENI Côte d'Ivoire	Mars 2017 / Juil. 2021	Août 2023

Source : DGH, Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures de Côte d'Ivoire, Édition 2025

(iii) État des réserves au 31 décembre 2024

Réserves d'huile (MMBBLS)

Gisement	Bloc	Réserves initiales prouvées (1P)	Production cumulée fin 2024	Réserves restantes fin 2024	% restant
Baleine	CI-101/802 (phases 1, 2 & 3)	372	10,18	361,33	97,26 %
Baobab	CI-40	316	143,71	172,29	54,52 %
Espoir	CI-26	200	140,29	59,71	29,85 %
Foxtrot et al.	CI-27	11	10,03	1,44	12,55 %
Lion et Panthère	CI-11	37	35,81	1,19	3,24 %
Total		936	340,02	595,96	63,67 %

Source : DGH (données communiquées dans le cadre du présent rapport)

Réserves de gaz (BCF)

Gisement	Bloc	Réserves initiales prouvées (1P)	Production cumulée fin 2024	Réserves restantes fin 2024	% restant
Baleine	CI-101/802 (phases 1, 2 & 3)	661	14,77	646,46	97,77 %
Foxtrot et al.	CI-27	1 720	1 107,72	612,02	35,59 %
Espoir	CI-26	399	316,79	82,21	20,60 %
Baobab	CI-40	156	77,18	78,82	50,53 %
Lion et Panthère	CI-11	435	427,48	7,52	1,73 %
Total		3 371	1 943,94	1 427,03	42,33 %

Source : DGH (données communiquées dans le cadre du présent rapport)

Trois observations majeures ressortent de l'analyse des réserves :

Baleine, réservoir dominant. Avec 361,33 MMBBLS d'huile restante (97,26 % des réserves initiales) et 646,46 BCF de gaz (97,77 %), le gisement Baleine concentre l'essentiel du potentiel productif national pour les décennies à venir.

Fin de vie imminente de CI-11 et CI-27 huile. Le bloc CI-11 ne dispose plus que de 1,19 MMBBLS d'huile (3,24 % des réserves initiales) et 7,52 BCF de gaz (1,73 %), signalant une fin de production à court terme. Le bloc CI-27 conserve en revanche 612,02 BCF de réserves gazières (35,59 %), soit une quinzaine d'années de production aux rythmes actuels.

CI-40, potentiel de redéveloppement. Avec 172,29 MMBBLS restants (54,52 % des réserves initiales), le gisement Baobab conserve un potentiel significatif que la campagne sismique OBN réalisée fin 2024 vise à mieux valoriser.

(iv) Durée de vie restante des gisements au 31 décembre 2024

Huile

Gisement	Bloc	Réserves restantes (MMBBLS)	Production 2024 (MMBBLS)	Durée de vie estimée
Lion et Panthère	CI-11	1,19	0,17	~7 ans
Espoir	CI-26	59,71	1,63	~37 ans
Foxtrot et al.	CI-27	1,44	0,57	~3 ans
Baobab	CI-40	172,29	5,68	~30 ans
Baleine	CI-101/802	361,33	Phase 3 : ~54,75 MMBBLS/an	~7 ans à plein régime / ~16 ans aux rythmes phases 1&2

Gaz

Gisement	Bloc	Réserves restantes (BCF)	Production 2024 (BCF)	Durée de vie estimée
Lion et Panthère	CI-11	7,52	4,40	~2 ans
Espoir	CI-26	82,21	6,54	~13 ans
Foxtrot et al.	CI-27	612,02	71,01	~9 ans
Baobab	CI-40	78,82	2,16	~37 ans
Baleine	CI-101/802	646,46	Phase 3 : ~73 BCF/an	~9 ans à plein régime

Source : DGH / (réserves) ; DGH Annuaire 2025 (production 2024) ; ENI communiqué déc. 2024 (objectifs phase 3)

Trois constats ressortent : CI-11 et CI-27 sont en fin de vie à court terme (2 à 7 ans) ; CI-27, premier producteur national de gaz, ne dispose plus que de ~9 ans de réserves, faisant de la montée en puissance du gaz de Baleine un enjeu de sécurité énergétique critique ; Baleine, avec ~7 ans en huile à plein régime de phase 3, devra s'appuyer sur les réserves du complexe Calao pour assurer la relève.

(v) Activités d'exploration significatives [53]

Travaux géophysiques

Trois campagnes d'acquisition de données sismiques ont été réalisées en 2024 :

- CI-12 et CI-27 (FOXTROT/Fugro) : étude géotechnique (31 janv.–25 févr. 2024) pour valider les emplacements des futurs forages Tigre, Sphinx, Makaire et Mahi ;
- CI-523 et CI-525 (PETROCI Holding/Fugro) : étude géotechnique (28 nov. 2024–11 janv. 2025) en vue du positionnement du rig jack-up pour les futures opérations de forage — première intervention de PETROCI Holding en tant qu'opérateur direct ;
- CI-40 (CNR/Shearwater) : acquisition sismique OBN sur 190 km² (17 déc. 2024–12 janv. 2025) pour le redéveloppement du gisement Baobab.

Forages réalisés en 2024

Type	Bloc	Opérateur	Résultat
Exploration	CI-205	ENI Côte d'Ivoire	Murène-1X : Découverte du gisement Calao (démarré T4 2023, achevé T1 2024)
Exploration	CI-12	FOXTROT	2 puits (PUMA-1X et GUEPARD-1X) — résultats en cours d'évaluation
Développement	CI-802	ENI Côte d'Ivoire	4 puits de production BAL-OP1 à BAL-OP4 — Phase 2 Baleine (T1–T2 2024)
Injection	CI-802	ENI Côte d'Ivoire	BAL-WI09 (Phase 3, achevé T3 2024) + BAL-WI01, WI03, WI04 (Phase 2, T1–T2 2024) + BAL-WI02 (T2 2024, achèvement prévu 2025)

La découverte Calao (CI-205/ENI) constitue la nouvelle découverte la plus significative de 2024. Son évaluation est en cours, aucun volume de réserves n'ayant encore été communiqué officiellement. Un plan de développement devra être élaboré avant toute décision d'investissement.

Découverte Calao Sud (CI-501/ENI)[54]

Le potentiel du complexe Calao a été confirmé et étendu par le forage Murène South-1X sur le bloc adjacent CI-501 (résultats publiés par ENI le 16 février 2026), portant les estimations volumétriques du complexe Calao à 5,0 Tcf de gaz et 450 millions de barils de condensat (~1,4 milliard de barils équivalent pétrole), soit la deuxième plus grande découverte du pays après Baleine. Un DST complet est en cours sur CI-501. Aucun plan de développement n'a encore été soumis pour l'ensemble du complexe.

[53] *Source : DGH, Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures de Côte d'Ivoire, Édition 2025 (sauf indication contraire)*
[54] *Source : ENI, communiqué de presse, 16 février 2026*

(vi) Travaux majeurs sur les blocs en production en 2024

Bloc	Travaux majeurs réalisés en 2024
CI-11	Remplacement du riser C2-Panthère (janv.) ; campagne de raclage du gazoduc 14" (mai-juin et nov.-déc.) ; remplacement des vannes d'entrée gaz à Vridi 1 (nov.)
CI-26	Raclage bidirectionnel de la ligne d'huile (mars) ; arrêt annuel FPSO (29 avr.–5 mai) ; arrêts maintenance compresseurs A, C et D (juin-nov.)
CI-27	Réparation riser 12" PFA-Vridi Ouest (janv.) ; arrêts annuels plateformes A et B (juin et oct.) ; campagne slickline Marlin-B6ST1 (août-sept.)
CI-40	Arrêt annuel FPSO Baobab (21 mars–12 avr.) ; fermeture puits P16 pour venue de sable (août-sept.) ; maintenance compresseur D
CI-101/802	Lancement phase 2 (28 déc.) ; forage 4 puits de production + 4 puits d'injection ; transit des installations de phase 3 de Dubaï à Abidjan (août-oct.)

Source : DGH (données communiquées dans le cadre du présent rapport)

(vii) Perspectives et projections

Gisement Baleine - Trajectoire de développement

Phase	Statut	Production huile cible	Production gaz cible	Investissement
Phase 1	En production (août 2023)	15 000 barils/jour	25 MMcf/jour	—
Phase 2	Démarrée le 28 déc. 2024	60 000 barils/jour (vs 35 000 prévus)	70 MMcf/jour	~2 000 Mds FCFA
Phase 3	DFI officialisée le 25 mai 2026 par le consortium Eni–PETROCI Holding–Vitol ; mise en production attendue au plus tôt en 2029 (délai standard de 24-36 mois post-DFI)	150 000 barils/jour	200 MMcf/jour	MMcf/jour4 Mds USD (portant l'investissement cumulé du projet à 8,5 Mds USD depuis 2021)

Sources : ENI Côte d'Ivoire, communiqué de presse, décembre 2024 et du 25 mai 2026

Objectif national 2028[55]

La Côte d'Ivoire ambitionne de porter sa production nationale à 200 000 barils/jour de pétrole brut et 450 MMcf/jour de gaz naturel, consolidant sa position d'acteur majeur des hydrocarbures en Afrique de l'Ouest.

[55] Source : Gouvernement de Côte d'Ivoire, Communiqué du Conseil des ministres, janvier 2025

3.1.2 Secteur minier

(i) Vue d'ensemble

Au 31 décembre 2024, la Côte d'Ivoire compte 19 mines en production (13 mines d'or, 4 manganèse, 1 bauxite, 1 nickel), 3 mines en construction et 6 projets avancés.

La production nationale d'or a atteint 58 tonnes en 2024, contre 51 tonnes en 2023, soit une hausse de +14 %, portée par la première année pleine de Séguéla, la montée en puissance d'Abujar et l'entrée en production de Lafigué.



(ii) Mines d'or en production

Mine	Opérateur	Production 2024 – Or fin (koz)	Réserves P&P[56]	Durée de vie estimée	Source
Ity	Endeavour Mining (SMI)	343 (~10,7 t)	3,17 Moz (~98,6 t) (2025)	~8 ans (2032) + extension	Endeavour FY2025
Lafigué	Endeavour Mining (SML)	96 (~3,0 t) (9 mois)	1,93 Moz (~60,1 t) (2025)	~13 ans (2037)	Endeavour FY2025
Daapleu	Endeavour (filiale SMI)	Consolidé Ity	Consolidé Ity	Durée Ity	—
Floleu	Endeavour (filiale SMI)	Consolidé Ity	Consolidé Ity	Durée Ity	—
Yaouré	Perseus Mining (Filiale PMY)	251 (~7,8 t)	1,4 Moz+ CMA UG 507 koz (~59,3 t) (2025)	~12 ans+ (2037)	Perseus Yaouré
Sissingué	Perseus Mining(Filiale PMCI)	64 (~2,0 t)	~237 koz (~7,4 t) (2025)	~2–3 ans (+Bagoé)	Perseus Sissingue
Fimbiasso	Perseus Mining (Filiale PMB)	Consolidé Sissingué		~2 ans (résiduel)	
Séguéla	Fortuna Mining (Roxgold Sango)	138 (~4,3 t)	1,1 Moz (~34,2 t) (2024)	~9 ans (2034)	Fortuna 40F 2024
Tongon	Barrick → Atlantic Group (filiale SMT)	165 (~5,1 t)	~620 koz (~19,3 t) résiduelles (2024)	~2 ans (fermeture 2027)	Barrick AR2024
Bonikro	Allied Gold (Filiale BGM)	89 (~2,8 t)	444 koz (~13,8 t) (2024)	~5 ans (+Oumé)	Allied Gold FY2024
Agbaou	Allied Gold (Filiale AGO)	79 (~2,5 t)	458 koz (~14,2 t) (2024)	~4 ans (+Agbalé)	Allied Gold FY2024
Hiré	Allied Gold (Filiale HGM)	Consolidé Agbaou	Consolidé Agbaou	Durée Agbaou	—

[56] Les réserves P&P sont exprimées selon les normes de déclaration des opérateurs (NI 43-101 pour les sociétés canadiennes, JORC pour les australiennes). 1 tonne = 32 150,7 oz troy.

Mine	Opérateur	Production 2024 – Or fin (koz)	Réserves P&P[56]	Durée de vie estimée	Source
Abujar (La Lobo)	Zhaojin Capital (ex-Tietto) (Filiale SM .LOBO)	~170 (~5,3 t)	1,69 Moz (~52,6 t) (2023)	~8 ans (2032)	Tietto/Zhaojin 2024

Note : Daapleu, Floleu et Hiré sont des gisements satellites dont la production et les réserves sont consolidées avec leur mine mère respective. Fimbiasso est un satellite de Sissingué développé pour prolonger sa durée de vie.

Faits marquants 2024

Lafigué - Première production (juin 2024). Avec des réserves probables de 49,81 tonnes à 1,69 g/t (2,71 Moz) et une durée de vie de 13 ans, Lafigué devrait produire en moyenne 203 000 onces par an Mining Technology à plein régime à partir de 2025, renforçant la position dominante d'Endeavour Mining en Côte d'Ivoire.

Yaouré — Extension de durée de vie et développement souterrain[57]: Perseus Mining a étendu la durée de vie opérationnelle de Yaouré à au moins 2037 grâce à la décision finale d'investissement sur le projet CMA Underground approuvée en janvier 2025. Les réserves souterraines CMA s'élèvent à 507 koz. Le premier minerai a été extrait du portail Blika en janvier 2026, après 800 mètres de développement complétés sur quatre galeries. La production 2025 s'est établie à 262 koz (~8,2 t), en hausse de 4 % sur 2024. La perspective à cinq ans (FY2025–FY2030) est de 515 000–535 000 oz/an pour l'ensemble du groupe Perseus, dont Yaouré contribue à hauteur de 34 %.

(iii) Pipeline aurifère - Projets en développement et en exploration avancée

Projet	Opérateur	Réserves P&P / Ressources	Production cible	Mise en production	Durée de vie
Koné En construction	Montage Gold	4,01 Moz (~124,8 t) à 0,72 g/t Réserves P&P	+300 koz/an (~9,3 t/an) années 1–8	Q4-2026	16 ans
Doropo DFS complétée	Resolute Mining	2,497 Moz (~77,7 t) à 1,31 g/t Réserves P&P	~200 koz/an (~6,3 t/an)	2027	12 ans
Assafou DFS publiée	Endeavour Mining	4,4 Moz (~136,9 t) à 1,76 g/t Réserves P&P	320 koz/an (~9,96 t/an) années 1–8 257 koz/an LOM	Fin 2028 / 2029 Permis approuvés	16 ans
Bagoé (satellite Sissingué) En production	Perseus Mining	90 koz ind. (~2,8 t) Ressources M	Consolidé avec Sissingué	2026 (en cours)	~3 ans
Didievi PEA en cours	Montage Gold	989 koz inf. (~30,8 t) à 2,5 g/t MRE juin 2025	Non défini (PEA en cours)	≥ 2030	Non défini
Odienné Exploration	Awalé Resources 35% Newmont 65% + Fortuna 15% equity	Pas de MRE publiée (attendue Q2-2026)	Non défini PEA ciblée Q3-2026 PFS 2027	Non défini	Non défini

Sources : Montage Gold UFS 2024 ;· DFS Resolute Mining déc. 2025 ;·DFS Endeavour Mining 23 avr. 2026 ;· Perseus AR2025 ; · African Gold Ltd. / Montage Gold MRE juin 2025 ; ·Awalé Resources TSXV communiqués 2025-2026

[57] *Source : Perseus Mining FY2025 Annual Report / December 2025 Quarter Report, janv. 2026*

(iv) Activités d'exploration et de production — Autres substances minérales

Production 2024

La Côte d'Ivoire produit en 2024 trois autres substances minérales en dehors de l'or, dont le détail par opérateur est présenté dans la section 3.2 du présent rapport.

Substance	Production 2024 (tonnes)
Manganèse	825 907
Nickel	1 245 490
Bauxite	197 953

Minerais critiques en exploration

Plusieurs permis d'exploration ont été accordés récemment sur des substances alignées sur la demande mondiale liée à la transition énergétique. Les projets les plus avancés au 31 décembre 2024 sont présentés ci-après.

Projet	Substance	Opérateur	Superficie	Stade	Résultats clés 2024–2025	Source
Agboville + Rubino	Lithium	Atlantic Lithium / Khaleesi Resources (100%) — permis mai 2024	771 km²	Exploration préliminaire	Teneurs jusqu'à 1,25 % Li_2O ; anomalie Rubino 6 km × 2,5 km ; Agboville 5 km ; recherche partenaires	Atlantic Lithium, mai 2025
Issia	Tantalum-Niobium	Switch Metals (LSE : SWT) 100% — coté	1 015 km²	MRE-1 imminente	Cible HMC 10 000–15 000 t à 600–700 g/m³ ; Ta jusqu'à 41 % ; 7 km² alluviaux additionnels fév. 2026	Switch Metals, fév. 2026
Samapleu-Grata	Ni-Cu-Co-PGE	Sama Resources 70% / Ivanhoe Electric 30%	835 km²	Evaluation Economique Préliminaire (PEA) 2024	101,9 Mt inférées à 0,25 % Ni / 0,23 % Cu / 0,29 g/t Pd ; ~7 165 t Ni/an + ~10 043 t Cu/an en concentré ; forage infill 3 000 m en cours 2025	Sama Resources PEA 2024

3.2. Données de production

3.2.1 Secteur des hydrocarbures

3.1.2.1 Source et méthode

Les données de production pétrolière et gazière sont établies par la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) sur la base des déclarations mensuelles de production transmises par les opérateurs dans le cadre de leurs obligations contractuelles (CPP). Elles sont consolidées dans l'Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures en Côte d'Ivoire, Édition 2025. Les volumes sont exprimés en barils (BBL) pour le pétrole brut et en millions de pieds cubes (MMPCD) pour le gaz naturel. Les moyennes journalières sont calculées sur 365 jours (ou 366 pour les années bissextiles).

3.1.2.2 Production de pétrole brut

Tableau 30 : Production de pétrole brut par bloc, 2023–2024 (code HS : 2709.00)

Bloc	Gisements	Production 2023 (BBL)	Moyenne 2023 (b/j)	Production 2024 (BBL)	Moyenne 2024 (b/j)	Variation 2024/2023
CI-11	Lion & Panthère	142 553	391	172 665	472	+21,1 %
CI-26	Espoir	1 695 988	4 647	1 627 074	4 446	-4,1 %
CI-27	Foxtrot-Mahi-Manta-Marlin	598 573	1 640	573 994	1 568	-4,1 %
CI-40	Baobab	6 235 621	17 084	5 684 736	15 532	-8,8 %
CI-101 & CI-802	Baleine	2 079 461	16 504	8 096 517	22 122	+289,3 %
TOTAL		10 752 196	29 458	16 154 986	44 139	+50,2 %

Source : DGH, Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures, Édition 2025

La progression de +50,2 % est intégralement portée par Baleine (CI-101 & CI-802), qui représente 50,1 % de la production nationale 2024, contre 19,3 % en 2023. Les blocs matures CI-40, CI-26 et CI-27 enregistrent des déclins conformes à leur profil naturel.

3.1.2.3 Production de gaz naturel

Tableau 31 : Production de gaz naturel par bloc, 2023–2024 (code HS : 2711.21)

Bloc	Gisements	Production 2023 (MMSCF)	Moy. 2023 (MMSCFD)	Production 2024 (MMSCF)	Moy. 2024 (MMSCFD)	Var. %
CI-11	Lion & Panthère	2 973,07	6,50	4 404,83	12,04	+48,1 %
CI-26	Espoir	7 008,21	19,49	6 541,11	17,87	-6,7 %
CI-27	Foxtrot-Mahi-Manta-Marlin	80 928,28	221,55	71 006,51	194,01	-12,3 %
CI-40	Baobab	2 467,61	6,82	2 162,81	5,91	-12,4 %
CI-101 & CI-802	Baleine	2 952,96	23,44	11 816,17	32,28	+300,0 %
TOTAL		96 330,13	263,92	95 931,43	262,11	-0,4 %

Source : DGH, Annuaire des Statistiques des Hydrocarbures, Édition 2025

La production de gaz est quasi-stable (-0,4 %). La progression de Baleine (+300,0 %) compense le déclin de CI-27 (-12,3 %), qui demeure le premier producteur national avec 74,0 % du total. Ce repli résulte de

la baisse de la demande du secteur électrique due à l'indisponibilité de la centrale Azito IV. 91,5 % du gaz naturel vendu en 2024 est destiné au secteur électricité (83 442 MMBTU sur 91 198 MMBTU produits).

3.1.2.4 Valorisation de la production 2024 - Pétrole brut et gaz naturel

Les prix unitaires de référence sont dérivés des déclarations SWAP 2024 (mécanisme d'échange gaz/pétrole entre l'État et les contractants), qui constituent la seule source documentée de prix de transaction par bloc disponible dans le cadre de ce rapport. Pour les blocs sans SWAP actif (CI-27 ; gaz CI-26), le prix unitaire moyen national issu des autres blocs est appliqué à titre de proxy.

Tableau 32 : Prix unitaires de référence issus des déclarations SWAP 2024

Bloc	Prix moyen pétrole brut (USD/BBL)	Prix moyen gaz naturel (USD/MMBTU)	Statut
CI-11	77,52	4,00	Prix SWAP observé (moyenne pondérée)
CI-26	84,65	8,86	Prix SWAP observé (moyenne pondérée)
CI-27	77,94	2,60	Prix SWAP CI-40 pour le gaz
CI-40	79,67	2,60	Prix SWAP observé (moyenne pondérée)
Baleine (CI-101 & CI-802)	76,88	5,36	Prix SWAP observé (moyenne pondérée)

Source : Déclarations SWAP PETROCI, 2024

Tableau 33 : Valorisation totale de la production 2024 par bloc

Bloc	Prod. pétrole (BBL)	Prix (USD/BBL)	Valeur pétrole (M USD)	Prod. gaz (MMSCF)	Prix (USD/MMBTU)	Valeur gaz (M USD)	TOTAL (M USD)
CI-11	172 665	77,52	13,4	4 404,83	4,00	18,0	31,4
CI-26	1 627 074	84,65	137,7	6 541,11	8,86	59,1	196,8
CI-27	573 994	77,94	44,7	71 006,51	2,60	188,3	233,0
CI-40	5 684 736	79,67	452,9	2 162,81	2,60	5,7	458,6
Baleine (CI-101 & CI-802)	8 096 517	76,88	622,5	11 816,17	5,36	64,6	687,1
TOTAL	16 154 986		1 271,2	95 931,43		335,7	1 606,9

Prix SWAP appliqués aux volumes DGH; Note de conversion : 1 MMSCF = 1 020 MMBTU (standard Afrique de l'Ouest)

La valeur totale de la production nationale 2024 est estimée à 1 606,9 M USD (~975,4 Mds FCFA), dont 1 271,2 M USD (79,1 %) pour le pétrole brut et 335,7 M USD (20,9 %) pour le gaz naturel.

3.2.2 Secteur minier

3.2.2.1. Source et méthode

Les données de production minière sont établies par la Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG) sur la base des déclarations mensuelles de production transmises par les opérateurs titulaires de permis d'exploitation (PE). La DGMG n'a pas précisé la base de valorisation. Les données sont présentées par projet (PE).

3.2.2.2. Production et valorisation 2024 par substance et par projet

a) L'Or

Tableau 34 : Production et valorisation 2024 — Or brut Code HS : 7108.12

Groupe / Société	Mine	Permis	Production (kg or brut)	% national	Valorisation (M FCFA)
Endeavour Mining			25 437,99	44,4 %	655 126,78
- SMI	Ity	PE-26	16 231,61	28,3 %	346 204,43
- Sté des Mines de Daapleu	Daapleu	PE-49	233,89	0,4 %	10 920,60
- Sté des Mines de Floleu	Floleu	PE-53	5 852,20	10,2 %	155 494,47
- SML	Lafigué	PE-58	3 120,29	5,4 %	142 507,28
Perseus Mining			10 565,29	18,4 %	461 194,26
- PMY	Yaouré	PE-50	8 025,05	14,0 %	351 908,84
- Perseus Mining Fimbiasso	Fimbiasso	PE-55	2 217,16	3,9 %	95 256,92
- PMCI	Sissingué	PE-39	323,08	0,6 %	14 028,50
Allied Gold			6 063,88	10,6 %	253 783,37
- Bonikro Gold Mine	Bonikro	PE-44	3 230,50	5,6 %	130 524,78
- Agbaou Gold SA	Agbaou	PE-37	2 410,24	4,2 %	103 792,79
- Hiré Gold Mine	Hiré	PE-32	423,14	0,7 %	19 465,80
Barrick Gold / Atlantic Group			6 033,98	10,5 %	234 334,27
- Tongon Mines SA	Tongon	PE-34	6 033,98	10,5 %	234 334,27
Zhaojin Capital (ex-Tietto)			4 609,75	8,0 %	193 362,90
- Sté Minière de La Lobo	Abujar	PE-57	4 609,75	8,0 %	193 362,90
Fortuna Mining			4 554,60	8,0 %	201 213,53
- Roxgold Sango SA	Séguéla	PE-56	4 554,60	8,0 %	201 213,53
Total or industriel			57 265,51	100 %	1 999 015,10
Semi-industrielle *(1)*			537,81	—	~24 717 *(estimation AI) (2)*
Artisanale *(1)*			182,44	—	~8 385 *(estimation AI) (2)*
Total or (toutes catégories)			57 985,76		~2 032 118

Source : DGMG ; (1) Le détail par région est présenté en annexe 17, (2) Valorisation estimée par l'AI sur la base du taux de récupération en or fin de 98,7 % communiqué par la DGMG et du prix moyen LBMA 2024 (2 386 USD/oz — taux de change moyen 607 FCFA/USD). Aucune valorisation officielle n'est disponible pour ces catégories.

Endeavour Mining est le premier producteur national avec 44,4 % de la production industrielle, suivi de Perseus Mining (18,4 %) et Allied Gold (10,6 %). Ces trois groupes représentent ensemble 73,4 % de la production nationale d'or industriel 2024.

b) Autres substances minières

Tableau 35 : Production et valorisation 2024 — Autres substances minérales

Société	Mine	Permis	Substance	Code HS	Volume	Valorisation (M FCFA)
CML	Grand-Lahou	PE-36	Manganèse	2602.00	349 695,24 t	22 206,66
Shiloh Manganèse	Kaniasso	PE-46	Manganèse	2602.00	315 102,29 t	14 964,96
BMSA	Bondoukou	PE-38	Manganèse	2602.00	107 459,49 t	4 676,19
IMMSA	Guitry	PE-40	Manganèse	2602.00	53 650,06 t	2 769,31

Société	Mine	Permis	Substance	Code HS	Volume	Valorisation (M FCFA)
Total manganèse					825 907,08 t	44 617,12
CMB	Bafing	PE-48	Nickel	2604.00	1 245 490,00 t	34 162,69
Total nickel					1 245 490,00 t	34 162,69
SMI (1)	Ity	PE-26	Cuivre	2603.00	924,24 t	5 080,43
Total Cuivre					924,24 t	5 080,43
Lagune Exploitation Bongouanou	Bongouanou	PE-47	Bauxite	2606.00	197 953,08 t	3 435,74
Total bauxite					197 953,08 t	3 435,74
Artisanal (2)	—	—	Diamant	7102.31	867,51 carats	22,9
Total Diamant					867,51 carats	22,9

Source : DGMG ; (1) valorisation calculée par l'AI sur la base de sur la base de la valorisation des exportations ;(2) Rapport annuel 2024 SPRPK -CI ;

c) Substances de carrière

Tableau 36 : Production et valorisation 2024 — Substances de carrières

Société	Substance	Code HS	Volume	Valorisation (M FCFA)
Carrières	Sable	2505.10	3 951 703 m3	395,17
Carrières	Granite	2516.11	15 664 088 t	1 545,78

Source : DGMG

Le détail de la production de la carrière par société est présenté au niveau de l'annexe 18.

3.2.2.3. Observations sur la qualité des données

❖ Or brut vs or fin

Les déclarations de production DGMG sont exprimées en or brut (doré avant affinage, Code HS 7108.12), tandis que les exportations sont certifiées en or fin (Code HS 7108.13). Les données d'exportation DGMG 2024 permettent la réconciliation suivante :

Tableau 37 : Réconciliation or brut / or fin - Exportations DGMG 2024

Périmètre	Or brut (kg)	Or fin (kg)	Argent (kg)	Boues minérales (kg)	Ratio fin/brut	Valeur export (Mds FCFA)
Total national	58 110,46	41 217,53	15 332,05	1 702,21	70,9 %	1 942,4
Hors groupe Ity	35 553,74	30 560,14	3 766,47	1 368,57	86,0 %	1 459,1
Groupe Ity	22 556,72	10 657,39	11 565,58	333,64	47,2 %	483,3

Source : DGMG, données d'exportation 2024

Le ratio national de 70,9 % est intégralement tiré vers le bas par le groupe Ity (SMI / Daapleu / Floleu), dont le taux de récupération en or fin est de 47,2 %

Les données DGMG export indiquent 11,6 tonnes d'argent imputable au groupe Ity, alors que SMI n'a déclaré aucune production d'argent dans ses formulaires ITIE 2024. L'AI ne dispose pas de source technique publiée documentant explicitement la teneur en argent du minerai d'Ity ni la composition du doré produit. Cette anomalie, argent présent dans les exportations DGMG mais absent des déclarations

ITIE de SMI, ne peut donc pas être expliquée de manière certaine sur la base des informations disponibles.

Tableau 38 : Argent déclaré par opérateur 2024 (Code HS 7106.91)

Mine	Opérateur	Argent déclaré (kg)	Ratio Ag/Au
Bonikro	Allied Gold	580	0,180
Séguéla	Fortuna Mining	263	0,058
Agbaou	Allied Gold	212	0,088
Fimbiasso	Perseus Mining	221	0,100
Hiré	Newcrest Hiré Holding	15	0,035
Ity, Daapleu, Floleu, Yaouré, Tongon, Abujar, Lafigué, Sissingué	—	Non déclaré	—
Total déclaré par les sociétés		1 291 kg	
Total exportations DGMG 2024		15 332 kg	
Résiduel non déclaré		~14 041 kg	

3.2.2.4. Synthèse de la valorisation minière 2024

Substance	Code HS	Volume	Valorisation DGMG (M FCFA)	Note
Or (base or brut)	7108.12	57 992,76 kg	2 032 439	Dont ~33 424 M FCFA estimés pour artisanal/semi-ind.
Manganèse	2602.00	825 907 t	44 617	
Nickel	2604.00	1 245 490 t	34 163	
Bauxite	2606.00	197 953 t	3 436	
Cuivre	2603.00	924,24 t	5 080	
Diamant	7102.31	867,51 carats	22,9	Données SPRPK -CI
Sable	2505.10	3 951 703 m3	395,17	
Granite	2516.11	15 664 088 t	1 545,78	
TOTAL valorisation minière 2024			2 121 699 (~3 507 M USD).	

3.2.2.5. Secteur informel

- Données officielles DGMG 2024

La DGMG recense officiellement pour 2024 une production déclarée de 182,44 kg (artisanale) et 537,81 kg (semi-mécanisée), soit 720,25 kg (~0,7 t) sans valorisation officielle publiée. Les exportations reportées par la DGD par bureaux d'achat agréés s'établissent à 23 Kg seulement, soit un écart très significatif entre production déclarée et exportations certifiées.

- Ampleur réelle du secteur

L'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE) en Côte d'Ivoire s'étend désormais sur 24 des 31 régions du pays et emploie plus de 500 000 personnes, principalement dans le nord du pays. [58]Ce poids socio-économique contraste radicalement avec les volumes officiellement déclarés.

[58] AIP

En 2022, environ 40 tonnes **d'or,** soit une valeur de plus de 2 milliards de dollars, sont sorties du pays illégalement, sur fond d'instabilité régionale et de capacités de coercition limitées, selon les autorités ivoiriennes elles-mêmes.[59]

Selon SWISSAID, 30 à 40 tonnes d'or produites de manière artisanale et à petite échelle sortiraient en contrebande de Côte d'Ivoire chaque année. À l'échelle continentale, l'étude SWISSAID 2024 "Sur la piste de l'or africain" , couvrant 54 pays africains sur la période 2012–2022, estime qu'entre 321 et 474 tonnes d'or artisanal sont produites chaque année en Afrique sans être déclarées, représentant 75 % de la production totale d'or artisanal africain[60].

Des enquêtes de terrain menées dans les localités de Kalamon, Gôgô et Zanikahan (départements de Doropo, Téhini et Tingrela, à la frontière avec le Mali et le Burkina Faso) ont mis en évidence que l'orpaillage clandestin, bien qu'en apparence désorganisé, fonctionne sur la base de mécanismes régulateurs construits en marge des normes formelles, rendant sa quantification et sa formalisation particulièrement difficiles. [61]

- Synthèse des estimations disponibles

Source	Estimation EMAPE CI	Nature	Référence
DGMG 2024 (données officielles)	~0,7 t déclarée	Production légale formelle	DGMG, déclarations 2024
Autorités ivoiriennes	~40 t exportées illégalement	Estimation officielle	Banque mondiale / MMPE, 2022
SWISSAID	30–40 t/an en contrebande	Estimation indépendante	SWISSAID, mai 2024
Ministre des Mines CI	~142 t/an hors circuits formels / ~4 600 Mds FCFA de manque à gagner	Estimation indicative	Réunions de printemps FMI/BM, Washington, avril 2026
Estimation totale EMAPE implicite	~30–40 t	dont ~0,7 t déclarée	Convergence des sources

La déclaration du ministre des Mines lors des réunions de printemps du FMI et de la Banque mondiale (Washington, avril 2026) , évoquant 142 t/an hors circuits formels pour un manque à gagner estimé à 4 600 Mds FCFA, constitue l'estimation la plus récente et la plus élevée disponible. Elle est significativement supérieure aux estimations antérieures de 30-40 t/an et, si elle était confirmée, représenterait plus de 3 fois la production industrielle officielle (43,4 t en 2024). La méthodologie sous-jacente à cette estimation n'a pas été publiée à la date de finalisation du présent rapport.

La convergence des estimations intermédiaires , autorités ivoiriennes (40 t en 2022) et SWISSAID (30-40 t/an) ,permet néanmoins d'établir une fourchette plancher de 30-40 t/an comme base de référence pour l'analyse fiscale, dans l'attente d'une méthodologie de quantification partagée et robuste.

[59] World Bank
[60] Swissaid
[61] OpenEdition

➢ Risque de fuite de recettes — Estimation

Sur la base d'une estimation conservatrice de 35 t d'or artisanal non déclaré — retenant le bas de la fourchette SWISSAID/autorités ivoiriennes, au prix LBMA moyen 2024 (46 564 FCFA/g) et en appliquant le taux de droit de sortie applicable à l'or (3 % du CA brut) :

Indicateur	Valeur estimée
Valeur brute EMAPE non déclarée (~35 t)	~1 630 Mds FCFA (~2 685 M USD)
Perte Droit de sortie (3 %)	~49 Mds FCFA (~81 M USD)
Perte fiscale estimée	~49 Mds FCFA (81 M USD)

Cette estimation est conservatrice et ne couvre que le droit de sortie, hors autres prélèvements. Elle ne prend pas en compte la déclaration ministérielle de 142 t dont la méthodologie reste à documenter.

3.3. Données d'exportation

3.3.1 Secteur des hydrocarbures

3.3.2.1. Source et méthode

Deux sources indépendantes ont été rapprochées.

Source primaire - Déclarations sociétés : Les exportateurs ont déclaré leurs cargaisons sur la base des documents certifiés (Bill of Lading,). Les valeurs sont exprimées en USD FOB au point de transfert offshore. Total déclaré : 15 224 525 BBL / 1 193,2 M USD (~724,0 Mds FCFA).

Source secondaire - DGD/SYDAM : Les déclarations EX1 constituent la source administrative officielle, exprimées en kilogrammes et en FCFA. Total DGD enregistré : 1 341 040 902 kg / 506,5 Mds FCFA (~834 M USD après conversion). L'ensemble des cargaisons concerne le code HS 2709.00.00 (huiles brutes de pétrole ou de minéraux bitumineux).

Source tertiaire – DGH : La situation des liftings DGH a servi de référence volumétrique complémentaire pour le rapprochement pétrolier, y compris pour les ventes locales à la Société Ivoirienne de Raffinage (SIR) non couvertes par les déclarations d'exportation.

Faiblesses identifiées : Deux faiblesses majeures affectent la qualité des données de la DGH : (i) absence quasi-totale d'ENI CI dans les données communiquées par la DGD et (ii) le libellé des données DGD en kilogrammes, rendant toute comparaison volumétrique dépendante d'une hypothèse de densité variable selon la qualité du brut. Les données DGD n'ont pas été exploitées à des fins d'analyse de prix en conséquence.

Note sur les qualités déclarées. PETROCI est le seul exportateur à avoir renseigné la colonne « Qualité (concentration) » dans ses formulaires de déclaration ITIE 2024, en indiquant le degré API par cargaison. ENI CI et CNR International n'ont pas déclaré la qualité de leurs cargaisons. Les valeurs PETROCI sont cohérentes avec les données techniques publiées sur les champs concernés.

3.3.2.2. Vue d'ensemble des ventes de pétrole brut 2024

Les ventes de pétrole brut 2024 comprennent deux composantes : les exportations offshore (30 cargaisons vers des acheteurs internationaux) et les ventes locales à la SIR (Société Ivoirienne de Raffinage), livrées en continu depuis les blocs CI-11 (PETROCI) et CI-27 (Foxtrot).

Tableau 39 : Récapitulatif général des ventes de pétrole brut 2024

Composante	Volume (BBL)	Valeur (M USD)	Prix moy. (USD/bbl)	% Volume
Exportations offshore	15 224 525	1 203,129	79,03	95,3 %
Ventes locales SIR	746 116	58,001	77,74	4,7 %
TOTAL	15 970 641	1 261,230	78,96	100 %

Tableau 40 : Exportations du pétrole brut par exportateur et par bloc - Code HS 2709.00.00

Exportateur	Bloc / Champ	Qualité	Carg.	Volume (BBL)	Valeur FOB (M USD)	Prix moy. (USD/bbl)
ENI CI	CI-101/802 — Baleine	*Non déclarée*	11	5 724 856	451, 094	78,80
CNR Int. CI SARL	CI-26 — Espoir	*Non déclarée*	4	1 301 111	110,886	85,22
CNR Int. CI SARL	CI-40 — Baobab	*Non déclarée*	7	4 228 418	332,935	78,74
PETROCI Holding	CI-101/802 — Baleine	36,57° à 38,47°API	5	2 606 332	202,034	77,52
PETROCI Holding	CI-26 — Espoir	31,66°API	1	198 538	14,688	73,98
PETROCI Holding	CI-40 — Baobab	22,48° à 22,56°API	2	1 165 270	91,492	78,52
TOTAL EXPORTATION			30	15 224 525	1 203,129	79,03

Source : déclarations sociétés

Le détail des exportations par transaction est présenté dans **l'annexe** 19 du présent rapport.

Tableau 41 : Ventes locales de pétrole brut à la SIR — 2024 (Source : DGH — registre des liftings)

Vendeur	Bloc	Périodicité	Volume (BBL)	Valeur (USD)	Prix moy. (USD/bbl)
PETROCI CI-11	CI-11	Ponctuelle (6 livraisons)	172 122	13 265 076	77,07
FOXTROT	CI-27	Continue (12 mois)	573 994	44 735 512	77,94
TOTAL VENTES LOCALES			746 116	58 000 588	77,74

Source : DGH - Situation des liftings

Le détail des ventes est présenté dans **l'annexe** 20 du présent rapport.

3.3.2.3. Exportation par destination et acheteur

Tableau 42 : Exportations du pétrole brut par destinations

Pays	Carg.	BBL	%	M USD	Acheteurs
Suisse	11	5 529 529	36,3 %	443,8	Glencore (100 % CNR)
Pays-Bas	8	3 514 275	23,1 %	273,6	AUGUSTA, VITOL, SHELL, PISA
Italie	5	2 088 796	13,7 %	161,0	ENI R&M, Rosneft Dt., ADDAX
Grèce	2	1 036 297	6,8 %	87,6	Hellenic Petroleum, AUGUSTA
Brésil	2	1 066 139	7,0 %	75,9	BGN Int DMCC, TRAFIGURA
Roumanie	1	539 617	3,5 %	41,9	OMV Petrom SA
Suède	1	509 120	3,3 %	42,9	Preem AB
France	1	490 939	3,2 %	38,1	EXXON
Trieste (IT)	1	521 145	3,4 %	43,9	Rosneft Deutschland
Augusta (IT)	1	515 732	3,4 %	40,0	VITOL SA
Total	30	15 224 525	100 %	1 203,1	

Tableau 43 : Exportations du pétrole brut par acheteur

Acheteur	BBL	%	M USD	Nature	Partie associée
Glencore	5 529 529	36,3 %	443,8	Négociant	Non
AUGUSTA Energy	1 541 009	10,1 %	125,5	Négociant	Non
ENI R&M	1 027 009	6,7 %	81,8	Raffineur — groupe ENI	Oui
VITOL SA	1 166 443	7,7 %	94,8	Négociant	Non
EXXON	1 023 951	6,7 %	80,6	Major	Non
Shell Int. Trading	713 097	4,7 %	51,4	Major	Non
Autres (8 acheteurs)	4 223 487	27,7 %	325,2	Raffineurs/Négociants	Non
Négociants	8 270 078	54,3 %	665,5		
Raffineurs/Majors	6 954 447	45,7 %	537,6		

3.3.2.4. Analyse des prix de vente

(i) Méthode et limites de l'exercice

Le pétrole brut ivoirien se négocie par rapport au Brent Dated, indice de référence mondial pour les bruts atlantiques. Pour chaque cargaison, l'Administrateur Indépendant a calculé un prix de marché de référence égal à la moyenne des 10 cotations journalières encadrant la date de chargement (±5 jours ouvrés). Les données journalières sont issues de la série officielle EIA — *Europe Brent Spot Price FOB* (RBRTE), *(Source : U.S. Energy Information Administration, eia.gov)* — fourchette annuelle : 70,31–93,12 USD/bbl, moyenne : 80,52 USD/bbl.

La décote ou prime de chaque cargaison mesure l'écart entre le prix FOB déclaré et cette moyenne Brent 10 jours : un chiffre négatif signifie que le brut a été vendu en dessous du Brent, un chiffre positif au-dessus.

Limites **de l'analyse** : Trois limites structurelles doivent prise en compte. Premièrement, ENI et CNR n'ayant pas déclaré la qualité de leurs cargaisons, il est impossible de savoir si les différences de prix entre exportateurs reflètent une meilleure négociation ou une meilleure qualité de brut, la comparaison inter-exportateurs reste donc indicative. Deuxièmement, la série EIA utilisée constitue le meilleur proxy public disponible mais peut présenter quelques cents d'écart avec les cotations Platts effectivement appliquées dans les contrats. Troisièmement, plus l'écart de jours entre deux cargaisons appariées est grand, moins la comparaison est fiable.

(ii) Résultats **d'analyse par bloc**

Tableau 44 : Analyse des prix -Bloc CI-101/802 (Baleine)

Réf.	Date	Exportateur	Acheteur	API	Prix (USD/bbl)	Brent 10j	Min–Max	Décote/ prime	Écart PETROCI/ENI	Fiabilité
C01	27/01	ENI	Exxon	*nd*	79,66	82,44	79,54–84,14	-2,78	—	—
C23	15/01	PETROCI	AUGUSTA Energy	36,57°	76,82	79,25	75,47–81,04	-2,43	+0,35	Fort (12j)
C02	20/02	ENI	Eni R&M *(aff.)*	*nd*	79,66	84,74	84,01–85,84	-5,08	—	—
C03	12/03	ENI	Eni R&M *(aff.)*	*nd*	79,66	85,06	83,44–86,59	-5,40	—	—
C04	26/04	ENI	Preem AB	*nd*	84,27	87,56	83,55–89,95	-3,29	—	—
C24	15/04	PETROCI	AUGUSTA Energy	37,15°	84,78	90,80	87,96–93,12	-6,02	-2,73	Fort (11j)
C05	20/05	ENI	Hellenic Petroleum	*nd*	84,27	80,92	78,92–83,18	+3,35	—	—
C06	12/06	ENI	Rosneft Deutschland	*nd*	84,27	80,16	75,41–84,79	+4,11	—	—
C07	29/07	ENI	OMV Petrom SA	*nd*	77,64	81,39	78,35–83,44	-3,75	—	—
C25	15/07	PETROCI	AUGUSTA Energy	37,01°	82,61	86,42	85,19–87,35	-3,81	-0,06	Fort (14j)
C08	21/08	ENI	VITOL SA	*nd*	77,64	80,62	78,77–83,09	-2,98	—	—
C09	15/09	ENI	EXXON	*nd*	77,64	73,54	70,31–75,96	+4,10	—	—
C10	10/10	ENI	BGN Int DMCC	*nd*	71,23	77,94	73,65–81,74	-6,71	—	—
C11	04/11	ENI	TRAFIGURA	*nd*	71,23	74,12	71,09–76,98	-2,89	—	—
C26	15/12	PETROCI	PISA	37,70°	72,74	73,91	73,16–74,89	-1,17	+1,72	Moyen (41j)
C27	15/12	PETROCI	ADDAX Energy	38,47°	70,97	73,91	73,16–74,89	-2,94	-0,05	Moyen (41j)
ENI pondéré				*nd*	78,80			-1,98		
PETROCI pondéré				37,4°	77,52			-3,27	-0,23	

Source : *ENI et PETROCI — qualité non déclarée par ENI*

Tableau 45 : Analyse des prix Bloc CI-26 (Espoir)

Réf.	Date	Exportateur	Acheteur	API	Prix (USD/bbl)	Brent 10j	Min–Max	Période	Décote/prime
CNR-201	10/02	CNR	Glencore	*nd*	86,17	82,97	79,30–84,88	05/02–16/02	+3,20
CNR-202	22/04	CNR	Glencore	*nd*	90,93	89,06	87,30–91,29	15/04–26/04	+1,87

Réf.	Date	Exportateur	Acheteur	API	Prix (USD/bbl)	Brent 10j	Min–Max	Période	Décote/prime
CNR-203	11/07	CNR	Glencore	*nd*	86,51	86,98	85,76–88,66	04/07–17/07	-0,47
CNR-204	23/09	CNR	Glencore	*nd*	75,43	74,53	71,63–75,96	16/09–27/09	+0,90
BOL-205	15/12	PETROCI	Shell Int. Trading	31,66°	73,98	73,91	73,16–74,89	09/12–20/12	+0,07
CNR pondéré				*nd*	85,22				+1,43
PETROCI				31,66°	73,98				+0,07

Source : *CNR et PETROCI — qualité non déclarée par CNR*

La comparaison PETROCI/CNR sur CI-26 n'est pas réalisée : un seul enlèvement PETROCI en décembre, contre 4 CNR au T1-T3.

Tableau 46 : Analyse des prix Bloc CI-40 (Baobab)

Réf.	Date	Exportateur	Acheteur	API	Prix (USD/bbl)	Brent 10j	Min–Max	Période	Décote/prime	Écart neutr.	Fiab.
BOL-164	15/02	PETROCI	VITOL	22,56°	84,13	84,39	83,01–85,52	08/02–21/02	-0,26	+3,72	Moyen (29j)
CNR-165	15/03	CNR	Glencore	*nd*	81,16	85,14	83,44–87,36	08/03–21/03	-3,98	—	—
CNR-166	24/05	CNR	Glencore	*nd*	81,59	80,71	78,92–82,24	17/05–31/05	+0,88	—	—
CNR-167	05/07	CNR	Glencore	*nd*	83,98	87,40	86,48–88,66	28/06–11/07	-3,42	—	—
CNR-168	03/08	CNR	Glencore	*nd*	81,06	79,55	76,62–81,39	29/07–09/08	+1,51	—	—
CNR-169	03/09	CNR	Glencore	*nd*	71,63	77,19	72,37–81,55	27/08–09/09	-5,56 ⚠	—	—
CNR-170	16/10	CNR	Glencore	*nd*	76,70	75,86	72,75–80,27	09/10–22/10	+0,84	—	—
BOL-171	15/12	PETROCI	Shell Int. Trading	22,48°	71,42	73,91	73,16–74,89	09/12–20/12	-2,49	+0,15 ≈	Fort (9j)
CNR-172	06/12	CNR	Glencore	*nd*	71,29	73,93	72,81–74,80	29/11–12/12	-2,64	—	—
CNR pondéré				*nd*	78,74				-1,65		
PETROCI pondéré				22,5°	78,52				-1,24		

Source : *CNR et PETROCI — qualité non déclarée par CNR*

(iii) Interprétation des résultats

Aucune anomalie de valorisation en 2024. Toutes les 30 cargaisons présentent des prix cohérents avec les conditions du marché international.

PETROCI sur Baleine - performance comparable à ENI : L'écart neutralisé pondéré est de -0,15 USD/bbl sur l'ensemble de l'année. Sur 5 appariements, 3 sont quasi-identiques, 1 légèrement défavorable en avril (-2,73 USD/bbl sur 11 jours), 1 favorable en décembre (+1,72 USD/bbl). L'écart d'avril (-2,73 USD/bbl sur 11 jours) est le seul point de vigilance sur un appariement robuste. Il pourrait s'expliquer par des facteurs contractuels non accessibles (fenêtre de pricing, port de livraison) autant que par la concentration des ventes PETROCI à AUGUSTA Energy (59 % des volumes au T1-T3), contrastant avec les 9 acheteurs différents d'ENI sur l'ensemble de l'année.

Différentiel de valorisation Baleine vs Espoir : Le brut Espoir (CNR) dégage une prime de +1,43 USD/bbl vs Brent tandis que le brut Baleine (ENI) supporte une décote de -1,98 USD/bbl , soit plus de 3 USD/bbl d'écart entre deux qualités a priori comparables. Cet écart pourrait s'expliquer par l'absence de cotation Platts établie pour Baleine, mis en production en août 2023 seulement, ou par des conditions contractuelles CNR/Glencore particulièrement favorables. Sans accès aux contrats de vente, aucune conclusion définitive ne peut être tirée. Cet écart mérite d'être suivi dans les prochains cycles ITIE, à mesure que le brut Baleine acquiert une reconnaissance de marché.

PETROCI sur Baobab : Les deux cargaisons PETROCI sur CI-40 dégagent une décote pondérée de -1,24 USD/bbl vs Brent. BOL-164 en particulier (-0,26 USD/bbl, VITOL, février) obtient un prix proche du Brent pour un brut lourd, résultat très favorable à l'État. Sur BOL-171 (décembre), l'écart neutralisé vs CNR-172 est quasi nul (+0,15 USD/bbl sur 9 jours), confirmant que PETROCI négocie au même niveau que CNR sur ce bloc en fin d'année.

ENI - transactions intra-groupe à documenter : Les cargaisons ENI-006 et ENI-007 (Eni R&M, affiliée, fév.-mars) présentent les décotes les plus fortes du portefeuille ENI (-5,08 et -5,40 USD/bbl), correspondant à un pic du Brent en T1 2024 (84-85 USD/bbl) avec un prix contractuel figé à 79,66 USD/bbl. La DGH est appelé à s'assurer que ces prix reflètent les conditions de pleine concurrence.

3.3.2 Secteur minier

3.3.2.5. Source et méthode

Les données d'exportation sont établies par la DGD sur la base des déclarations d'exportation déposées par les sociétés exportatrices, couvrant la période du 1er janvier au 31 décembre 2024. Les valeurs sont exprimées en valeur FOB (franco à bord, port d'Abidjan). Les données DGD constituent la source de référence pour les exportations ; elles sont croisées avec les déclarations DGMG de production aux fins de réconciliation ITIE.

3.3.2.6. Vue d'ensemble des exportations minières 2024

Tableau 47 : Vue d'ensemble des exportations minières 2024 par substance

Substance	Code HS	Tx	Volume	Unité	FOB (M FCFA)	% valeur
Or (lingots)	7108.13	287	56 575	kg (brut)	1 881 203	95,5%
Manganèse	2602.00	37	856 289	tonnes	39 695	2,0%
Nickel	2604.00	26	1 373 415	tonnes	34 737	1,8%
Bauxite	2606.00	14	725 634	tonnes	13 275	0,7%
Cuivre & produits assimilés	7401 / 2832/2603	4	1 120	tonnes	1 785	0,1%
Diamant	7102.10	1	1	carat	27	0,0%
Autres	2617.90	5	8 513	kg	1	0,0%
TOTAL		374			1 970 723	100%
					~3 257 M USD	

Source : DGD, déclaration ITIE 2024

Le détail des exportations par expédition par exportateur est présenté en annexe 21.

3.3.2.7. Exportations par substance, par exportateur et par destination

a) OR — Code HS 7108.13

Exportateur	Mine	Groupe	Tx	FOB (M FCFA)	%	Poids (kg)	Destination
SMI	Ity / Daapleu / Floleu	Endeavour Mining	73	486 024	25,84%	21 974	Suisse
Perseus Mining Yaouré SA	Yaouré	Perseus Mining	24	335 333	17,83%	7 954	Suisse
Tongon SA	Tongon	Barrick / Atlantic	51	244 809	13,01%	7 079	Afrique du Sud
Société minière de la Lobo	Abujar	Tietto/Zhaojin	24	187 820	9,98%	4 424	Suisse
Roxgold Sango	Séguéla	FORTUNA MINING CORP	23	186 464	9,91%	4 279	Suisse
Bonikro Gold Mines CI SA	Bonikro	Allied Gold	26	129 375	6,88%	3 372	Suisse
Société des Mines de Lafigué	Lafigué	Endeavour Mining	22	120 626	6,41%	2 880	Suisse
Agbaou Gold Operations SA	Agbaou	Allied Gold	24	108 766	5,78%	2 536	Suisse
Perseus Mining CI SA	Sissingué / Fimbiasso	Perseus Mining	12	81 089	4,31%	2 054	Suisse
Négociants	—	—	8	898	0,05%	23	Émirats Arabes Unis, Liban
Sous-total or			287	1 881 204	100%	56 575	

Source: DGD.

b) MANGANÈSE — Code HS 2602.00

Exportateur	Mine	Tx	FOB (M FCFA)	%	Poids (t)	Destination
CML	Grand-Lahou	22	16 441	41,4 %	379 800	Angola, Chine, Inde, Turquie
Shiloh Manganèse SA	Kaniasso	7	14 735	37,1 %	304 934	Chine, Inde
BMSA	Bondoukou	3	4 697	11,8 %	100 995	Chine
IMMSA	Guitry	4	3 822	9,6 %	70 560	Chine
Sous-total manganèse		37	39 695	100 %	856 289	

Source: DGD

c) NICKEL — Code HS 2604.00

Exportateur	Mine	Tx	FOB (M FCFA)	%	Poids (t)	Destination
CMB	Bafing	25	34 736	~100 %	1 373 397	Afrique du Sud, Albanie, Chine
Sous-total nickel		26	34 737	100 %	1 373 415	

Source: DGD

d) BAUXITE — Code HS 2606.00

Exportateur	Mine	Tx	FOB (M FCFA)	%	Poids (t)	Destination
Lagune Exploitation Bongouanou SA	Bongouanou	14	13 275	100 %	725 634	Chine
Sous-total bauxite		14	13 275	100 %	725 634	

Source: DGD

e) DIAMANT — Code HS 7102.10

Exportateur	Tx	FOB (M FCFA)	Destination
Sté des Métaux et Pierres Précieuses de Séguéla (SOMPPS)	1	27	Belgique (Anvers)
Sous-total diamant	1	27	

Source: DGD

f) CUIVRE et produits assimilés — Code HS 2603.00, 7401.00 et 2832.20

Exportateur	Mine	Tx	FOB (M FCFA)	Poids (t)	Destination
SMI-7401	Ity	2	1 213,60	798	Corée du Sud
SMI-28322	Ity	1	571	322	Corée du Sud
SMI (échantillon)-2603	Ity	1	<0,1	0,05	Afrique du Sud
Sous-total cuivre		4	1 785	1 120	

Source: DGD

3.3.2.8. Exportations par pays de destination

Pays	Tx	FOB (M FCFA)	%	Substance principale
Suisse	228	1 635 496	82,99%	Or
Afrique du Sud	55	244 810	12,42%	Or
Chine	48	66 974	3,40%	Manganèse, Nickel, Bauxite
Inde	5	9 373	0,48%	Manganèse
Turquie	1	2 440	0,12%	Manganèse
Corée du Sud	3	1 785	0,09%	Cuivre
Albanie	1	1 223	0,06%	Nickel
Émirats Arabes Unis	7	772	0,04%	Or (négociants)
Autres	26	7 850	0,40%	Divers
TOTAL	374	1 970 723	100%	

Source : DGD

L'or représente 95,5 % de la valeur. La Suisse absorbe 82,99 % de la valeur totale, recevant la quasi-totalité des lingots d'or pour affinage. L'Afrique du Sud reçoit exclusivement l'or de Tongon (Rand Refinery). La Chine est la première destination en volume, absorbant l'essentiel des minerais de nickel, bauxite et manganèse.

3.3.2.9. Observations sur la qualité des données

a) Volumes enregistrés en or brut par la DGD

Le système douanier DGD enregistre les exportations d'or sous le code HS 7108.13 en poids de lingots bruts (doré non affiné), sans ventilation de la composition. Or selon les données de la DGMG, le doré ivoirien contient, outre l'or fin, des quantités significatives d'argent et de boues minérales (BM) dont les proportions varient sensiblement selon les mines :

Composante	Volume exporté 2024	% du poids brut DGD
Or fin	41 218 kg	70,9 %
Argent	15 333 kg	26,4 %
Boues minérales (BM)	1 702 kg	2,9 %
Total brut	58 110 kg	100 %

Source : DGMG, données d'exportations 2024

L'argent représente ainsi plus du quart du poids des lingots exportés avec des ratios Ag/Au très variables selon les mines (de 0,057 pour Séguéla à 0,513 pour le groupe Ity).

Ce déficit de traçabilité au niveau douanier crée deux risques : une sous-valorisation potentielle des exportations si la valeur FOB déclarée ne reflète pas la valeur marchande de l'argent contenu dans le doré, et/ou une opacité sur la composition exacte de chaque cargaison, préjudiciable au contrôle des recettes publiques.

b) Exportations des bureaux d'achat : DGD / DGMG

La DGMG suit trimestriellement les exportations d'or par les bureaux d'achat (négociants agréés). Les données 2024 révèlent un écart majeur avec les enregistrements DGD :

Indicateur	DGMG (bureaux d'achat)	DGD (négociants)	Écart
Poids brut	55,434 kg	~23 kg	+32,4 kg
Valeur	2 342,4 M FCFA	897,8 M FCFA	+1 444,6 M FCFA
Sociétés recensées	13	5	8 absentes DGD

Huit sociétés recensées par la DGMG sont totalement absentes des données DGD : OLAGMA SARL, ETS SANKARA GOLD SARL, SPINTEX TRADING SARL, LIZETTA OFFICE GOLD MINE SARL, SAVOCI SARL, MYA GOLD, SOCIETE BELEM SERVICES SARL, GLOBAL MINERAL CORPORATION SARL et AFRICA MINE IMPORT-EXPORT. Ces sociétés ont exporté collectivement une part significative des 1 444,6 M FCFA d'écart.

3.3.2.10. Secteur informel

L'analyse comparative entre les données officielles de la DGD et les données miroir des pays importateurs constitue une procédure complémentaire d'évaluation des flux d'or non tracés dans les circuits formels ivoiriens.

Données miroir disponibles — Côte d'Ivoire / Émirats Arabes Unis (2022)

La comparaison la plus récente disponible porte sur 2022, dernière année pour laquelle des données miroir consolidées ont pu être établies avant le retrait des données UAE 2024 de la plateforme UN Comtrade en novembre 2025 :

Source	Volume	Valeur
DGD Côte d'Ivoire (exportations déclarées vers UAE)	26 kg	~900 M FCFA
Émirats Arabes Unis (importations déclarées depuis CI)	2 787 kg	~1,332 Md USD
Écart miroir	+2 761 kg	~+780 Mds FCFA

Cet écart de 2 761 kg entre les exportations ivoiriennes déclarées et les importations enregistrées par les Émirats illustre l'ampleur des flux d'or transitant hors des circuits douaniers officiels vers ce pays. La fiabilité de cette comparaison reste partielle : les données UAE incluent potentiellement de l'or en provenance d'autres pays d'Afrique de l'Ouest transitant via la Côte d'Ivoire, sans que cette part puisse être isolée.

Contexte régional 2024

En 2024, les Émirats Arabes Unis ont importé 748 tonnes d'or d'Afrique, en hausse de 18 % par rapport à l'année précédente, l'Afrique représentant plus de la moitié de leurs importations totales d'or (1 392 tonnes). Les données miroir spécifiques à la Côte d'Ivoire pour 2024 ne sont pas disponibles à la date de publication du présent rapport (Swissaid)

Convergence des estimations sur les flux informels ivoiriens

Un rapport 2024 de SWISSAID estime que 30 à 40 tonnes d'or quittent annuellement la Côte d'Ivoire par des voies illégales. Selon la Banque mondiale, 40 tonnes ont été exportées illégalement en 2022 seul, pour une valeur dépassant 2 milliards USD à l'époque , valeur qui excède 4 milliards USD aux prix actuels de l'or.

Impact sur les données du rapport

Les données miroir disponibles confirment l'existence de flux d'or significatifs hors circuits formels ivoiriens, sans permettre leur quantification précise pour l'exercice 2024. L'analyse détaillée des implications fiscales et des enjeux de formalisation est présentée en section 6.4 (EMAPE).

3.4. Émissions de gaz à effet de serre

3.4.1 Cadre de référence

L'Exigence 3.4 de la Norme ITIE 2023 encourage les sociétés extractives à divulguer leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) conformément aux principales normes internationales, avec une ventilation par projet ou par permis dans la mesure du possible. Cette exigence est incitative et non contraignante pour le cycle 2024.

Dans le cadre du présent rapport, un questionnaire GES a été adressé aux sociétés du périmètre de réconciliation ITIE-CI 2024. Les réponses ont été croisées avec les rapports de durabilité publiés par les groupes opérateurs, et complétées, le cas échéant, par des estimations indicatives calculées sur la base des intensités d'émissions publiées et des volumes de production 2024.

3.4.2 Réponses au questionnaire GES - Périmètre de réconciliation

Sur 39 sociétés interrogées : 10 déclarent publier leurs émissions GES (dont 3 au niveau groupe uniquement), 3 déclarent ne pas publier, et 26 n'ont pas répondu au questionnaire (NC). Le détail des réponses est présenté en Annexe 1.

3.4.3 Données GES publiées - Secteur minier

Tableau 48 : Émissions GES déclarées et estimées – Mines **d'Or** 2024

Mine	Groupe	Prod. 2024 (koz)	GES 2024 (tCO_2e)	GES 2023 (tCO_2e)	Var.	Intensité (tCO_2e/oz)	Source
Ity	Endeavour	343	161 900	147 100	+10,1 %	0,472	Endeavour 2024 SR
Lafigué	Endeavour	96	83 900	17 200	+387,8 % *(1)*	0,874	Endeavour 2024 SR
Yaouré	Perseus	251	146 946	139 556	+5,3 %	0,585	Perseus 2024 SDR
Sissingué	Perseus	64	48 574	35 171	+38,1 %	0,759	Perseus 2024 SDR
Agbaou	Allied Gold	79	71 228	62 752	+13,5 %	0,902	Allied Gold 2024 SR
Bonikro + Hiré	Allied Gold	89	75 288	71 676	+5,0 %	0,846	Allied Gold 2024 SR
Séguéla	Fortuna	138	29 460	19 360 *(2)*	+52,2 %	0,213	Fortuna 2024 SR
Tongon	Barrick	165	*~130 680*	N/D	—	*0,792 (3)*	Estimation
Abujar	Zhaojin	170	*~134 640*	N/D	—	*0,792 (3)*	Estimation
Sous-total publié		1 060	617 296	492 815	+25,3 %	0,582	
Total estimé		1 395	~882 616			0,633	

Source : rapports de durabilité des groupes opérateurs — estimations sur base référence S&P Global : (0,792 tCO_2e/oz, décembre 2024) (1) Première année pleine d'exploitation de Lafigué. (2) Données 2023 Séguéla = Q4 uniquement, première année partielle. (3) Faute de données publiées, les émissions de Tongon (Barrick, non ventilées dans le rapport groupe) et d'Abujar (Zhaojin, aucun rapport ESG) sont estimées par application de la référence sectorielle mondiale S&P Global 2023 (0,792 tCO_2e/oz) à la production 2024.

Classement des intensités par mine 2024 :

Rang	Mine	Intensité (tCO_2e/oz)	Écart vs réf.
1	Séguéla	0,213	-73 %
2	Ity	0,472	-40 %
3	Yaouré	0,585	-26 %
4	Sissingué	0,759	-4 %
5	Bonikro + Hiré	0,846	+7 %
6	Lafigué	0,874	+10 %
7	Agbaou	0,902	+14 %
Total publié		0,582	-27%

4 mines sur 7 déclarantes se situent en dessous de la moyenne mondiale, ce qui positionne favorablement le portefeuille minier ivoirien dans son ensemble (intensité pondérée déclarée : 0,582 tCO_2e/oz, soit -27 % vs la référence mondiale).

3.4.4 Données GES publiées - Secteur pétrolier et gazier

Tableau 49 : Émissions GES disponibles — Secteur pétrolier 2024

Opérateur	Bloc	GES 2024 (tCO_2e)	GES 2023 (tCO_2e)	Var.	Scope	Niveau de déclaration	Source
ENI CI	CI-101/802 — Baleine	518 000	240 000	+115,8 %	1	Bloc - contrôle opérationnel *(1)*	ENI CI 2024 SR

(1) ENI déclare les émissions du bloc CI-101/802 selon l'approche de contrôle opérationnel (Operational Control Approach) du GHG Protocol, reprise par la CSRD (première année d'application pour ENI en 2024).

La hausse de +115,8 % entre 2023 et 2024 reflète directement la montée en régime de la Phase 1 (production passée d'environ 10 000 à 35 000 bbl/j). Ces émissions sont attendues en hausse continue avec le démarrage de la Phase 2 (60 000 bbl/j depuis décembre 2024).

3.4.5 Engagements climatiques des opérateurs

Groupe	Mines/Blocs CI	Cible 2030	Objectif LT	Initiatives en CI
Endeavour Mining	Ity, Lafigué	-30 % intensité vs 2018 (SBTi en cours)	Net Zero 2050	ISO 14001 certifié — toutes mines
Perseus Mining	Yaouré, Sissingué	Non formalisé	Net Zero 2050	
Fortuna Mining	Séguéla	-15 % Scope 1+2 vs BAU 2030	Net Zero 2050	Centrale solaire 6 MWp TotalEnergies (2024)
Barrick Mining	Tongon	-30 % Scope 1+2 vs 2018	Net Zero 2050	
ENI Groupe	Baleine	Aligné Accord de Paris	Net Zero 2050	Premier projet net zéro Scope 1+2 d'Afrique

4. Collecte des recettes

4.1. Périmètre et divulgation des taxes et des recettes

Le Rapport ITIE 2024 couvre les revenus générés par les secteurs des hydrocarbures, des mines et des carrières. Ces revenus sont collectés en nature ou en numéraire.

4.1.1 Secteurs couverts

Le rapport ITIE 2024 couvre les secteurs des hydrocarbures, des mines et des carrières. Ces secteurs englobent l'ensemble des activités liées à l'exploration, à l'exploitation, au traitement et à la commercialisation des ressources naturelles, ainsi que les revenus associés collectés par les entités publiques.

4.1.2 Périmètre du rapport

4.1.2.1 Approche pour la sélection du périmètre

Les critères de matérialité pour la délimitation du périmètre de rapprochement 2024, se présentent comme suit :

Tableau 50 : Critères de matérialité retenus par le Comité ITIE

Désignation	Secteur des Hydrocarbures	Secteur des mines & carrières
Critères de Matérialité pour la sélection dans le périmètre de rapprochement	N/A	• Les sociétés ayant effectué des paiements >= 250 millions FCFA. • Les sociétés retenues dans le périmètre de l'exercice 2024. Les sociétés présentant un risque élevé selon la perception du Comité ITIE.
Sélection sans application de critère de matérialité	• Les entreprises de l'Etat. • Les opérateurs dans les blocs pétroliers valides en 2024.	• Les entreprises de l'Etat
Nombre des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement	11	28
Déclaration unilatérale	• Les associés (non-opérateurs) dans les blocs pétroliers valides en 2024. • Les sociétés hormis celles qui sont retenues dans le périmètre de rapprochement.	• Les sociétés hormis celles qui sont retenues dans le périmètre de rapprochement.

4.1.2.2 Périmètre des entreprises

Le périmètre des entreprises sollicitées dans la collecte des données se détaille comme suit :

(i) *Secteur des hydrocarbures*

Le nombre d'entreprises pétrolières retenues dans le périmètre de conciliation de 2024 s'élève à 11 dont le détail se présente comme suit :

Tableau 51 : Liste des sociétés Pétrolières retenues dans le périmètre de rapprochement

N°	Sociétés pétrolières	Statut	NCC
1	PETROCI CI-11 LTD	Opérateur	9326533X
2	CNR INTERNATIONAL	Opérateur	9725886S
3	FOXTROT INTERNATIONAL LDC	Opérateur	9503181S
4	Dragon Oil and Gas S.A	Opérateur	1724653E
5	PETROCI	Opérateur	7602349S
6	ENI IVORY COAST LIMITED	Opérateur	1605675N
7	TULLOW CI	Opérateur	1647352K
8	Murphy côté d'ivoire	Opérateur	2302675J
9	ICE OIL & GAZ	Opérateur	2245528Z
10	ELEPHANT Oil côté d'ivoire	Opérateur	N/C
11	ENERCI	Partenaire	9512097R

Le profil des entreprises extractives retenues dans le périmètre est présenté en détail dans l'annexe 22.

(ii) *Secteur minier*

Le nombre d'entreprises minières retenues dans le périmètre de conciliation de 2024 s'élève à 28 dont le détail se présente comme suit :

Tableau 52 : Liste des sociétés Minières retenues dans le périmètre de rapprochement

N°	Raison sociale	NCC	Substance
1	SOCIETE DES MINES D'ITY	8500064P	Or
2	PERSEUS MINING YAOURE SA	1931321R	Or
3	STE DES MINES DE TONGON	0913981R	Or
4	BONIKRO GOLD	0715379V	Or
5	SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	1835984B	Or
6	PERSEUS MINING CÔTE D'IVOIRE	1335316W	Or
7	AGBAOU GOLD OPERATIONS	1273929F	Or
8	SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	2039881J	Or
9	C A D E R A C	9910850P	Granite
10	ROXGOLD SANGO	2117569T	Or
11	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	N/C	Or
12	LA MANCHA COTE D'IVOIRE	9906920E	Or
13	AMPELLA MINING COTE D'IVOIRE	1113280Z	Or
14	HIRE GOLD MINE	1447543T	Or
15	COMPAGNIE MINIERE DU BAFING	1657355Q	Nickel
16	SODEMI	6103805Y	Or, Cu, Nickel, Cobalt, Lithium
17	PERSEUS MINING FIMBIASSO	2221272H	Or
18	SISAG-STE IVOIRO-SUISSE	7901987P	Granite
19	LGL RESSOURCES COTE D'IVOIRE	9704052L	Or
20	BARRICK GOLD COTE D'IVOIRE	9720766X	Or
21	COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	1020202H	Manganèse

N°	Raison sociale	NCC	Substance
22	SHILOH MANGANESE	1613785U	Manganèse
23	ORIENTAL GRANIT	1418997N	Granite
24	BONDOUKOU MANGANESE SA	1103308Q	Manganèse
25	TIETTO MINERALS COTE D'IVOIRE	1352090D	Or
26	TIEBAYA GOLD	1732497K	Or
27	OCCIDENTAL GOLD	2221272 H	Or
28	Ivoire Coltan	NC	Coltan

Le profil des entreprises extractives retenues dans le périmètre est présenté en détail dans **l'annexe** 22.

Le détail des entreprises retenues dans la déclaration unilatérale est présenté en annexe 23.

4.1.2.3 Périmètre des organismes collecteurs

Sur la base du périmètre convenu avec le Comité ITIE-Côte d'Ivoire pour les sociétés extractives et les flux de paiements pour l'année 2024, trente-trois (33 entités gouvernementales sont sollicitées pour l'envoi des déclarations :

Tableau 53 : Liste des organismes collecteurs retenus dans le périmètre

N°	Entités publiques Administrations publiques
1	Direction Générale des Impôts – DGI
2	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique – DGTCP
3	Direction Générale des Douanes – DGD
4	Direction Générale des Hydrocarbures – DGH
5	Direction Générale des Mines et de la Géologie – DGMG
6	Direction Générale du Portefeuille de l'Etat – DGPE
7	Centre Ivoirien Antipollution (CIAPOL)
8	Fonds National de l'Environnement (FNDE)
	Entreprises d'Etat
1	PETROCI
2	PETROCI CI-11 LTD
3	SODEMI
	Comités de Développement Locaux Miniers (CDLM)
1	Loclité de Yaouré
2	Localité d'Ity-Zouhan-Hounien
3	Localité de Tongon-Korhogo
4	Localité de séguéla
5	Localité de Daloa
6	Localité de Floleu
7	Localité de lafigué
8	Localité de Bonikro-Divo
9	Localité d'Agbaou-Divo
10	Localité de Fébiasso
11	Localité d'Hiré
12	Localité de Sissingué-Tengrela
13	Localité de DAAPLEU
14	Localité de Lauzoua Divo
15	Localité de LAGNONKAHA
16	Localité de Bondoukou
17	Localité de Kaniasso

N°	Entités publiques Administrations publiques
18	Localité de Foumgbesso-Touba
19	Localité de BONGOUANOU
	Autres entités publiques
1	Fondation PETROCI
2	Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)/CI ENERGIE
3	Société Ivoirienne de Raffinage (SIR)

4.1.2.4 Périmètre des flux de paiement

Le rapport ITIE 2024 couvre l'ensemble des flux prévus par la législation pétrolière et minière en vigueur, ainsi que les principaux impôts de droit commun, dont l'impôt sur les sociétés. Aucun seuil de matérialité n'a été appliqué pour les flux identifiés (en numéraire et en nature).

Les flux de revenu retenus pour le périmètre des rapports 2024 sont détaillés comme suit :

Paiements en nature

Percepteurs	Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Déclaration (R/U) (i)	2024
PETROCI (Etat)	Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl) Avant SWAP	✓		R	✓
	Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl) Après SWAP	✓		R	✓
	Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU) Avant SWAP	✓		R	✓
	Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU) Après SWAP	✓		R	✓
PETROCI	Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Pétrole (bbl)	✓		R	✓
	Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	✓		R	✓
PETROCI-CI 11	Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Pétrole (bbl)	✓		R	✓
	Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	✓		R	✓

Paiements en numéraire

Percepteurs	Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Déclaration (R/U) (i)	2024
DGD	Droits de Douane et taxes assimilées	✓	✓	R	✓
	Taxe sur l'exportation de diamant		✓	R	✓
	Pénalités douanières	✓	✓	R	✓
DGI	Impôt sur les bénéfices Industriels et commerciaux (BIC)	✓	✓	R	✓
	Profit Oil Etat - Puissance Publique	✓		R	✓
	Bonus de signature	✓		R	✓
	Bonus de production	✓		R	✓

Percepteurs	Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Déclaration (R/U) (i)	2024
	Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières (IRVM)	✓	✓	R	✓
	Taxe sur le profit additionnel		✓	R	
	Contribution des patentes	✓	✓	R	✓
	Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	✓	✓	R	✓
	Acomptes Provisionnels sur BIC (AP - BIC)	✓	✓	R	✓
	Retenues à la source	✓	✓	R	✓
	Impôts sur les Bénéfices non Commerciaux (BNC)	✓	✓	R	✓
	Impôt sur le revenu du secteur informel (AIRSI)	✓	✓	R	✓
	Impôt sur le Revenu des Capitaux Mobiliers (IRC)	✓	✓	R	✓
	Impôt sur le Patrimoine Foncier	✓	✓	R	✓
	Impôt sur le Revenu Foncier (IRF)	✓	✓	R	✓
	Pénalités	✓	✓	R	✓
	Taxes ad-valorem (Royalties) (85%)		✓	R	✓
	Redevances Superficiaires (+)	✓		R	✓
	Contribution à la sortie de crise	✓	✓	R	✓
	Taxe d'Exploitation Pétrolière (TEP)	✓		R	✓
	Taxe sur la valeur ajoutée	✓	✓	R	✓
	Fonds de développement de la formation Professionnelle (FDFP)	✓	✓	R	✓
	Droit unique de sortie Diamant/Manganèse		✓	R	✓
DGMG/DGH	Droits Fixes	✓	✓	R	✓
	Redevances Superficiaires	✓	✓	R	✓
	Contribution à l'équipement	✓		R	✓
	Frais d'extension de la période	✓	✓	R	✓
	Contribution à la formation	✓		R	✓
DGMG	Taxe d'extraction (d'exploitation) des carrières		✓	R	✓
	Droits fixes achat/vente d'Or		✓	R	✓
	Taxes ad-valorem (Royalties) (15%)		✓	R	✓
	Taxe d'inspection et de contrôle		✓	R	✓
	Droit d'option		✓	R	✓
	Contribution Budget Formation Mines		✓	R	✓
	Pénalités DGMG		✓	R	✓
DGTCP	Contributions additionnelles	✓	✓	R	✓
	Avances	✓	✓	R	✓
	Remboursements (en signe -)	✓	✓	R	✓
	Dividendes issus des participations de l'Etat	✓	✓	R	✓
	Revenus de cession de participations	✓	✓	R	✓

Percepteurs	Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Déclaration (R/U) (i)	2024
	Plus-value de cession des titres miniers et d'autorisations d'exploitation industrielle		✓	R	✓
PETROCI	Dividendes issus des participations de la PETROCI	✓		R	✓
	Besoins nationaux (Plus-value/moins-value)	✓		R	✓
	Revenus des ventes quote-part Etat	✓		U	✓
	Revenus des ventes quote-part PEROCI-Associé	✓		U	✓
	Commission pour frais de stockage et de commercialisation Quote-part Etat	✓		U	
	Vente de données sismiques	✓		U	
SODEMI	Dividendes issus des participations de la SODEMI		✓	R	✓
	Royalties sur participations de la SODEMI		✓	R	✓
	Cession de travaux de recherche		✓	R	✓
	Redevance sur encadrement des SCOOPS		✓	R	✓
	Produits de cession de participation		✓	R	✓
AUTRES	Taxes payées directement aux collectivités (Taxes Communales)	✓	✓	U	✓
	Versements au compte de réhabilitation pour l'environnement	✓	✓	U	✓
	Taxe d'inspection et de contrôle (CIAPOL)	✓	✓	R	✓
	Autres flux de paiements significatifs (supérieur à 65 millions FCFA)	✓	✓	R	✓
FNDE	Redevance pour l'évaluation des études d'évaluation environnemental	✓	✓	R	✓
	Produit de la taxe d'environnement sur les navires de mer et pétroliers en escale en côte d'Ivoire	✓		R	✓
	Taxes et redevances créées en application du principe « pollueur payeur »	✓	✓	R	✓
	Paiements environnementaux volontaires (+)	✓	✓	R	✓
Tous	Paiements sociaux obligatoires	✓	✓	U	✓
	Paiements sociaux volontaires	✓	✓	U	✓
AUTRES	Transferts des recettes pétrolières au Fonds d'Actions pétrolières	✓		U	✓
	Transferts des recettes minières au Ministère en charge des Mines		✓	U	✓
	Transferts des recettes des droits fixes au Ministère en charge des Mines		✓	U	✓
	Prélèvement Communautaire de Solidarité (PCS)	✓	✓	U	✓
	Autres recettes transférées	✓	✓	U	✓

Percepteurs	Type de flux financiers	Pétroliers	Miniers	Déclaration (R/U) (i)	2024
CDLM	Versements au fonds de financement des actions de développement socio-économique local		✓	R	✓

R : Déclaration Réciproques / U : Déclaration Unilatérale.

La nomenclature des flux est détaillée en annexe 24 du présent rapport.

4.1.2.5 Collecte des données

Pour la collecte des données, des formulaires de déclaration ont été élaborés par l'Administrateur Indépendant (AI) et validés par le CNP-ITIE (Comité National de Pilotage de l'ITIE). Ces formulaires sont conformes aux exigences de la Norme ITIE, comprenant à la fois des informations détaillées sur les revenus et des données contextuelles pertinentes. Le formulaire de déclaration se compose de 24 feuilles comme suit :

N° Feuille	Donnée/Information	Entreprises Extractives	Régies financières/ Entités publiques
1	Fiche signalétique	√	SODEMI et PETROCI
2	Formulaire de déclaration	√	√
3	Détail des paiements	√	√
4	Détail Exportations/Ventes locales	√	PETROCI, DGD, DGMG et DGH
5	Détail production	√	PETROCI, DGH et DGMG
6	Participation publique	N/A	DGPE/DGTCP/SODEMI/ PETROCI
7	Structure du Capital	√	SODEMI et PETROCI
8	Paiements Sociaux	√	DGH et PETROCI
9	Transferts infranationaux	N/A	DGI, DGTCP et DGMG
10	Prêt & Garanties	N/A	SODEMI et PETROCI
11	Octrois des licences	N/A	DGH/DGMG
12	Relation financière avec les entreprises d'Etat	N/A	DGTCP
13	Subvention	N/A	DGTCP/Direction du budget
14	Couts des projets	N/A	DGI, DGMG et DGH
15	Données du secteur artisanal	N/A	DGMG
16	Données sur le secteur semi industriel	N/A	DGMG
17	Transactions de troc/projets intégrés	√	√
18	Détail Contributions CDLM/CDL	√	CDLM
19	Dépenses environnementales	√	FNDE
20	Questionnaire général	√	√
21	Données sur les sous-traitances	√	N/A
22	Liste des sociétés extractives		
23	Liste des entités publiques		
24	Nomenclature des flux de paiement		

Les formulaires de déclaration ont été présentés dans le cadre d'un atelier de formation puis envoyés par courriel aux parties déclarantes, qui étaient ensuite invitées à envoyer leurs déclarations à l'AI.

4.1.3 Revenus en numéraires

La majorité des revenus du secteur extractif en 2024 ont été collectés en numéraire, à l'exception des revenus en nature provenant des contrats de partage de production dans les hydrocarbures. Les principales entités en charge de ce recouvrement sont la DGI, la DGD, et la DGTCP.

Les modalités de collecte et d'affectation sont détaillées dans la section 5.1. Le rapport fournit un aperçu détaillé des recettes perçues par les régies financières, couvrant divers flux tels que les taxes, impôts, et autres contributions en section 7.

4.1.4 Divulgation des états financiers des entreprises

Les entreprises extractives ne sont pas légalement tenues de rendre leurs états financiers publics. Toutefois, conformément à l'article 269 de l'Acte uniforme de l'OHADA, elles doivent les déposer annuellement auprès :

- De la Direction Générale des Impôts (DGI) via la plateforme E-liasse ;
- Du Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM) via la plateforme e-TribCom.

En pratique, l'accès à ces informations est possible du Tribunal de Commerce, moyennant des frais d'accès. Toutefois, les données détenues par la DGI ne sont pas accessibles au public, tandis que celles du RCCM ne sont disponibles qu'après une demande justifiée.

❖ Situation des entreprises publiques :

- La SODEMI a publié ses états financiers 2024 sur son site en ligne ;
- Les derniers états financiers disponibles pour PETROCI CI-11 datent de 2021 ;
- S'agissant de PETROCI Holding les états financiers complets n'ont pas été publiés. Seuls le bilan, l'état de résultat et le tableau des flux de trésorerie sont disponibles, sans les notes annexes explicatives.

❖ Entreprises filiales de groupes cotés en bourse :

Pour les entreprises filiales de groupes cotés en bourse, certaines informations financières peuvent être obtenues à partir des états consolidés du groupe. Néanmoins, ces documents présentent souvent une désagrégation insuffisante pour isoler les activités menées spécifiquement au Côte d'Ivoire, ce qui restreint leur utilité pour une analyse exhaustive de la performance financière et fiscale des opérations extractives nationales.

4.2. Recettes des ventes des parts de production de l'État et autres recettes perçus en nature

4.2.1. Secteur des hydrocarbures

4.2.1.1 Cadre juridique et fiscal

Les revenus en nature perçus par l'État ivoirien dans le secteur pétrolier s'inscrivent dans le cadre des Contrats de Partage de Production (CPP) régis par le Code des Hydrocarbures de 2016. Deux mécanismes principaux génèrent des recettes en nature :

Le Profit Oil : conformément à l'article 15 du Code Pétrolier, une partie de la production (*Cost Oil*) sert au remboursement des coûts pétroliers des contractants. Une fois ces coûts récupérés, le solde (*Profit Oil*) est partagé entre l'État et les contractants selon les termes de chaque CPP. PETROCI Holding, mandatée par l'État, commercialise cette part et reverse les recettes à la Direction Générale des Impôts (DGI) déduction faite de sa commission de commercialisation.

Le BIC en nature : dans le cadre des CPP, l'impôt sur les Bénéfices Industriels et Commerciaux peut être payé en nature sous forme de production pétrolière. PETROCI Holding commercialise cette part pour le compte de l'État et reverse les recettes à la DGI.

Les opérations de SWAP : l'État échange une partie de sa production de pétrole brut contre du gaz pour répondre aux besoins énergétiques nationaux, notamment pour la production d'électricité. Ces opérations se réalisent sur la base de la valeur des volumes échangés, sans générer de perte ni de gain pour l'État ou les contractants.

Deux entités PETROCI interviennent dans ce dispositif :

- PETROCI Holding : commercialise la part de l'État (*Profit Oil*) et sa propre quote-part d'associé dans les CPP CI-101/802, CI-26 et CI-40 ;
- PETROCI CI-11 : opérateur du bloc CI-11, commercialise sa part propre de la production ainsi que celle de Petroci Holding et de l'Etat (Cost Oil + Profit Oil) localement via la SIR.

4.2.1.2 Revenus en nature – Part Etat

a) Partage de la production avant SWAP - Pétrole brut

Tableau 54 : Partage de la production pétrolière par bloc - 2024 (avant SWAP)

Bloc	PETROCI (BBL)	%	PETROCI (USD)	État (BBL)	%	État (USD)	Contractants (BBL)	%	Total (BBL)
CI-11	16 553	10,0 %	1 278 703	89 842	54,4 %	6 974 903	58 849	35,6 %	165 244
CI-26	177 170	10,9 %	14 998 283	162 707	10,0 %	13 773 922	1 287 196	79,1 %	1 627 073
CI-27	160 718	28,0 %	12 525 943	172 198	30,0 %	13 420 653	241 077	42,0 %	573 993
CI-40	349 784	6,2 %	27 683 555	666 727	11,7 %	52 591 955	4 669 526	82,1 %	5 686 037
CI-101	56 518	12,5 %	4 423 400	57 347	12,7 %	4 488 344	337 101	74,8 %	450 966
CI-802	936 115	12,5 %	73 265 897	949 859	12,7 %	74 341 579	5 583 481	74,8 %	7 469 455
TOTAL	1 696 858	10,6 %	134 175 781	2 098 680	13,1 %	165 591 356	12 177 230	76,2 %	15 972 768

Source : PETROCI Holding - Récapitulatif des parts de production 2024

La part État dans la production pétrolière représente 13,1 % de la production totale en 2024, soit 2 098 680 BBL pour une valeur de 165,6 M USD (99,4 Mds FCFA). CI-11 reste le bloc le plus favorable à l'État avec 54,4 % de la production. Sur les blocs Baleine (CI-101 et CI-802 combinés), la part État de 12,7 % reflète un CPP récent dont les coûts d'investissement de la Phase 1 sont encore en cours de récupération.

b) Partage de la production avant SWAP - Gaz naturel

Tableau 55 : Partage de la production gazière par bloc - 2024 (avant SWAP)

Bloc	PETROCI (MMBTU)	%	PETROCI (USD)	État (MMBTU)	%	État (USD)	Contractants (MMBTU)	%	Total (MMBTU)
CI-11	809 102	47,8 %	4 001 474	133 719	7,9 %	534 875	749 299	44,3 %	1 692 120
CI-26	576 851	10,9 %	3 455 626	529 761	10,0 %	1 854 659	4 190 995	79,1 %	5 297 607
CI-27	17 010 661	23,11%	102 429 011	30 387 259	41,3 %	191 930 796	26 222 684	35,6%	73 620 604
CI-40	31 006	6,2 %	80 615	57 445	11,6 %	149 357	407 759	82,2 %	496 210
CI-101	52 557	12,3 %	281 927	56 235	13,1 %	301 660	319 668	74,6 %	428 460
CI-802	870 511	12,3 %	4 669 626	931 443	13,1 %	4 996 481	5 294 755	74,6 %	7 096 709
TOTAL	19 350 688	21,8%	114 918 279	32 095 862	36,2%	199 767 828	37 185 160	42,0%	88 631 710

Source : PETROCI Holding - Récapitulatif des parts de production 2024, SWAP

Sur le gaz, la part État est structurellement plus élevée, atteignant 36,2 % de la production totale en 2024 (32 095 862 MMBTU / 199,8 M USD). CI-27 concentre l'essentiel de cette part avec 41,3 % de la production du bloc.

c) Opérations de SWAP pétrole/gaz

L'État échange une partie de sa production de pétrole brut contre du gaz naturel, afin d'alimenter le secteur énergétique national. Ces opérations sont réalisées à valeur équivalente, sans perte ni gain pour aucune des parties.

Tableau 56 : Opérations de SWAP État 2024 - Pétrole cédé contre Gaz reçu

Bloc	Pétrole cédé (BBL)	Prix pétrole SWAP (USD/bbl)	Valeur (USD)	Gaz reçu (MMBTU)	Prix gaz SWAP (USD/MMBTU)	Valeur (USD)	Équilibre
CI-11	38 661	77,53	2 997 196	749 299	4,0000	2 997 196	Neutre
CI-26	162 707	84,65	13 773 921	1 555 167	8,8569	13 773 921	Neutre
CI-27	–	–	–	–	–	–	Aucun SWAP
CI-40	13 308	79,66	1 060 163	407 755	2,6000	1 060 163	Neutre
CI-101	22 304	76,88	1 714 777	319 668	5,3642	1 714 777	Neutre
CI-802	369 435	76,88	28 402 320	5 294 755	5,3642	28 402 320	Neutre
TOTAL	606 415	79,07	47 948 377	8 326 644	5,7584	47 948 377	Neutre

Source : PETROCI Holding

En 2024, l'État cède 606 415 BBL de pétrole (soit 28,9 % de sa part pétrolière avant SWAP) et reçoit en contrepartie 8 326 644 MMBTU de gaz d'une valeur équivalente de 47,9 M USD. Le bloc CI-26 fait l'objet du SWAP le plus significatif en proportion : la totalité de la part État pétrole (162 707 BBL) y est échangée contre du gaz, l'État ne conservant aucun baril de pétrole sur ce bloc après SWAP. CI-27 est le seul bloc sans opération de SWAP en 2024.

d) Part de l'État après SWAP

Tableau 57 : Part de l'État après SWAP - 2024 (Calcul AI)

Bloc	Pétrole (BBL)	Valeur pétrole (USD)	Gaz (MMBTU)	Valeur gaz (USD)	Total (USD)
CI-11	51 181	3 977 707	883 018	3 532 072	7 509 779
CI-26	0	0	2 084 927	15 628 581	15 628 581
CI-27	172 198	13 420 653	30 387 259	191 930 796	205 351 449
CI-40	653 419	51 531 760	465 200	1 209 519	52 741 279
CI-101	35 043	2 773 567	375 904	2 016 437	4 790 004
CI-802	580 424	45 939 259	6 226 198	33 398 801	79 338 060
TOTAL	1 492 265	117 642 946	40 422 506	247 716 206	365 359 152

Tableau 58 : Part de l'État après SWAP - Données déclarées par PETROCI Holding

Composante	Volume	Valeur (USD)
Profit Oil — Pétrole	1 492 265 BBL	117 642 946
Profit Oil — Gaz	40 421 229 MMBTU	239 382 046
TOTAL		357 024 992

Tableau 59 : Analyse de l'écart entre calcul AI et données PETROCI

Indicateur	Calcul AI	PETROCI déclaré	Écart
Pétrole (BBL)	1 492 265	1 492 265	0
Pétrole (USD)	117 642 946	117 642 946	0
Gaz (MMBTU)	40 422 506	40 421 229	-1 277 *(résidu arrondi)*
Gaz (USD)	247 716 206	239 382 046	-8 334 160
TOTAL (USD)	365 359 152	357 024 992	-8 334 160
Écart (Mds FCFA)	219,2	214,2	-5,0

Explication de l'écart. La divergence de 8,3 M USD (5,0 Mds FCFA) est entièrement imputable à la valorisation du gaz reçu par l'État sur le bloc CI-26 après SWAP. L'Administrateur Indépendant a valorisé ce gaz au prix implicite compte tenu du SWAP (7,4960 USD/MMBTU), soit la valeur d'échange contractuellement retenue pour assurer la neutralité de l'opération. PETROCI, en revanche, retient le prix du marché local (3,50 USD/MMBTU), correspondant au tarif de cession à la CIE ou à la SIR, auquel ce gaz sera effectivement vendu une fois réinjecté dans le réseau national.

e) Commercialisation et reversement à la DGI

En 2024, la commercialisation de la part État s'est effectuée à travers trois canaux principaux : les exportations de pétrole brut, les ventes locales à la SIR et les livraisons de gaz à CI Énergie.

Une part significative des flux gaziers (environ 56 %) a été valorisée via des mécanismes de compensation avec les factures d'électricité, limitant les flux de trésorerie directs au profit de la DGI.

(i) Canal Export - Pétrole brut

Tableau 60 : Commercialisation export de la part État pétrole - 2024

Bloc	Volume (BBL)	Valeur (USD)	Valeur (Mds FCFA)	Statut
CI-40	802 752	65 499 599	72,6	Recouvré 2024
CI-26	987	89 747		Recouvré 2024
CI-101/802	661 085	53 730 417		Recouvré 2024
CI-40	74 870	5 337 782	9,5	Non recouvré *(carg. déc. 2024)*

Bloc	Volume (BBL)	Valeur (USD)	Valeur (Mds FCFA)	Statut
CI-101/802	135 692	9 630 061		Non recouvré *(carg. déc. 2024)*
TOTAL Export	1 675 386	134 287 606		
dont recouvré	*1 464 824*	*119 319 763*	72,6	
dont non recouvré	*210 562*	*14 967 843*	*9,5*	*Reporté 2025*

Source : PETROCI Holding

Le détail des ventes par cargaison est présente en annexe 25.

(ii) Ventes locales SIR - Pétrole et gaz dissociés

Tableau 61 : Ventes SIR CI-27 - Pétrole et gaz - 2024

Produit	Volume	Valeur (USD)	Valeur (Mds FCFA)	Statut
Pétrole	148 769 BBL	11 748 115	7,09	Recouvré 2024
Gaz	480 942 MMBTU	—	1,63	Recouvré 2024
Pétrole	23 429 BBL	1 672 538	1,04	Non recouvré
Gaz	135 349 MMBTU	—	0,47	Non recouvré
TOTAL			10,23	

Source : SIR / PETROCI / DGI

Le détail des ventes est présente en annexe 26.

(iii) Ventes locales CIE - Gaz

Tableau 62: Ventes gaz CIE- 2024

Bloc	Volume (MMBTU)	Valeur (Mds FCFA)
CI-27	28 368 231	113,03
CI-802	10 451 960	20,26
CI-26	2 084 834	4,42
CI-11	883 018	2,16
CI-101	514 339	1,22
CI-40	463 922	0,73
TOTAL	42 766 304	141,82

Source : CI Énergie

Le détail des ventes est présente en annexe 27.

Une partie du gaz de l'État est commercialisée auprès de CI Énergie par voie de compensation : la valeur du gaz livré est déduite des factures d'électricité dues par l'État à la CIE, sans flux cash. Ce mécanisme représente en 2024 un volume de 19 061 771 MMBTU pour une valeur de 79 Mds FCFA.

Tableau 63 : : Ventes Gaz CIE compensées avec facture électricité - 2024

Bloc	Volume (MMBTU)	Valeur (Mds FCFA)
CI-11	8 451 391	30,89
CI-27	7 537 106	41,88
CI-26	2 378 074	4,54
CI-802	405 278	1,06
CI-40	268 189	0,53
CI-101	21 733	0,07
TOTAL	19 061 771	78,97

Source : CI-Énergie

Le détail des ventes de gaz compensées est présente en annexe 28.

(iv) Recouvrement exercices antérieurs

Tableau 64 : Ventes antérieurs recouvrés - 2024

Bloc	Volume	Valeur (Mds FCFA)	Entité déclarante
CI-11	NC	0,28	DGI
CI-27	NC	0,84	DGI
NC	63 295 BBL	3,13	PETROCI
TOTAL		4,24	

(v) Récapitulatif - Recouvrement de la part État 2024

Tableau 65 : Récapitulatif des recouvrements de la part État - 2024

Composante	Canal	Mode	Mds FCFA
Export CI-40 recouvré 2024	Export	Cash	+72,585
SIR CI-27 pétrole recouvré 2024	SIR	Cash	+7,086
SIR CI-27 gaz recouvré 2024	SIR	Cash	+1,629
Recouvrements exercices antérieurs	Divers	Cash	+4,243
Gaz compensé CIE	CIE	Compensation	+78,971
Remboursement dette PETROCI *(protocole SIR- PETROCI- Etat 2019)*	PETROCI	Cash	+2,800
Commission PETROCI *(250 FCFA/ bbl)*	—	Prélèvement	-0,366
TOTAL RECOUVREMENT NET 2024 DGI			166,949

Tableau 66 : Traçabilité matière - Part de l'État 2024

	Pétrole (BBL)	Gaz (MMBTU)
Part État après SWAP 2024	1 492 265	40 422 506
Commercialisé au titre de 2024		
- Export (CI-40, CI-26, CI-101/802)	1 675 386	—
- SIR CI-27	172 198	—
- CIE (CI-40, CI 11, CI-26, CI-101/802)	—	42 766 304
TOTAL COMMERCIALISÉ 2024	1 847 584	42 766 304
dont recouvré 2024	*1 613 593*	*18 310 133*
dont non recouvré	*233 991*	*24 456 171*
Écart 2024 (commercialisé – part État)	+355 518	+2 343 798

(vi) Écart entre revenus DGI et TOFE : rapprochement été xplication

Les revenus issus de la commercialisation de la part État, d'un montant de 166,9 Mds FCFA en 2024, ont été rapprochés dans le cadre du processus ITIE entre les données de la DGI, PETROCI, CI-Énergies et la SIR. Un écart de 77,7 Mds FCFA subsiste avec les montants retracés dans la Loi de règlement 2024 (244,6 Mds FCFA).

Le rapprochement ligne à ligne, appuyé sur les précisions communiquées par la DGI et le Trésor, permet désormais d'expliquer intégralement cet écart, qui ne traduit pas un manque à gagner mais des différences de constatation et de calendrier :

Composante de l'écart	Mds FCFA	Sens	Nature
Ventes de gaz non recouvrées constatées (Loi de règlement)	53,26	+	Intégrées aux données ITIE 2024
Avance de trésorerie PETROCI au Trésor	30,00	+	Financement, non recette extractive
Décalages de calendrier (SIR, dette PETROCI, menus flux gaz)	~5,6	net	Comptabilité de caisse (pré-2026)
TOTAL ÉCART EXPLIQUÉ	77,7		

Ces décalages tiennent au système de gestion antérieur à 2026 : en l'absence de comptabilité en droits constatés (comptabilité de caisse), des liquidations de l'exercice pouvaient être recouvrées et comptabilisées l'exercice suivant, et le circuit de trésorerie ; statistiques SIGICI, base des données du secteur — devançait le circuit comptable — Loi de règlement — dans l'attente du lettrage bancaire (pouvant prendre plusieurs mois). Trois réformes corrigent ces insuffisances : la comptabilité en droits constatés (depuis fin 2025), le projet e-CUT (fin 2026) et l'interfaçage SIGICI–ASTER (depuis début 2026).

Une fois ces éléments neutralisés — gaz désormais intégré aux données ITIE et avance PETROCI identifiée comme financement , aucun biais intertemporel significatif ne subsiste dans la lecture des recettes publiques extractives 2024.

4.2.1.3 Revenus en nature – Part PETROCI-Holding

a) Part de production revenant à PETROCI (base de commercialisation)

La participation de PETROCI-Holding dans la production des Contrats de Partage de Production (CPP) repose sur deux principaux éléments : le Cost Oil et le Profit Oil, en fonction des pourcentages détenus par la société tels que définis dans la section 2.6.1.5.

Avant d'analyser la commercialisation, il convient d'examiner la part de production revenant à PETROCI, à la fois dans la production totale et dans sa position relative vis-à-vis des contractants.

(i) Pétrole brut

Tableau 67: Part Petroci- production pétrolière– 2024

Bloc	PETROCI (BBL)	Total Production (BBL)	Part PETROCI / Total	Part PETROCI / (PETROCI + Contractants)
CI-11	16 553	165 244	10,0 %	22,0 %
CI-26	177 170	1 627 073	10,9 %	12,1 %
CI-27	160 718	573 993	28,0 %	40,0 %
CI-40	349 784	5 686 037	6,2 %	7,0 %
CI-101	56 518	450 966	12,5 %	14,4 %
CI-802	936 115	7 469 455	12,5 %	14,4 %
TOTAL	1 696 858	15 972 768	10,6 %	12,2 %

Source: PETROCI Holding – calculs AI

- PETROCI représente 10,6 % de la production pétrolière totale et 12,2 % de la production contracteur, confirmant une position minoritaire face aux partenaires.
- La production est fortement concentrée sur Baleine (CI-101/802), qui représente plus de la moitié des volumes PETROCI.

(ii) Gaz naturel

Tableau 68: Part Petroci- production gazière– 2024

Bloc	PETROCI (MMBTU)	Total Production (MMBTU)	Part PETROCI / Total	Part PETROCI / (PETROCI + Contractants)
CI-11	809 102	1 692 120	47,8 %	51,9 %
CI-26	576 851	5 297 607	10,9 %	12,1 %
CI-27	17 010 661	73 621 494	23,1 %	39,3 %
CI-40	31 006	496 210	6,2 %	7,1 %
CI-101	52 557	428 460	12,3 %	14,1 %
CI-802	870 511	7 096 709	12,3 %	14,1 %
TOTAL	19 350 688	88 632 600	21,8 %	34,2 %

Source: PETROCI Holding – calculs AI

- PETROCI représente 21,8 % de la production totale de gaz et 34,2 % de la production contracteur, soit une position plus favorable que dans le pétrole.
- Le bloc CI-27 (Foxtrot) domine largement le secteur gazier (plus de 80 % des volumes).
- Le bloc CI-11 est le plus favorable à PETROCI (51,9 % de la part contracteur).

Contrairement au pétrole, la position de PETROCI dans le gaz est intermédiaire mais non dominante.

b) Commercialisation des hydrocarbures par PETROCI

La part de production revenant à PETROCI Holding est commercialisée selon trois circuits opérationnels pour le pétrole brut et un circuit unique pour le gaz naturel. L'analyse distingue les flux commerciaux générateurs de trésorerie des flux en nature

(iii) Commercialisation du pétrole brut

Tableau 69: Synthèse de la commercialisation du pétrole brut - Part PETROCI (2024)

Circuit	Blocs	Nb carg.	Volume (BBL)	Valeur (USD)	Recouvré (USD)	Prix moy. ($/bbl)	Taux recouvrement
Ventes directes PETROCI — Export	CI-40, CI-101/802	4	1 001 615	82 003 366	82 003 366	~81,9	100%
Ventes par opérateur CNR — Export [1]	CI-40, CI-26	6	346 446	27 623 061	26 026 075	~79,7	~94%[1]
Ventes domestiques — SIR [2]	CI-27	-	164 736	13 308 815	12 525 943	~80,8	~94%[2]
Ventes directes PETROCI — Export (Remboursement ADDAX en nature) [3]	CI-101/802	1	404 150	28 682 526	—	70,97	N/A[3]
TOTAL	Tous blocs	23	1 916 947	151 617 768	120 555 384	~79,1	—

Sources : PETROCI-Holding – Première vente hors DMO, Détail par cargaison en annexe 29.

[1] La cargaison CNR CI-40 de décembre 2024 (22 400 BBL / 1,6 M USD) est non recouvrée au 31/12/2024 — recouvrement attendu en 2025.

[2] La vente SIR CI-27 présente un encours résiduel de 782 872 USD non recouvré au 31/12/2024.

[3] Le remboursement du préfinancement ADDAX ENERGY SA constitue un flux en nature (1 cargaison — 404 150 BBL / 28,7 M USD — terminal Baleine, décembre 2024, réf. FC24DP-ADV-0022/0021). Il n'est pas assimilable à une vente commerciale et est exclu du calcul du taux de recouvrement. NB : Une seconde cargaison de 135 692 BBL / 9,6 M USD initialement attribuée à l'État a également été affectée au remboursement de ce préfinancement — ce point fait l'objet d'un examen spécifique (cf. section 2.6.1.7.

Les ventes commerciales de pétrole brut s'établissent à 151,6 M USD pour 1 916 947 BBL. Le prix moyen de cession ressort à ~79,1 USD/bbl. Le bloc CI-101/802 (Baleine) domine la commercialisation avec 879 924 BBL de ventes directes export auprès d'AUGUSTA Energy, soit 58 % des volumes commerciaux. Les encours non recouvrés au 31/12/2024 sont limités à 2,4 M USD, relevant d'effets de calendrier de fin d'exercice.

(iv) Commercialisation du gaz naturel

Tableau 70: Synthèse de la commercialisation du gaz naturel - Part PETROCI (2024)

Bloc	Acheteur(s)	Volume (MMBTU)	Valeur (USD)	Recouvré (USD)	Prix moy. ($/MMBTU)	Taux recouvrement
CI-27	CIE / SIR /	17 010 661	102 429 011	3 753 890	~6,02	~4%
CI-101/802	CIE	923 067	4 951 552	0	~5,36	0%
CI-11	CIE / SIR / GPL	809 102	4 001 474	0	~4,95	0%
CI-26	CIE	576 851	3 455 626	0	~5,99	0%
CI-40	CIE	31 006	80 615	0	~2,60	0%
TOTAL		19 350 687	114 918 278	3 753 890	~5,94	~3%

Sources : PETROCI-Holding

La totalité du gaz est écoulée sur le marché domestique ivoirien à des prix contractuels administrés. Le prix moyen ressort à ~5,94 USD/MMBTU, avec une dispersion allant de 2,60 $/MMBTU (CI-40) à 6,02 $/MMBTU (CI-27). Le taux de recouvrement structurellement faible (~3 %) s'explique par les délais de paiement du marché domestique. CI-27 concentre 88 % des volumes et la quasi-totalité des encaissements.

(v) Récapitulatif consolidé - Part PETROCI Holding 2024

Tableau 71: Récapitulatif consolidé de la commercialisation - Part PETROCI (2024)

Produit	Nb. Op.	Volume	Valeur (USD)	Recouvré (USD)	Prix moy.	Taux recouvrement
Pétrole - ventes commerciales	22	1 512 797 BBL	122 935 242	120 555 384	~81,3 $/bbl	~98%
Pétrole - remboursement ADDAX (en nature)	1	404 150 BBL	28 682 526	—	70,97 $/bbl	N/A
Gaz naturel		19 350 687 MMBTU	114 918 278	3 753 890	~5,94 $/MMBTU	~3%
TOTAL	83		266 535 046	124 309 274		~47%

Le taux de recouvrement global (~47 %) reflète la coexistence de trois réalités structurellement distinctes : un recouvrement quasi-complet sur les ventes commerciales de pétrole (~98 %), un remboursement en nature du préfinancement ADDAX sans flux monétaire (28,7 M USD), et une conversion très limitée du gaz en trésorerie (~3 %), liée aux modalités du marché domestique ivoirien de l'énergie.

Le détail complet des cargaisons de pétrole brut ainsi que le détail des versements mensuels de gaz par bloc sont présentés en Annexe 29.

(vi) Les recouvrements en 2024 :

Les montants recouvrés par PETROCI-Holding au titre de la commercialisation des revenus en nature de pétrole brut et de gaz naturel, au titre de l'exercice 2024 et des exercices antérieurs, s'élèvent à 276 919 109 USD.

❖ Recouvrement Pétrole :

Bloc	Volume (BBL)	Recouvré (USD)
CI-40	348 909	33 593 072
CI-26	164 560	16 630 928
CI-27	166 255	15 172 712
CI-101 et 802	1 347 369	105 643 890
TOTAL	2 027 094	171 040 601

Sources : PETROCI-Holding

❖ Recouvrement gaz naturel :

Bloc	Volume (MMBTU)	Recouvré (USD)
CI-27	16 278 269	105 878 508
TOTAL	16 278 269	105 878 508

Sources : PETROCI-Holding

Le détail des versements mensuels par bloc est présenté en annexe 30.

4.2.1.4 Revenus en nature - PETROCI-CI11

PETROCI CI-11 est l'opérateur du bloc CI-11 et agit simultanément en tant que contractant. À ce titre, elle perçoit sa part de la production de pétrole brut et de gaz naturel sous forme de Cost Oil/Cost Gas et Profit Oil/Profit Gas, en fonction du pourcentage d'intérêt qu'elle détient dans le CPP CI-11. En tant qu'opérateur, elle assure également la commercialisation de l'intégralité de la production du bloc pour le compte de toutes les parties.

a) Revenus en nature de PETROCI CI-11 - 2024

Tableau 72:: Production totale et part PETROCI CI-11 - 2024

Produit	Unité	Production totale	Part PETROCI CI-11	%	Valeur totale production (USD)
Huile brute	BBL	172 665	39 795	~23,0%	13 372 333
Gaz naturel	MMBTU	4 257 526	1 990 347	~46,8%	20 931 886

Source : PETROCI CI-11

b) Commercialisation de la production - Rôle d'opérateur

En qualité d'opérateur, PETROCI CI-11 commercialise l'intégralité de la production du bloc auprès d'acheteurs domestiques exclusivement.

Tableau 73: Ventes opérateur PETROCI CI-11 - Gaz naturel (2024)

Acheteur	Volume (MMBTU)	Valeur (USD)	Prix ($/MMBTU)	% du total
SIR	2 601 189	14 306 540	5,5	61,10%
CI-ENERGIES	1 066 417	4 265 667	4	25,05%
LION GPL	589 920	2 359 680	4	13,86%
TOTAL	4 257 526	20 931 886	~4,91	100%

Source : PETROCI CI-11

Tableau 74: Ventes opérateur PETROCI CI-11 - Huile brute (2024)

Acheteur	Nb livraisons	Volume (BBL)	Valeur (USD)	Prix moy. ($/bbl)
SIR	7	172 123	13 265 074	~77,1

Source : PETROCI CI-11

Le détail des ventes de PETROCI -CI 11 est présenté en annexe 31

c) Revenus des ventes de la part propre de PETROCI CI-11

Les revenus liés aux ventes de la part propre de PETROCI CI-11 en tant que contractant sont estimés à partir des données de production et des prix moyens de vente du bloc, PETROCI CI-11 n'ayant pas communiqué de données de recouvrement distinctes pour sa part propre.

Tableau 75: Estimation des revenus de la part propre PETROCI CI-11 - 2024

Produit	Unité	Volume (part PETROCI)	Prix moy. (USD)	Valeur estimée (USD)	Recouvrement
Huile brute	BBL	39 795	~77,1	~3 068 195	N/C
Gaz naturel	MMBTU	1 990 347	~4,91	~9 772 604	N/C
TOTAL				~12 840 799	N/C

N/C : non communiqué — PETROCI CI-11 n'a pas fourni les données de recouvrement de sa part propre.

4.2.2. Secteur minier

L'analyse de la réglementation en vigueur pour l'année 2024 n'a pas révélé l'existence de revenus en nature perçus par l'État ou par la SODEMI. Aucun mécanisme de collecte de revenus en nature dans le secteur minier n'a été identifié pour cette période, conformément aux lois et règlements en place.

4.3. Dispositions relatives aux infrastructures et accords de troc

4.3.1. Cadre de l'exigence et définition adoptée

L'exigence 4.3 de la norme ITIE impose au Groupe Multipartite (GMP) d'identifier, d'évaluer la matérialité et de décrire exhaustivement tout accord impliquant la mise à disposition de biens et de services en échange de concessions extractives ou de livraisons physiques d'hydrocarbures, y compris les prêts adossés à des ressources au sens de la définition du FMI de la dette souveraine garantie.

En l'absence de définition légale spécifique en Côte d'Ivoire, le CN-ITIE a adopté la définition suivante : un accord de troc est un échange où des biens, services ou infrastructures sont fournis en contrepartie de concessions pour l'exploration ou l'exploitation de ressources naturelles, ou en échange de livraisons futures de matières premières. Ces accords incluent :

- la fourniture d'infrastructures en échange de licences minières, pétrolières ou gazières ;
- les livraisons futures de matières premières contre des infrastructures ou des prêts ;
- l'échange de matières premières pétrolières, minières ou gazières contre d'autres types de matières premières.

Il est expressément précisé que la récupération des coûts pétroliers par les contractants sous forme de part de production dans le cadre des CPP n'est pas considérée comme un accord de troc.

4.3.2. Démarche d'identification des accords

L'AI a procédé à un inventaire systématique des accords susceptibles de répondre aux critères de l'exigence 4.3 dans les secteurs pétrolier et minier, auprès de l'ensemble des entités déclarantes, entreprises extractives, entreprises d'Etat, DGH, DGMG, DGTCP et DGI. Pour chaque accord identifié, l'AI a évalué

- la nature et les conditions de l'accord ;
- les parties impliquées ;
- les ressources naturelles engagées par l'État ;
- la valeur de la contrepartie en termes de flux financiers et économiques ;
- la matérialité de l'accord comparativement aux contrats conventionnels.

4.3.3. Inventaire et classification des accords identifiés

Les travaux ont permis d'identifier trois catégories d'accords répondant aux critères de l'exigence 4.3 au titre de l'exercice 2024 :

Tableau 76: Inventaire des accords relevant de l'exigence 4.3 - 2024

Catégorie	Accord	Parties	Valeur (Mds FCFA)	Matérialité
Préfinancement adossé à la production	Préfinancement REPSOL	PETROCI / Repsol	187,5	Significatif
Préfinancement adossé à la production	Préfinancement ADDAX	PETROCI / ADDAX Energy SA	22,9	Significatif
Échange de matières premières	SWAP pétrole/gaz État	État / Contractants CPP	29,0	Significatif

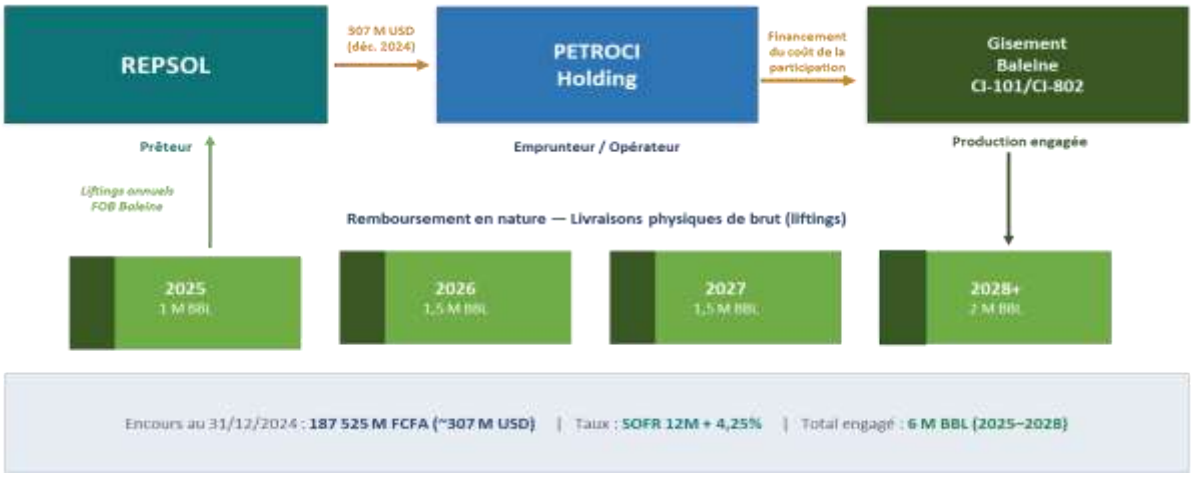
4.3.4.Description exhaustive des accords significatifs

a) Préfinancement REPSOL adossé à la production (en cours)

Nature et mécanisme

Le préfinancement REPSOL est un accord par lequel PETROCI Holding a reçu un financement de 187,5 milliards FCFA (~307 M USD) en contrepartie d'un engagement de livraisons futures de pétrole brut sur le gisement Baleine. Ce mécanisme répond à la définition FMI de la dette souveraine garantie dans la mesure où il engage des flux futurs de production nationale en garantie et en remboursement d'un financement externe.

Schéma de fonctionnement



Conditions de l'accord

Élément	Détail
Parties	PETROCI Holding / Repsol
Date de signature	10 décembre 2024
Montant	187 525 M FCFA (~307 M USD)
Objet	Financement participation PETROCI — Phase 2 Baleine (CI-101/CI-802)
Taux	SOFR 12M + 4,25% (variable)
Ressources engagées	6 M BBL de production CI-101/802 sur 2025–2028
Modalité remboursement	Livraisons physiques de brut (liftings) annuels
Encours au 31/12/2024	187 525 M FCFA
Publication du contrat	Non publiée à ce jour

Source : PETROCI Holding

Évaluation

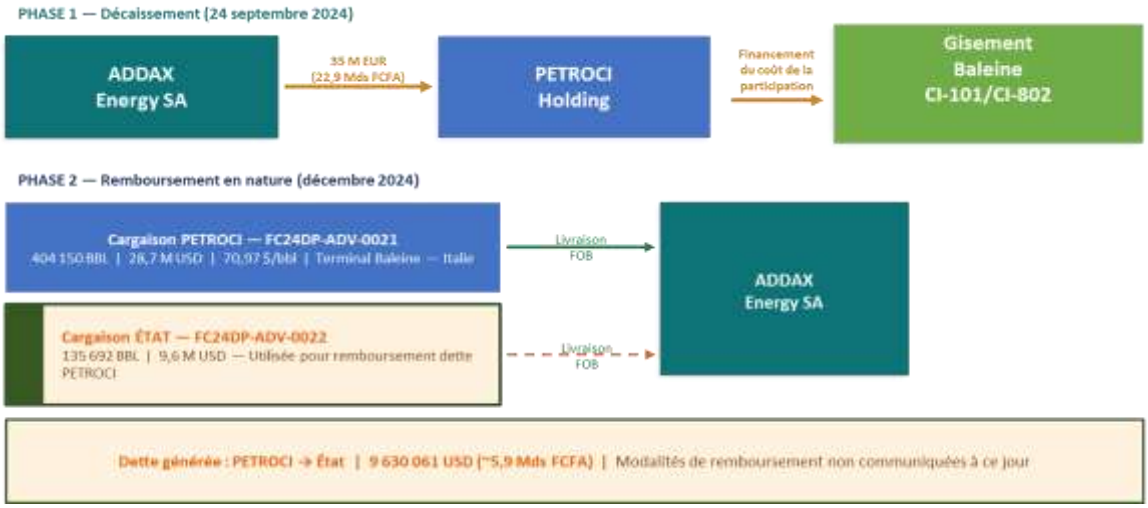
Cet accord est le plus significatif identifié au titre de l'exigence 4.3, avec un encours représentant ~ 33 % des recettes budgétaires extractives totales 2024. Il engage 6 millions de barils de production nationale sur quatre ans, constituant un engagement substantiel sur la production future du gisement Baleine.

b) Préfinancement ADDAX ENERGY SA adossé à la production (soldé en 2024)

Nature et mécanisme

Le préfinancement ADDAX est un accord par lequel PETROCI Holding a reçu un financement de 35 millions EUR (22,9 Mds FCFA) en septembre 2024, remboursé intégralement en nature par livraison d'une cargaison de pétrole brut en décembre 2024. Bien que soldé dans l'exercice, cet accord relève de l'exigence 4.3 en tant que prêt adossé à des ressources.

Schéma de fonctionnement



Conditions de l'accord

Élément	Détail
Parties	PETROCI Holding / ADDAX Energy SA
Date de signature	24 septembre 2024
Montant	35 M EUR (22 958 M FCFA)
Objet	Financement activités E&P — Baleine (CI-101/CI-802)
Taux	SOFR 12M + 5,75% (variable)
Ressources engagées	520 000 BBL ±5% du CI-101/802
Remboursement effectué	1 cargaison – PETROCI : 404 150 BBL / 28,7 M USD (déc. 2024)
	1 cargaison – ETAT : 135 692 BBL / 9,6 M USD (déc. 2024)
Intérêts courus incorporés	~632 M FCFA (~90 jours)
Encours au 31/12/2024	Nul - soldé

Source : PETROCI Holding

Évaluation et observation

Cet accord, initialement non communiqué par PETROCI, a été identifié par l'AI dans le cadre des travaux de réconciliation. Le remboursement a mobilisé une cargaison relevant de la part État (135 692 BBL / 9,6 M USD / ~5,9 Mds FCFA), dont la contre-valeur a été régularisée auprès du Trésor dans les délais habituels. Cette opération n'appelle donc pas d'observation particulière quant à son dénouement, la part revenant à l'État ayant été reversée sans impact financier pour ce dernier.

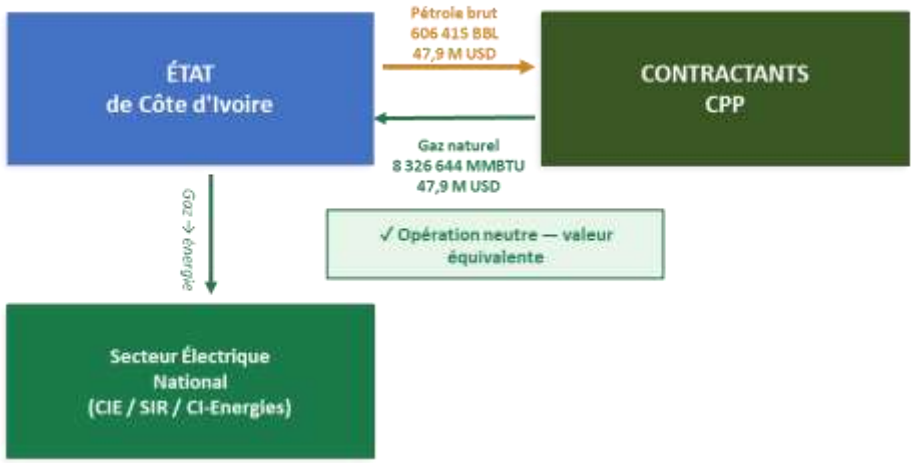
c) Opérations de SWAP pétrole/gaz État

Nature et mécanisme

Les opérations de SWAP constituent des accords d'échange de matières premières au sens de la définition adoptée par le CN-ITIE : l'État échange une partie de sa part de production pétrolière contre du gaz naturel, destiné à alimenter le secteur électrique et énergétique national. Ces opérations sont

réalisées à valeur équivalente, sans gain ni perte pour aucune des parties.

Schéma de fonctionnement



Conditions de l'accord - Détail par bloc

Tableau 77: Opérations de SWAP État — 2024

Bloc	Pétrole cédé (BBL)	Prix pétrole ($/bbl)	Valeur (USD)	Gaz reçu (MMBTU)	Prix gaz ($/MMBTU)	Valeur (USD)	Équilibre
CI-11	38 661	77,53	2 997 196	749 299	4,0000	2 997 196	Neutre
CI-26	162 707	84,65	13 773 921	1 555 167	8,8569	13 773 921	Neutre
CI-27	—	—	—	—	—	—	Aucun SWAP
CI-40	13 308	79,66	1 060 163	407 755	2,6000	1 060 163	Neutre
CI-101	22 304	76,88	1 714 777	319 668	5,3642	1 714 777	Neutre
CI-802	369 435	76,88	28 402 320	5 294 755	5,3642	28 402 320	Neutre
TOTAL	606 415	~79,07	47 948 377	8 326 644	~5,76	47 948 377	Neutre

Source : PETROCI Holding

Évaluation et observations

En 2024, l'État cède 606 415 BBL de pétrole (28,9 % de sa part pétrolière avant SWAP) et reçoit 8 326 644 MMBTU de gaz d'une valeur équivalente de 47,9 M USD. Trois éléments méritent d'être soulignés.

Premièrement, le bloc CI-26 fait l'objet du SWAP le plus significatif en proportion : la totalité de la part État pétrole (162 707 BBL) y est échangée contre du gaz au prix implicite de 8,8569 USD/MMBTU, nettement supérieur au prix moyen des autres blocs, reflétant la valeur d'échange contractuellement retenue.

Deuxièmement, les blocs CI-101 et CI-802 (Baleine) concentrent 64,8 % du volume total de pétrole cédé (391 739 BBL / 30,1 M USD), confirmant le rôle structurant du gisement Baleine dans les flux en nature de l'État.

Troisièmement, CI-27 est le seul bloc sans opération de SWAP en 2024, l'intégralité de la part État y étant conservée sous forme de pétrole brut et de gaz naturel.

4.3.5.Analyse comparative des accords

a) Coûts de financement et accords conventionnels

Tableau 78: Comparaison des conditions de financement PETROCI (2024)

Financement	Type	Taux	Durée	Devise	Garantie	Remboursement
BOAD	Conventionnel	6,50% fixe	14 ans	FCFA	Domiciliation recettes brut	Numéraire
BRIDGE / BACI	Conventionnel	6,25% fixe	7 ans	FCFA	Domiciliation recettes brut	Numéraire
BOA	Conventionnel spot	6,87% fixe	6 mois	FCFA	Billet à ordre	Numéraire
ADDAX	Adossé production	~11,05% variable	~90 jours	EUR → remboursé USD	Production CI-101/802	En nature
REPSOL	Adossé production	~9,55% variable	~4 ans	USD	Production CI-101/802	En nature

SOFR 12M retenu : ~5,30% au T4 2024.

Coût nominal plus élevé : Les préfinancements affichent un taux nominal de +3 à +4 points au-dessus des crédits conventionnels. Cette prime qui peut refléter la rapidité de mise en place et le profil de risque spécifique à ces instruments, représente néanmoins un coût réel pour PETROCI, d'autant plus significatif sur le préfinancement REPSOL (187,5 Mds FCFA sur 4 ans).

Taux variable vs taux fixe : Les crédits conventionnels BOAD/BRIDGE/BACI sont à taux fixe, offrant une prévisibilité totale du coût financier. Les préfinancements ADDAX et REPSOL sont indexés sur le SOFR 12 mois, sans indication de couverture de taux. Toute hausse du SOFR se traduit directement par une augmentation du nombre de barils nécessaires au remboursement, réduisant d'autant les volumes disponibles pour PETROCI et les recettes de l'État.

Risque de change EUR/USD - Préfinancement ADDAX : Le préfinancement ADDAX a été libellé en EUR mais remboursé en USD (valeur des cargaisons FOB). Cette asymétrie crée un risque de change selon l'évolution du taux EUR/USD entre la date de tirage (septembre 2024) et la date de remboursement (décembre 2024). Pour les futurs accords similaires, l'alignement de la devise de tirage et de remboursement constitue une bonne pratique à promouvoir.

Garantie mobilisée : Les crédits conventionnels sont garantis par une domiciliation de recettes - flux courants sans impact sur la production. Les préfinancements engagent en revanche des volumes futurs de production nationale (6 M BBL pour REPSOL sur 2025–2028), réduisant mécaniquement les volumes disponibles pour la commercialisation directe et les recettes en numéraire de l'État sur la période concernée. Cette différence qualitative dans la nature de la garantie constitue la dimension la plus structurante de la comparaison.

b) Comparaison des SWAP avec les transactions de marché

Tableau 79: Prix SWAP vs prix de marché - 2024

Flux	Prix SWAP	Référence marché	Écart	Observation
Pétrole cédé (État)	~79,07 $/bbl	~79,03 $/bbl (export)	-0,04 $/bbl	Aligné sur le prix export — conditions de marché
Gaz reçu (majorité des	4,00–5,36	3,50–5,50	Neutre	Dans la fourchette du marché

Flux	Prix SWAP	Référence marché	Écart	Observation
blocs)	$/MMBTU	$/MMBTU		domestique administré
Gaz reçu — CI-26	8,86 $/MMBTU	3,50–5,50 $/MMBTU	+3,36 à +5,36	Prix élevé

Le prix du pétrole cédé dans le cadre des SWAP (~79,07 $/bbl) est quasi identique au prix moyen export (~79,03 $/bbl), ce qui atteste que l'État cède son pétrole à des conditions de marché, sans décote significative. Cette cohérence valide la neutralité économique des opérations sur le volet pétrole.

Le prix implicite du gaz reçu sur CI-26 (8,86 $/MMBTU) demeure le seul point d'attention : il s'écarte significativement de la fourchette du marché domestique appliqué sur les autres blocs.

4.3.6. Procédure d'assurance qualité des données

Conformément à l'exigence 4.3(c), l'AI a mis en place la procédure suivante pour assurer la qualité des données relatives aux accords identifiés.

Pour les préfinancements adossés à la production, les conditions contractuelles (montant, taux, volumes engagés, modalités de remboursement) ont été vérifiées par recoupement entre les déclarations de PETROCI Holding, les données de la DGTCP et les données de commercialisation des cargaisons de remboursement. Le préfinancement ADDAX, initialement non déclaré, a été identifié par l'AI et intégré après confirmation par PETROCI.

Pour les opérations de SWAP, les volumes et valeurs déclarés par PETROCI Holding ont été réconciliés avec les données de production par bloc et les données de commercialisation de la part État, permettant de vérifier la neutralité effective des échanges.

4.3.7. Cas particulier - Mécanisme de compensation gaz/électricité avec CI-Energies

Dans le cadre de ses travaux d'inventaire au titre de l'exigence 4.3, l'AI a examiné le mécanisme de compensation entre les livraisons de gaz naturel de l'État à CI-Energies et les factures d'électricité dues par l'État à la CIE.

Description du mécanisme

L'État livre du gaz naturel à CI-Energies (part État issue des CPP). En contrepartie, la valeur de ce gaz est déduite à due concurrence des factures d'électricité dues par l'État à la CIE, sans flux monétaire direct entre les parties.

Tableau 80: Compensation gaz/électricité - Synthèse (2024)

Élément	Volume	Valeur (FCFA)	Prix implicite
Gaz livré (État / CIE)	19 061 771 MMBTU	78 970 921 254	~4 143 FCFA/MMBTU (~6,79 $/MMBTU)
Électricité compensée (CIE / État)	997 144 385 kWh	78 970 921 254	~79,2 FCFA/kWh
Solde		0	Neutre

Source : CI -Energie

Tableau 81: Détail par bloc - Prix implicites du gaz compensé (2024)

Bloc	Volume (MMBTU)	Valeur (FCFA)	Prix implicite (FCFA/MMBTU)	Prix implicite ($/MMBTU)	Prix SWAP référence ($/MMBTU)	Écart
CI-11	8 451 391	30 888 602 553	3 655	~5,99	4,00	+1,99
CI-27	7 537 106	41 881 359 142	5 557	~9,11	(aucun SWAP)	N/A
CI-26	2 378 074	4 535 652 057	1 907	~3,13	8,8569	-5,73
CI-802	405 278	1 064 494 524	2 627	~4,31	5,3642	-1,05
CI-40	268 189	529 101 099	1 973	~3,23	2,6000	+0,63
CI-101	21 733	71 711 879	3 300	~5,41	5,3642	+0,05
TOTAL	19 061 771	78 970 921 254	~4 143	~6,79	*~5,76*	*+1,03*

Source : CI -Energie, Petroci-Holding

Analyse des prix pratiqués

Prix du gaz livré. L'AI a retenu comme référence de marché le prix SWAP moyen pratiqué entre l'État et les contractants privés dans le cadre des CPP (~5,76 $/MMBTU), qui reflète les prix effectivement négociés sur l'exercice 2024 et constitue une base de comparaison plus pertinente que le marché domestique administré.

Au niveau agrégé, le prix implicite moyen du gaz compensé (~6,79 $/MMBTU) est supérieur au prix SWAP de référence (~5,76 $/MMBTU), tiré principalement par CI-27 (~9,11 $/MMBTU) qui concentre 39,5 % des volumes mais 53,0 % de la valeur totale compensée. En l'absence d'opération de SWAP sur CI-27 en 2024, ce prix ne dispose pas de référence de marché directe et sa base contractuelle n'a pas été communiquée au GMP.

À l'opposé, CI-26 présente l'anomalie la plus significative : son gaz est valorisé dans la compensation à ~3,13 $/MMBTU, alors que le prix SWAP retenu sur ce même bloc en 2024 s'établit à 8,8569 $/MMBTU , soit un écart de -5,73 $/MMBTU très défavorable à l'État. Sur les 2 378 074 MMBTU compensés sur CI-26, cet écart représente un manque à gagner potentiel de ~13,6 M USD (~8,3 Mds FCFA) par rapport à la valorisation SWAP du bloc. CI-40 présente une situation inverse, légèrement favorable à l'État (~3,23 $/MMBTU vs prix SWAP 2,60 $/MMBTU). Les blocs CI-802 et CI-101 sont globalement alignés sur leurs prix SWAP respectifs.

Prix de l'électricité compensée. Le prix implicite de l'électricité compensée ressort à ~79,2 FCFA/kWh (calculé par l'AI). Ce prix est inférieur au prix moyen de vente 2024 (~83 FCFA/kWh[62]) et au coût de revient déclaré (~89 FCFA/kWh[63]), alors qu'une hausse tarifaire de 10% est entrée en vigueur au 1er janvier 2024, portant le prix moyen public de 79 à 87 FCFA/kWh³. L'État bénéficie ainsi d'une décote de ~3,8 FCFA/kWh par rapport au prix de marché courant, représentant un avantage estimé à ~3,8 Mds FCFA sur les 997 millions de kWh compensés. Cette valorisation, inférieure au coût de revient réel (~89 FCFA/kWh), peut traduit une subvention implicite supportée par le secteur électrique au bénéfice de l'État dans le cadre de ce mécanisme de compensation.

Qualification au regard de l'exigence 4.3

L'AI conclut que ce mécanisme ne constitue pas un accord de troc au sens de l'exigence 4.3 pour deux raisons : il ne conditionne pas l'attribution d'un droit extractif, et il constitue une compensation de

[62] Source : Portail Économie Ivoirienne / ANARE-CI - Prix de vente moyen de l'électricité 2024, hors taxes.
[63] Source : Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie - Conférence de presse 26 décembre 2023 - https://www.sikafinance.com/marches/cote-d-ivoire-hausse-des-prix-de-l-electricite-des-le-1er-janvier-pour-garantir-l-equilibre-financier-du-secteur_44134

créances réciproques entre entités publiques, distincte d'un accord de troc au sens de la norme ITIE.

Il relève en revanche de l'exigence 6.2 relative aux dépenses quasi-budgétaires, dans la mesure où il génère une subvention implicite correspondant notamment au différentiel entre la valeur totale du gaz livré à CI-Energies (141,8 Mds FCFA) et la part effectivement compensée (79,0 Mds FCFA). Ce flux est traité à la section 6.3 du présent rapport.

4.4. Revenus provenant du transport et du raffinage

4.4.1. Secteur des hydrocarbures

a) PETROCI Holding (Pipeline Abidjan-Yamoussoukro):

Les activités de transport de pétrole brut, de produits raffinés et de gaz naturel en Côte d'Ivoire sont principalement assurées par des opérateurs privés dans le cadre des activités d'exploitation des hydrocarbures.

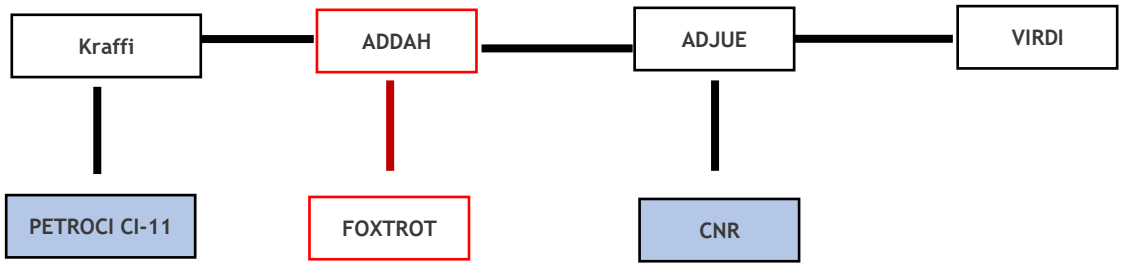
Selon les informations communiquées par PETROCI Holding au titre de l'exercice 2024, ces activités n'ont pas généré de revenus spécifiques entrant dans le champ de l'Exigence 4.4 de la Norme ITIE 2023. Les infrastructures de transport sont principalement utilisées comme outils opérationnels intégrés aux activités de production et de distribution.

PETROCI Holding exploite notamment le pipeline Abidjan–Yamoussoukro, mis en service en 2013, destiné au transport de produits pétroliers raffinés vers l'intérieur du pays et certains pays de l'hinterland.

b) PETROCI CI-11 (Réseau Gazoduc) :

Le réseau gazoduc associé au bloc CI-11 permet l'acheminement du gaz naturel vers Vridi à travers plusieurs stations de connexion, notamment Kraffi, Addah et Adjué.

Figure 7 : Réseau Gazoduc « avec les principales stations de connexions des blocs CI-11, CI-26, CI-40 et CI-27 »[64]



Lors des exercices précédents, PETROCI CI-11 déclarait des revenus issus des droits de passage appliqués au transport du gaz des opérateurs tiers utilisant le réseau. Toutefois, pour l'exercice 2024, PETROCI CI-11 n'a pas transmis de données relatives.

[64] *Source : information fournie par la PETROCI CI-11 dans le cadre du rapport sur Renforcement des procédures de déclaration par des Entreprises d'Etat en Côte d'Ivoire*

4.4.2.Secteur minier

Dans le secteur minier, les activités de transport des produits miniers sont assurées par des opérateurs privés et les coûts correspondants sont intégrés dans les charges d'exploitation des sociétés minières.

D'après les informations collectées auprès des administrations et des entreprises déclarantes, aucun revenu spécifique provenant du transport ou du raffinage n'a été identifié pour l'exercice 2024 au sens de l'Exigence 4.4 de la Norme ITIE 2023.

4.5. Transactions liées aux entreprises d'Etat

Les transactions liées aux entreprises d'État dans le secteur des hydrocarbures (PETROCI-Holding et Petroci-CI-11) ainsi que dans le secteur minier (SODEMI) sont détaillées dans les sections 2.6.1.8 et 2.6.2.3 du présent rapport. Ces sections couvrent les relations financières de ces entreprises avec l'État, notamment en matière de paiements, transferts, et contributions aux recettes publiques ainsi qu'avec les tiers.

4.6. Paiements infranationaux

4.6.1. Cadre légal - Recettes des collectivités territoriales

En Côte d'Ivoire, les recettes des collectivités territoriales sont régies par le Code Général des Collectivités Territoriales (loi n°2003-208 du 7 juillet 2003, modifiée). Ce code prévoit que les collectivités perçoivent une quote-part de certains impôts et taxes collectés sur leur territoire, notamment la contribution des patentes, la taxe sur la propriété foncière et certaines taxes sur les activités économiques locales. Ces recettes sont collectées par la DGI et redistribuées aux collectivités dans le cadre de l'allocation budgétaire annuelle globale, sans mécanisme de fléchage sectoriel.

4.6.2. Dispositions spécifiques au secteur extractif

Secteur minier

En application des lois de finances de 2004 et 2009, les sociétés minières sont exemptées ou exclues des impôts rétrocédés aux collectivités territoriales en droit commun.

La réglementation minière ne prévoit donc pas de mécanisme formel de transfert de recettes minières aux collectivités, à l'exception des contributions pour les projets de développement socio-économique des communautés locales, prévues à l'article 124 du Code Minier (loi n°2014-138 du 24 mars 2014). Ces contributions sont versées directement aux communautés via les Comités Locaux de Développement Minier (CDLM), sans transit par le Trésor Public.

Dans le cadre du présent rapport, le CN-ITIE a classé ces contributions comme des paiements sociaux obligatoires - elles sont traitées et détaillées à la section 6.1.2.2.

Secteur pétrolier et gazier :

La réglementation pétrolière ne prévoit aucun transfert direct de recettes pétrolières aux collectivités territoriales. L'intégralité des flux financiers - redevances, impôts, profit oil - transite par le circuit centralisé de l'État. Certains paiements sociaux obligatoires, stipulés dans les contrats pétroliers (CPP), sont destinés à financer des projets locaux sous forme de dons ou projets sociaux.

Ces paiements sont versés directement aux bénéficiaires ou gérés par la DGH, sans transit par le Trésor Public. Ils sont traités dans le cadre du présent rapport à la section 6.1.1.

4.6.3. Conclusion

Le CN-ITIE conclut que dans les deux secteurs, les entreprises extractives ne sont pas assujetties à des paiements directs au profit des collectivités territoriales, soit par exemption légale (secteur minier), soit par absence de disposition spécifique (secteur pétrolier).

Les seuls flux directs aux entités locales identifiés sont les contributions sociales obligatoires versées via les CDLM (secteur minier) , les contributions sociales des titulaires de permis de carrière (secteur minier) et les paiements sociaux contractuels (secteur pétrolier), tous trois traités comme paiements sociaux obligatoires aux sections 6.1.1 et 6.1.2. du présent rapport.

Aucun autre paiement direct significatif des entreprises extractives aux entités infranationales n'est identifié au titre de l'exercice 2024.

4.7. Niveau de désagrégation

(i) *Objectif et cadre*

L'exigence 4.7 vise à assurer la ventilation des divulgations publiques par projet, par entreprise, par entité gouvernementale et par flux de recettes, afin de permettre au public d'évaluer si le gouvernement perçoit la part qui lui revient de chaque projet extractif.

Un projet désigne les activités opérationnelles régies par un seul contrat, licence, bail ou concession constituant la base des obligations de paiement envers un gouvernement. Lorsque plusieurs contrats sont étroitement liés - mêmes aspects opérationnels et géographiques intégrés, mêmes obligations de paiement - le GMP peut les regrouper en un seul projet.

(ii) *Définitions retenues*

Sociétés/entreprises : entités juridiques et fiscales effectuant des paiements à l'État, listées en annexe 22.

Entités publiques collectrices : régies financières, sociétés d'État et fonds spéciaux impliqués dans la collecte des recettes extractives, listés en section 4.1.2.3.

Flux de paiement : paiements en nature et en numéraire couvrant les recettes fiscales, non fiscales et les dépenses sociales, détaillés en section 4.1.2.4.

Projet : activités couvertes par un contrat, permis ou autorisation définissant les obligations de paiement à l'État, selon les modalités précisées ci-après.

(iii) *Analyse des projets liés et décision du CN-ITIE*

- Secteur pétrolier

Dans le secteur pétrolier, chaque Contrat de Partage de Production (CPP) constitue un projet distinct. Le cadre contractuel ivoirien attache à chaque CPP des obligations de paiement spécifiques, taux de partage, redevances, bonus, qui peuvent différer d'un contrat à l'autre, même pour des blocs adjacents ou opérés par le même consortium. Le CN-ITIE a donc retenu la notion de contrat distinct comme unité de projet.

Le cas des blocs CI-101 et CI-802 illustre cette approche : bien que situés sur le même gisement Baleine et opérés par le même consortium (ENI opérateur, PETROCI Holding), ces deux blocs font l'objet de CPP distincts susceptibles de comporter des clauses de partage différentes. Leur regroupement en un seul projet aurait pu masquer d'éventuelles différences dans la perception des recettes par l'État sur chacun

des deux blocs. La désagrégation individuelle par bloc est donc maintenue.

➢ Secteur minier

Le Code Minier ivoirien impose la création d'une société distincte par titre minier. Cette exigence réglementaire conduit certains groupes économiques à détenir plusieurs entités juridiques mono-permis dont les opérations sont parfois économiquement et géographiquement intégrées. Ces structures, qualifiées de projets proxy, présentent les caractéristiques de contrats étroitement liés au sens de la norme ITIE 4.7.

Il convient de souligner une nuance importante : ces sociétés sont juridiquement et fiscalement autonomes en Côte d'Ivoire et sont tenues, conformément au droit OHADA et à leurs obligations fiscales propres, de produire des états financiers distincts. La dimension proxy concerne uniquement le reporting opérationnel et financier publié au niveau du groupe - production, coûts et recettes étant systématiquement agrégés avec le projet principal dans les publications destinées aux investisseurs - sans reporting séparé au niveau de chaque entité proxy. Cette distinction est importante dans le cadre ITIE : les obligations fiscales de chaque entité vis-à-vis de l'État ivoirien restent individuelles et traçables par société.

Les cas identifiés dans le périmètre 2024 sont les suivants :

- Endeavour Mining : les gisements Daapleu et Floleu sont des entités juridiques distinctes dont la production est intégralement traitée dans l'usine Ity CIL. Leur production, coûts et recettes sont systématiquement agrégés avec Ity dans les publications du groupe Endeavour Mining, sans reporting opérationnel séparé au niveau groupe.
- Perseus Mining : les permis Fimbiasso et Bagoé sont des gisements satellites de Sissingué, disposant de permis et d'entités juridiques distincts en Côte d'Ivoire, mais dont les données opérationnelles et financières sont consolidées avec Sissingué dans les publications du groupe Perseus.
- Allied Gold : la zone Hiré constitue une entité juridique autonome en Côte d'Ivoire, rattachée au complexe Agbaou depuis la cession d'Endeavour à Allied Gold, avec un reporting groupe consolidé avec Agbaou.

Malgré ces caractéristiques, le CN-ITIE a convenu de maintenir la notion de permis distinct comme unité de projet pour le secteur minier, pour deux raisons. D'une part, le cadre réglementaire du Code Minier attache les obligations fiscales et les droits de l'État à chaque titre minier individuellement, chaque permis génère des obligations de paiement distinctes calculées titre par titre. D'autre part, la fusion de ces entités en un seul projet au sens ITIE risquerait d'occulter des situations où l'État ne perçoit pas sa part sur l'ensemble des permis d'un groupe. Pour les sociétés proxy, les flux sont déclarés par entité et explicitement signalés comme tels dans les tableaux de réconciliation.

(iv) *Flux désagrégés par projet*

Sur la base des définitions retenues, les flux identifiés comme recouvrés par projet sont les suivants :

Tableau 82: Flux de paiements désagrégés par projet - 2024

N°	Flux de paiement	Modalité	Entité perceptrice
1	Profit-Oil État — Entitlement Pétrole (bbl)	En nature	PETROCI Holding
2	Profit-Oil État — Entitlement Gaz (MMBTU)	En nature	PETROCI Holding
3	Profit-Oil et Cost-Oil État-Associé — Entitlement Pétrole PETROCI Holding	En nature	PETROCI Holding

N°	Flux de paiement	Modalité	Entité perceptrice
4	Profit-Oil et Cost-Oil État-Associé — Entitlement Gaz PETROCI Holding	En nature	PETROCI Holding
5	Profit-Oil et Cost-Oil État-Associé — Entitlement Pétrole PETROCI CI-11	En nature	PETROCI CI-11
6	Profit-Oil et Cost-Oil État-Associé — Entitlement Gaz PETROCI CI-11	En nature	PETROCI CI-11
7	Impôt sur les BIC — Pétrolier	En numéraire	DGI
8	Profit-Oil État — Puissance Publique	En numéraire	DGI
9	Bonus de signature	En numéraire	DGI
10	Bonus de production	En numéraire	DGI
11	Taxe sur le profit additionnel	En numéraire	DGI
12	Taxes ad-valorem (85% Royalties)	En numéraire	DGI
13	Redevances superficiaires	En numéraire	DGI
14	Droits fixes	En numéraire	DGH
15	Redevance superficiaire	En numéraire	DGH
16	Contribution à la formation	En numéraire	DGH
17	Contribution à l'équipement	En numéraire	DGH
18	Frais d'extension de période	En numéraire	DGH
19	Droit fixe	En numéraire	DGMG
20	Redevance superficiaire	En numéraire	DGMG
21	Taxe d'extraction des carrières	En numéraire	DGMG
22	Taxes ad-valorem (15% Royalties)	En numéraire	DGMG
23	Droit d'option	En numéraire	DGMG
24	Contribution Budget Formation Mines	En numéraire	DGMG
25	Plus-value de cession de titres miniers	En numéraire	DGTCP
26	Revenus des ventes quote-part PETROCI CI-11	En numéraire	PETROCI
27	Cession de travaux de recherche	En numéraire	SODEMI
28	Produits de cession de participation	En numéraire	SODEMI
29	Versements au compte de réhabilitation environnementale	En numéraire	FNDE
30	Paiements sociaux obligatoires	En numéraire	Société extractive
31	Versements au fonds de développement socio-économique local	En numéraire	CDLM

Le détail des revenus désagrégés par projet est présenté en section 7.1.4.

4.8. Base et période de déclaration

Les paiements et revenus déclarés dans ce rapport ITIE couvrent les flux et contributions survenus entre le 1er janvier 2024 et le 31 décembre 2024.

4.9. Qualité et assurance des données

4.9.1. Pratiques d'audit

(i) Entreprises extractives

La législation[65] en Côte d'Ivoire impose aux entreprises pétrolières et minières de faire certifier annuellement leurs états financiers conformément aux normes comptables de l'OHADA. Selon **l'Article 702 de l'Acte Uniforme OHADA**, les sociétés anonymes doivent désigner un Commissaire aux Comptes, tandis que les sociétés à responsabilité limitée (SARL) y sont tenues si elles atteignent certains seuils (capital social supérieur à 10 millions FCFA, chiffre d'affaires supérieur à 250 millions FCFA, ou effectif

[65] Actes Uniformes (AU) de l'OHADA

permanent de plus de 50 personnes). Les entreprises d'État telles que PETROCI et SODEMI sont également soumises à ces exigences, et leurs états financiers sont audités chaque année.

La législation[66] ivoirienne impose aux entreprises pétrolières et minières de faire auditer leurs états financiers annuels, mais cela ne s'étend pas aux comptes des Joint-Ventures dans les Contrats de Partage de Production (CPP). Selon les normes OHADA, les entreprises sont tenues de nommer des commissaires aux comptes si elles dépassent certains seuils financiers et d'effectifs. Les deux entreprises d'État, PETROCI et SODEMI, se conforment à cette obligation et leurs comptes sont audités annuellement.

En termes de pratiques, les audits sont réalisés selon différentes normes. Les grands cabinets d'audit membres de réseaux mondiaux appliquent les **normes internationales d'audit ISA**, tandis que les autres cabinets, formés dans le cadre français, suivent les normes de la Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes (CNCC) de France. Cependant, une revue de certains rapports d'audit en Côte d'Ivoire, menée par la Banque Mondiale dans le cadre du rapport Rrnc/Rosc1 sur Comptabilité et Audit, a révélé des lacunes importantes dans l'application de ces normes ISA, suggérant des faiblesses dans la conduite des missions d'audit.[67]

Pour répondre à ces lacunes, l'**Ordre des Experts Comptables et Comptables Agréés de Côte d'Ivoire** (OECCA) a organisé des formations pour ses membres et a adopté en 2015 la traduction française des normes ISA.

Il est important de souligner que, conformément aux exigences légales en Côte d'Ivoire, seuls les états financiers des sociétés d'État et des entreprises à participation majoritaire publique sont tenus d'être publiés. Toutefois, dans la pratique, la diffusion de ces documents n'est pas effectuée de manière régulière.

(ii) **Comptes de l'Etat**

Quatre institutions jouent un rôle clé dans le contrôle des finances publiques en Côte d'Ivoire : la Cour des Comptes, l'**Inspection Générale d'État (IGE)**, l'Inspection Générale des Finances (IGF) et la Direction des Participations et de la Privatisation (DPP).

Les actions de ces structures s'étendent aux administrations centrales, aux personnes morales de droit privé bénéficiant du concours financier de l'Etat, aux collectivités locales et aux établissements publics et parapublics.

Cour des Comptes

Régie par la loi organique n° 2018-979, cette institution est responsable du contrôle des finances publiques en Côte d'Ivoire. Elle vérifie les comptes des comptables publics et juge les fautes de gestion, notamment dans les services de l'État, les établissements publics, les collectivités territoriales, ainsi que les organismes bénéficiant du financement de l'État ou des entreprises publiques. La Cour publie ses rapports et déclarations de conformité sur le site web, avec le dernier rapport disponible datant de 2022. Ces travaux sont réalisés conformément aux normes internationales de l'INTOSAI.

Inspection Générale d'Etat

Créée par le décret n°2002-444, l'IGE est placée sous l'autorité directe du Président de la République. Elle est chargée d'inspecter la comptabilité publique et privée. Contrairement à la Cour des Comptes,

[66] Actes Uniformes (AU) de l'OHADA
[67] Source : Rapport sur LE RESPECT DES NORMES ET CODES (« rrnc/ROSC1 »), Cote d'Ivoire (Mars 2013)

ses rapports ne sont pas accessibles au public.

Inspection Générale des Finances

L'IGF : Elle est rattachée au cabinet du Premier Ministre, Ministre de l'Economie, des Finances et du Budget et assure l'autorité technique des Services de Contrôle et Inspections Sectorielles.

L'Inspection Générale des Finances est chargée d'une mission permanente de contrôle et de missions spécifiques fixées conformément au Décret n°99-599 du 13 octobre 1999 tel que modifié par le Décret n°2011-222 du 7 septembre 2011.

L'IGF publie annuellement un rapport d'activités incluant ses conclusions sur les missions réalisées au cours de l'année. Les rapports sont publiés sur le site web de l'IGF. Le rapport se rapportant à l'année 2022 est accessible sur ce lien.

Direction des Participations et de la Privatisation

La DPP gère le portefeuille de participations de l'État dans des entreprises et assure le contrôle de l'application des régulations financières. Elle reçoit les états financiers et rapports des commissaires aux comptes des entreprises publiques ou des sociétés dans lesquelles l'État détient des participations majoritaires.

4.9.2. Évaluation des pratiques d'audit

L'Administrateur Indépendant (A I) a fait appel à son jugement professionnel pour évaluer dans quelle mesure il était possible de se fier au Cadre de Contrôle et d'Audit (CCA) existant pour (i) les Entreprises et (ii) les entités publiques listées dans la section 4.1.2 du présent Rapport.

L'évaluation repose sur des facteurs clés tels que les normes comptables appliquées (normes internationales, normes locales fiables, autres normes), les obligations en matière d'audit, les normes appliquées lorsque les entités sont auditées et la publication des Rapports. L'évaluation du CCA est résumée comme suit :

Tableau 83 *:* **Évaluation du Cadre de Contrôle et d'Audit en Côte d'Ivoire**

	Comptes publiés	Rapports **d'audit** publiés	Auditeur externe	Normes comptables appliquées	Audit des comptes (fréquence)	**Normes d'audit** appliquées
Entreprises extractives	Non	Non	Oui	Règles Comptables de l'OHADA	Annuelle	Normes Internationales ISA[68]
Entreprises **d'Etat**	Non	Non	Oui			
Régies financières	Oui	Oui	Oui	Directive DN°07/2009/CM/UEMOA portant règlement général sur la comptabilité publique au sein de L'UEMOA	Annuelle	Normes internationales de l'INTOSAI

Sur la base des critères d'évaluation mentionnés, l'AI a tiré les conclusions suivantes :

[68] *Source : IFAC*

- Pour les entités gouvernementales : Le Cadre de Contrôle et d'Audit a été jugé moyennement fiable, car les normes comptables internationales ne sont pas encore pleinement adoptées dans la comptabilité publique.
- Pour les entreprises extractives : Le Cadre de Contrôle et d'Audit a également été considéré comme moyennement fiable, en raison de l'utilisation des règles comptables de l'OHADA, qui diffèrent des normes IFRS, ainsi que de l'absence de publication des rapports d'audit ou des états financiers.

4.9.3. Procédures d'assurance des données

4.9.3.1. Procédures convenues par le CN-ITIE

Sur la base de l'évaluation réalisée, le Comité National ITIE (CN-ITIE) a retenu une approche de rapprochement bilatéral des paiements significatifs, fondée sur la comparaison des déclarations soumises par les entités gouvernementales et celles des entreprises extractives. Dans ce cadre, le CN-ITIE a défini des procédures spécifiques de contrôle de la qualité et de fiabilité des données déclarées.

Il a ainsi été convenu que les entités incluses dans le périmètre de rapprochement devaient fournir les éléments d'assurance suivants :

(i) *Pour les entreprises pétrolières*

- Attestation : Chaque formulaire de déclaration doit être signé par une personne autorisée au sein de l'entreprise pétrolière pour en attester la validité.
- Certification : Pour les sociétés dont la contribution totale est égale ou supérieure à 1 milliard de FCFA, le formulaire de déclaration doit être certifié par un auditeur externe ou un commissaire aux comptes. Cette obligation ne s'applique pas aux sociétés cotées en bourse ou aux filiales exclusivement détenues par des sociétés cotées.
- Documents à joindre : Les entreprises doivent joindre à leur déclaration les états financiers certifiés ou tout autre document prouvant que les états financiers de 2024 ont été audités.

(ii) *Pour les entreprises minières*

- Attestation : Chaque formulaire de déclaration doit être signé par une personne autorisée au sein de l'entreprise minière pour en attester la validité.
- Certification : Pour les sociétés dont la contribution totale est égale ou supérieure à 0,5 milliard de FCFA, le formulaire de déclaration doit être certifié par un auditeur externe ou un commissaire aux comptes. Comme pour les entreprises pétrolières, les sociétés cotées en bourse ou les filiales exclusivement détenues par des sociétés cotées sont exemptées de cette obligation.
- Documents à joindre : Les entreprises doivent joindre à leur déclaration les états financiers certifiés ou tout autre document prouvant que les états financiers de 2024 ont été audités.

Conformément à la procédure précitée, les sociétés qui sont tenues de soumettre un formulaire de déclaration certifié par un auditeur externe sont les suivantes :

No.	Société	No.	Société
Secteur des hydrocarbures		Secteur minier	
1	PETROCI HOLDING	1	CADERAC
2	PETROCI CI-11	2	COMPAGNIE MINIERE DU BAFING
3	FOXTROT	3	LA MANCHA CI
		4	SODEMI

(iii) *Pour les régies financières*

- Attestation : Chaque formulaire de déclaration doit être signé par une personne habilitée à représenter l'entité, confirmant que les données reportées sont « exhaustives et reflètent fidèlement les recouvrements de la période ».
- Certification : La déclaration des régies financières doit être certifiée par l'Inspection Générale de l'État.
- Détail des revenus : La déclaration doit être accompagnée d'un détail exhaustif, quittance par quittance, des revenus reportés.

(iv) *Pour les dépenses sociales*

- Déclarations dédiées : les entreprises renseignent des formulaires de déclaration spécifiques aux dépenses sociales, attestés par les responsables habilités, sans application de seuil de matérialité - l'ensemble des dépenses sociales déclarées est soumis au même niveau d'exigence.
- Rapprochement : applicable uniquement aux paiements transitant par la DGH (canal institutionnel). Pour les flux directs et les contributions volontaires, le rapprochement n'est pas possible faute de contrepartie gouvernementale centralisatrice - les déclarations attestées des entreprises constituent le seul niveau de garantie disponible.

(v) *Pour les paiements environnementaux*

Le CN-ITIE a adopté une procédure de contrôle de la qualité des données relatives aux paiements environnementaux. La procédure comprend :

- Collecte des déclarations via les formulaires standardisés ITIE transmis aux sociétés du périmètre de conciliation.
- Demandes de confirmation croisée adressées au CIAPOL et au FNDE pour les paiements obligatoires. Ces institutions n'ont pas soumis de déclaration.
- Lorsque la réconciliation n'est pas possible, divulgation unilatérale des données déclarées par les entreprises, signalée explicitement dans les tableaux.
- Identification et documentation des anomalies de déclaration.

4.9.3.2. Procédures mise en œuvre par l'AI

L'AI a mis en œuvre un dispositif d'assurance renforcé reposant sur quatre piliers méthodologiques complémentaires. Cette approche va au-delà des procédures classiques de réconciliation bilatérale en intégrant des mécanismes de contrôle fondés sur les risques, la triangulation documentaire et l'analyse de cohérence financière et fiscale.

Pilier 1 : Approche fondée sur les risques

L'AI a réalisé une évaluation préalable des risques afin de concentrer les diligences sur les flux et entités présentant les risques les plus élevés d'écarts ou d'incomplétude. Les travaux ont notamment porté sur:

- les entreprises d'État (PETROCI Holding, PETROCI CI-11 et SODEMI), en raison des risques de confusion entre missions publiques et opérations commerciales ;
- les flux hors budget (mécanisme gaz/CI-Énergies, subventions implicites, CDLM/FDL), difficilement traçables par la seule réconciliation avec les régies financières ;
- les sociétés en phase de transition ou de démarrage (Lafigué, Abujar post-OPA, Tongon en phase de cession) ;
- les opérations de marché (cessions de titres, changements de contrôle), nécessitant une veille documentaire spécifique.

Pilier 2 : Triangulation documentaire

Pour chaque flux significatif, l'AI a procédé au recoupement d'au moins trois sources indépendantes.

(i) Contrats et documents réglementaires

Les contrats de partage de production et conventions minières publiés ont été utilisés pour vérifier la cohérence des revenus déclarés avec les mécanismes contractuels applicables.

(ii) États financiers des entreprises d'État

Les états financiers audités de PETROCI Holding, PETROCI CI-11 et SODEMI ont été rapprochés des déclarations ITIE, permettant notamment d'identifier :

- l'encours du préfinancement Repsol (242,5 milliards FCFA) ;
- la provision CI-Énergies (54,4 milliards FCFA) ;
- des dividendes SODEMI non encaissés (4 981,6 millions FCFA) ;
- la réévaluation de la provision pour démantèlement du bloc CI-11 (+78,8 %).

(iii) Veille sur les annonces internationales

L'AI a assuré une veille sur les publications des groupes cotés (rapports annuels, communiqués financiers, registres des sociétés), permettant d'identifier neuf opérations de changement de contrôle indirect sur des titres miniers ivoiriens non retracées dans les données administratives de la DGMG.

Pilier 3 : Modélisation fiscale indépendante et analyse de cohérence

L'AI a développé un modèle fiscal indépendant fondé sur les données publiques des sociétés cotées (production, prix LBMA, AISC et paramètres fiscaux du Code minier), afin de reconstituer les encaissements théoriques attendus par mine et par type de flux fiscal.

Le rapprochement avec les données ITIE compilées a permis d'identifier un écart global de 87,6 milliards FCFA entre les encaissements modélisés (325,7 milliards FCFA) et les montants déclarés (238,1 milliards FCFA). Quatre priorités d'approfondissement ont été identifiées : Yaouré, Abujar/La Lobo, Lafigué et plusieurs groupes sans dividendes déclarés. Les résultats détaillés sont présentés à la section 4.9.5.

Pilier 4 : Diligences spécifiques

(i) Reconstitution des revenus en nature : les revenus en nature du secteur des hydrocarbures ont été reconstitués à partir de sources multiples — déclarations PETROCI, SIR, CI-Energie et états financiers des entreprises d'État afin d'assurer que l'ensemble des flux financiers pertinents est pris en compte dans le périmètre de réconciliation.

(ii) Réconciliation des contributions CDLM/FDL

Afin de pallier l'absence de mécanisme centralisé de contrôle des contributions FDL/CDLM, l'AI a développé une méthode de reconstitution du chiffre d'affaires brut théorique à partir de la taxe ad valorem déclarée à la DGI, permettant d'estimer les contributions FDL attendues.

Cette approche a permis d'identifier plusieurs écarts, notamment sur Tongon (-967,6 millions FCFA), Bonikro (-313 millions FCFA), Floleu (740,4 millions FCFA), Fimabiasso (-437 millions FCFA), La Lobo (-372,9 millions FCFA) et Roxgold Sango (-944,7 millions FCFA).

(iii) Rapprochement TOFE / Loi de règlement / données ITIE

Les données ITIE ont été rapprochées des données budgétaires officielles (TOFE et Loi de règlement 2024), mettant en évidence un écart de 77,7 milliards FCFA entre les revenus pétroliers réconciliés dans le cadre ITIE (166,95 Mds FCFA) et ceux enregistrés dans la Loi de règlement (244,63 Mds FCFA).

Le rapprochement ligne à ligne, appuyé sur les précisions communiquées par la DGI et le Trésor, permet désormais d'expliquer cet écart : 53,26 Mds correspondent aux ventes de gaz non recouvrés constatées en Loi de règlement, désormais intégrées aux données ITIE ; 30,0 Mds à une avance de trésorerie consentie par PETROCI au Trésor (financement, et non recette extractive au sens strict) ; le solde (~5,6 Mds) à des décalages de calendrier inhérents au système de comptabilité de caisse en vigueur jusqu'en 2025, en voie de correction avec les réformes engagées (comptabilité en droits constatés depuis fin 2025, projet e-CUT prévu fin 2026, interfaçage SIGICI–ASTER depuis début 2026). Une fois ces éléments neutralisés, aucun biais intertemporel significatif ne subsiste.

(iv) Analyse des prix de commercialisation du brut

Pour les 30 cargaisons exportées en 2024, l'AI a calculé des prix de référence fondés sur les séries EIA (Europe Brent Spot Price FOB) afin de comparer les prix déclarés aux conditions de marché.

Cette analyse a permis d'identifier plusieurs décotes significatives, notamment sur certaines transactions intra-groupe ENI ainsi qu'un écart ponctuel entre PETROCI et ENI.

Apport et limites des procédures complémentaires

Les procédures mises en œuvre par l'AI ont permis de renforcer substantiellement le niveau d'assurance des données ITIE grâce à des mécanismes complémentaires de contrôle externe, de triangulation et d'analyse de cohérence. Leurs limites doivent cependant être pris en compte :

- Les données publiques mobilisées (AISC, production, prix) constituent des approximations de la réalité comptable et fiscale individuelle de chaque société, non vérifiées dans le cadre ITIE
- Les écarts identifiés ne préjugent pas de la conformité fiscale des sociétés mentionnées, ni de l'existence d'un manque à gagner avéré pour l'État
- Les régimes conventionnels individuels, non publics, peuvent légitimement expliquer des écarts entre la modélisation à taux plein et les encaissements effectifs

4.9.4. Exhaustivité et fiabilité des données

4.9.4.1. Exhaustivité des données reportées

(i) *Pour les entreprises extractives*

Parmi les trente-neuf (39) sociétés incluses dans le périmètre de conciliation, treize (13) entreprises n'ont pas soumis leur formulaire de déclaration : quatre (03) dans le secteur des hydrocarbures et dix (10) dans le secteur minier.

Les détails de la soumission des FD par secteur se présentent comme suit :

Tableau 84 *:* Répartition des sociétés ayant soumis les FD

Société	Pétrolier	Minier	Total
Sociétés extractives	11	28	39
Sociétés ayant Soumis les FD	8	18	26
% de la réception des FD	72,73%	64,29%	66,67%

Les revenus totaux déclarés par les administrations de l'État pour ces treize sociétés s'élèvent à 25 805 millions de FCFA, soit 3,00 % du total des revenus. Le détail des montants par secteur et par société est fourni ci-dessous.

Secteur	Société	En millions de Fcfa	% du total revenu
Hydrocarbures	DRAGON OIL	0	-
	TULLOW	511	0,06%
	ELEPHANT Oil coté d'ivoire	0	-
Total Hydrocarbures		511	511
Minier	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	20 550	2,39%
	AMPELLA MINING COTE D'IVOIRE	1 406	0,16%
	COMPAGNIE MINIERE DU BAFING	1 477	0,17%
	SISAG-STE IVOIRO-SUISSE	753	0,09%
	SHILOH MANGANESE	369	0,04%
	ORIENTAL GRANIT	208	0,02%
	BONDOUKOU MANGANESE SA	227	0,03%
	TIETTO MINERALS COTE D'IVOIRE	292	0,03%
	TIEBAYA GOLD	13	0,00%
	Ivoire Coltan	0	0,00%
Total minier		25 294	25 294
Total général		25 805	3,00%

(ii) *Pour les régies financières*

Toutes les régies financières sollicitées (DGI, DGD, DGH, DGMG et DGTCP) ont soumis des formulaires de déclaration pour l'ensemble des revenus extractifs recouvrés y compris des sociétés non retenues dans le périmètre de rapprochement.

Par ailleurs, plusieurs lacunes ont été observées dans les déclarations des entités publiques et elles sont répertoriées dans la liste ci-dessous :

- La Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG) : La DGMG n'a pas fourni d'informations détaillées sur les revenus spécifiques du secteur minier ventilés par entreprise et par projet. Les

paiements spécifiques, totalisant un montant de 20,55 milliards FCFA, ont été pris en compte à travers la déclaration de la DGTCP, qui a fourni une ventilation par société sans détails par projet.

- Direction Générale des impôts (DGI) : La DGI n'a pas soumis les formulaires de déclaration ITIE requis. Elle a cependant fourni un fichier extrait de son système d'information, détaillant les revenus par société, sans ventilation par projet pour les flux liquidés par projet.
- Direction Générale des Douanes et Droits Indirects (DGD) : La DGD n'a pas soumis les formulaires de déclaration ITIE requis, mais a transmis un fichier extrait de son système d'information, détaillant les revenus collectées par société et par flux.

(iii) *Pour les autres entités publiques*

Sur six (06) entité publiques sollicitées, la DGPE, la Fondation PETROCI, CI-ÉNERGIE et la SIR ont transmis leurs formulaires de déclaration. En revanche, le CIAPOL et le FNDE n'ont pas soumis les formulaires de déclaration ITIE requis.

(iv) *Comité de développement locaux minier (CDLM)*

Parmi les dix-neuf (19) CDLM sollicités pour soumettre des formulaires de déclaration, six (05) n'ont pas transmis leurs déclarations. La liste se présente comme suit :

Comités de Développement Locaux Miniers (CDLM)
Localité de Tongon-Korhogo
Localité de Séguéla
Localité de LAGNONKAHA
Localité de Kaniasso
Localité de BONGOUANOU

Les situations observées se présentent comme suit :

- CDLM de Tongon–Korhogo : l'absence de déclaration s'explique par la création récente du comité, intervenue en août 2025. Cette situation est cohérente avec l'absence de contributions déclarées par la Société des Mines de Tongon au titre de l'exercice 2024.
- CDLM de Bongouanou (Bénéné) : ce comité ayant été créé en avril 2026, aucune déclaration n'était attendue dans le cadre du Rapport ITIE 2024.
- CDLM de Séguéla : bien que Roxgold Sango S.A. ait déclaré des versements au profit de ce comité au titre de l'exercice 2024, dont le versement a été effectué en février 2025, le CDLM de Séguéla n'a pas transmis son formulaire de déclaration.
- CDLM de Lagnonkaha et de Kaniasso : bien que ces comités aient été créés et installés en 2017, aucune déclaration ITIE n'avait été reçue de leur part à la date de finalisation du présent rapport.

Le détail de l'évaluation de l'exhaustivité des données est présente en annexe 33.

4.9.4.2. Fiabilité des données reportées

(i) *Pour les entreprises extractives*

L'AI a mis en œuvre des procédures convenues pour évaluer la fiabilité des données. Ces procédures sont détaillées dans la Section 4.9.3 du présent rapport. Les résultats de ces procédures se détaillent comme suit :

- Le niveau d'assurance de chaque entité sélectionnée a été évalué comme suit :

Niveau d'assurance	Déclaration attestée par un représentant habilité	Déclaration certifiée par un auditeur externe	Les comptes de 2024 ont fait l'objet d'un audit
Faible	Non	Non	Non
	Non	Oui	Non
	Non	Oui	Oui
	Oui	Non	Non
Moyen	Oui	Non	Oui
	Oui	Oui	Non
Elevé	Oui	Oui	Oui

Une déclaration non attestée par une personne habilitée sera associée à un niveau d'assurance faible même si les deux autres conditions requises sont remplies.

- L'évaluation de l'assurance pour 2024 est présentée dans le tableau ci-dessous :

Déclaration signée par un représentant habilité	Déclaration certifiée par un auditeur externe (*)	Les comptes de 2024 ont fait l'objet d'un audit	Nombre	Total de paiements (En FCFA)	Contribution dans les paiements (en %)	Niveau d'assurance
Non	Non	Non	4	205 996 046 027	23,98%	Faible
Non	N/a	Non	8	88 193 695 663	10,27%	
Oui	N/a	Non	7	227 730 420 009	26,51%	Moyen
Oui	N/a	Oui	6	267 873 207 286	31,19%	Elevé
Oui	Oui	Oui	1	21 148 214 811	2,46%	
			26	810 941 583 796	94,42%	

(*) *N/a : sur les 26 sociétés ayant fourni leurs formulaires de déclaration, 17 sont cotées en bourse ou des filiales exclusives de sociétés cotées en bourse ; 1 société minière dont la contribution ne dépasse pas 500 millions de FCFA ; et 3 sociétés pétrolières dont chacune des contributions ne dépasse pas 1 milliard de FCFA.*

Le détail des soumissions est présenté en annexe 33.

(ii) *Pour les régies financières*

Conformément aux instructions de déclaration, les formulaires de déclaration (FD) des régies financières, à savoir la Direction Générale des Impôts (DGI), la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) et la Direction Générale des Douanes (DGD), ainsi que ceux de la Direction Générale des Hydrocarbures (DGH) et de la Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG), doivent être certifiés par l'Inspecteur Général de l'État (IGE).

À cet effet, l'ensemble des entités concernées a soumis des formulaires de déclaration dûment certifiés par l'IGE.

L'analyse de fiabilité des déclarations des régies financières se résume comme suit :

	Nombre	Total paiements (en milliards de FCFA)	Contribution dans les paiements (en %)	Évaluation de **l'assurance**
Déclaration non signée et non attestée	0	0	0	Faible
Déclaration signée mais non attesté	0	0	0	Moyen
Déclaration signée et attestée	5	437,95	437,95	Elevé
Évaluation globale	5	437,95 (50,99 %)	437,95 (50,99 %)	

*Le détail des soumissions est présenté en **annexe 33**. Le rapport de certification de l'IGE est **en annexe 46**.*

***(iii)** Petroci-Holding*

PETROCI Holding, premier déclarant du secteur pétrolier, a fait certifier sa déclaration par un auditeur externe indépendant. Ce niveau de vérification, équivalent à la certification IGE pour les besoins de l'appréciation de l'assurance, place l'intégralité de ses paiements — 383,79 Mds FCFA, soit 44,69 % du total, au niveau d'assurance « Élevé ».

***(iv)** Pour les autres entités publiques*

Conformément aux instructions, les déclarations des autres entités publiques, doivent être signées par un haut responsable ou une personne habilitée, sans obligation de certification par l'Inspecteur Général de l'État (IGE). Parmi les quatre (04) entités ayant soumis leurs formulaires de déclaration, deux (CI-ÉNERGIE et DGPE) ont présenté des déclarations signées, tandis que les deux autres (SIR et Fondation PETROCI) ne l'ont pas fait.

Le détail des soumissions est présenté en annexe 33.

***(v)** Comité de développement locaux minier (CDLM)*

Conformément aux instructions, les déclarations des CDLM, doivent être signées par un haut responsable ou une personne habilitée, sans obligation de certification par l'Inspecteur Général de l'État (IGE).

L'analyse de fiabilité des déclarations des CDLM se résume comme suit :

Niveau d'assurance	Déclaration signée par un représentant habilité	Nombre	Total de paiements (En FCFA)	Contribution dans les paiements (en %)	Niveau d'assurance
Élevé	Oui	8	805 441 200	0,09%	Élevé
Faible	Non	6	4 494 920 656	0,52%	Faible
		14	5 300 361 856	0,62%	0,62%

Le détail des soumissions est présenté en annexe 33.

***(vi)** Synthèse consolidée de l'assurance sur les paiements*

En intégrant la certification externe de PETROCI Holding, le niveau d'assurance global sur les paiements progresse nettement : l'assurance « Élevé » couvre désormais 95,68 % des paiements, contre 50,99 % pour les seules régies financières.

Niveau d'assurance	Déclarants	Mds FCFA	% total
Élevé	Régies (IGE) + PETROCI Holding (audit externe)	821,74	95,68 %
dont régies financières (IGE)	5 entités	437,95	50,99 %
dont PETROCI Holding (audit externe)	1 entité	383,79	44,69 %
Moyen / Faible	Autres entités publiques, CDLM, autres bénéficiaires	37,13	4,32 %
TOTAL		858,88	100 %

Base : total des paiements 2024 (858,88 Mds FCFA). L'assurance « élevée » recouvre les déclarations certifiées par l'IGE (régies) ou par un auditeur externe (PETROCI Holding).

4.9.4.3. Résultats des travaux de rapprochement

- *Processus de rapprochement*

Le processus de rapprochement des données a suivi les étapes suivantes :

(i) Rapprochement initial : Les données des entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement ont été comparées à celles de l'État. Les écarts identifiés ont été listés et, en l'absence d'écarts significatifs, les données de l'État ont été considérées confirmées. Les écarts significatifs ont été signalés pour analyse.

(ii) Analyse des écarts : Le CN-ITIE a établi un seuil de matérialité de 10 millions FCFA pour définir les écarts nécessitant des analyses et ajustements supplémentaires. Les écarts inférieurs à ce seuil n'ont pas été pris en compte dans l'analyse. La marge acceptable d'écart global a été fixée à 2%.

- Suivi des écarts : Les écarts matériels ont été investigués. Des justificatifs ont été demandés aux entités déclarantes et des réunions ont été tenues pour clarifications. Les écarts non résolus sont présentés comme résiduels dans le rapport.

- *Couverture des travaux de rapprochement*

Il est présenté au niveau de cette section, les résultats des travaux de rapprochement au titre des paiements pour l'année 2024. Les travaux ont couvert seulement 79,24 % de la totalité des paiements des flux en numéraire comme suit :

Tableau 85 - **Couverture par l'exercice de rapprochement des flux en numéraire**[69]

Secteur	Recettes conciliées en FCFA	Recettes totales en FCFA	Couverture en %
Pétrolier	265 618 018 344	429 455 686 571	61,85%
Minier	372 266 822 569	429 422 673 097	86,69%
Total général	637 884 840 913	858 878 359 668	74,27%

- *Résultats des travaux de rapprochement*

Nous présentons ci-dessous le résultat des travaux de conciliation en désagrégé ainsi que les écarts relevés entre les montants payés par les sociétés et les montants reçus par les différentes régies financières.

(i) *Rapprochement des flux de paiements en nature*

❖ Rapprochement par société et par nature de flux

Nous présentons dans les tableaux ci-dessous un sommaire des différences entre les flux de paiements en nature rapportés par les sociétés sélectionnées et les déclarations de PETROCI.

Les conciliations des flux de paiements en nature[70] du pétrole et du gaz se détaillent comme suit :

[69] Source : Déclaration ITIE 2024
[70] *Données après SWAP*

Tableau 86 : Rapprochements des parts de production désagrégés par société et par flux secteur des hydrocarbures

Description	FOXTROT INTERNATIONAL			PETROCI			Ecart
	Initial	Ajust	Final	Initial	Ajust	Final	Résiduel
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl)	160 718	-	160 718	160 718	-	160 718	0
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU)	23 558 878	-	23 558 878	30 387 259	-	30 387 259	6 828 381
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé (Petroci) - Entitlement Pétrole (bbl)	172 198	-	172 198	172 198	-	172 198	0
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	14 724 299	-	14 724 299	17 010 661	-	17 010 661	2 286 362

Description	CNR INTERNATIONAL			PETROCI			Ecart
	Initial	Ajust	Final	Initial	Ajust	Final	Résiduel
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl)	653 420	-	653 420	653 419	-	653 419	(1)
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU)	2 601 264	-	2 601 264	2 548 850	-	2 548 850	(52 414)
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Pétrole (bbl)	381 638	-	381 638	526 954	-	526 954	145 316
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	491 373	-	491 373	607 857	-	607 857	116 483

Description	PETROCI CI-11 LTD			PETROCI			Ecart
	Initial	Ajust	Final	Initial	Ajust	Final	Résiduel
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl)	51 185	-	51 185	51 181	-	51 181	(5)
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU)	882 931	-	882 931	883 018	-	883 018	87
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Pétrole (bbl)	16 554	-	16 554	16 553	-	16 553	(1)
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	809 368	-	809 368	809 102	-	809 102	(265)

Description	ENI			PETROCI			Ecart
	Initial	Ajust	Final	Initial	Ajust	Final	Résiduel
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Pétrole (bbl)	-	-	-	615 467	-	615 467	615 467
Profit-Oil Etat-Puissance Publique - Entitlement Gaz (MMBTU)	-	-	-	6 602 102	-	6 602 102	6 602 102
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Pétrole (bbl)	-	-	-	992 633	-	992 633	992 633
Profit-Oil et Cost-Oil Etat-Associé - Entitlement Gaz (MMBTU)	-	-	-	923 067	-	923 067	923 067

- Ajustements des déclarations

Aucun ajustement n'a eu lieu en 2024.

(ii) *Rapprochement des flux de paiements en numéraire*

Le récapitulatif des rapprochements des paiements par secteur se présente comme suit :

Secteur	Montants après ajustements			En %
	Sociétés	Gouvernement	Différence	
Secteur des hydrocarbures	265 248 600 853	265 618 018 344	369 417 491	0,14%
Secteur minier	370 947 668 101	372 266 822 569	1 319 154 468	0,35%
TOTAL	636 196 268 954	637 884 840 913	1 688 571 959	0,26%

❖ Rapprochement par société extractive

Les conciliations des flux de paiements se détaillent comme suit :

Tableau 87 *:* Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par société (secteur des hydrocarbures)

Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
PETROCI CI 11	573 815 172	496 028 823	(77 786 349)	-	75 743 550	75 743 550	573 815 172	571 772 373	(2 042 799)
CNR	807 796 886	22 543 501 434	21 735 704 548	-	(21 817 261 581)	(21 817 261 581)	807 796 886	726 239 853	(81 557 033)
FOXTROT	97 212 548 158	78 946 984 629	(18 265 563 529)	(18 554 023 757)	-	18 554 023 757	78 658 524 401	78 946 984 629	288 460 228
PETROCI	176 348 321 626	157 747 784 856	(18 600 536 770)	375 230 949	19 144 301 634	18 769 070 685	176 723 552 575	176 892 086 490	168 533 915
ENI	6 560 841 851	79 685 016 749	73 124 174 898	-	(73 121 711 555)	(73 121 711 555)	6 560 841 851	6 563 305 194	2 463 343
Murphy côté d'ivoire	1 520 156 053	1 513 809 075	(6 346 978)	-	-	-	1 520 156 053	1 513 809 075	(6 346 978)
ICE OIL & GAZ	313 173 665	136 070 729	(177 102 936)	90 740 250	267 750 000	177 009 750	403 913 915	403 820 729	(93 186)
Total	283 336 653 411	341 069 196 296	57 732 542 885	(18 088 052 558)	(75 451 177 952)	(57 363 125 394)	265 248 600 853	265 618 018 344	369 417 491

Le détail des travaux de conciliation par société se présente dans **l'annexe** 34.

Tableau 88 *:* Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par société (secteur des Mines)

Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
SOCIETE DES MINES D'ITY	111 267 946 352	111 026 209 462	(241 736 890)	-	-	-	111 267 946 352	111 026 209 462	(241 736 890)
PERSEUS MINING YAOURE	52 955 743 901	68 055 108 680	15 099 364 779	14 582 092 417	-	(14 582 092 417)	67 537 836 318	68 055 108 680	517 272 362
SOCIETE DES MINES DE TONGON	72 358 605 948	53 168 791 736	(19 189 814 212)	(16 147 934 934)	227 557 443	16 375 492 377	56 210 671 014	53 396 349 179	(2 814 321 835)
BONIKRO GOLD MINE	18 897 096 276	19 847 561 014	950 464 738	(368 309 019)	-	368 309 019	18 528 787 257	19 847 561 014	1 318 773 757
SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	12 720 433 412	12 615 619 970	(104 813 442)	(54 442 661)	-	54 442 661	12 665 990 751	12 615 619 970	(50 370 781)
PERSEUS MINING CÔTE D'IVOIRE	7 887 360 543	8 674 040 414	786 679 871	305 078 176	-	(305 078 176)	8 192 438 719	8 674 040 414	481 601 695
AGBAOU GOLD OPERATIONS	8 121 739 052	8 358 393 218	236 654 166	-	-	-	8 121 739 052	8 358 393 218	236 654 166
SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	40 105 609 288	39 323 983 185	(781 626 103)	(782 658 455)	-	782 658 455	39 322 950 833	39 323 983 185	1 032 352
CADERAC SA	3 367 225 772	3 478 781 698	111 555 926	96 993 171	-	(96 993 171)	3 464 218 943	3 478 781 698	14 562 755

Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
ROXGOLD SANGO	47 546 787 248	32 903 544 367	(14 643 242 881)	(15 155 037 283)	1 436 560 378	16 591 597 661	32 391 749 965	34 340 104 745	1 948 354 780
LA MANCHA COTE D'IVOIRE	1 276 279 083	766 854 628	(509 424 455)	(306 504 773)	207 930 955	514 435 728	969 774 310	974 785 583	5 011 273
HIRE GOLD MINE	1 733 398 065	1 626 969 621	(106 428 444)	-	-	-	1 733 398 065	1 626 969 621	(106 428 444)
SODEMI	1 065 706 012	1 149 262 590	83 556 578	-	-	-	1 065 706 012	1 149 262 590	83 556 578
PERSEUS MINING FIMBIASSO	8 722 149 381	8 362 646 804	(359 502 577)	(364 615 643)	-	364 615 643	8 357 533 738	8 362 646 804	5 113 066
LGL RESOURCES COTE D'IVOIRE	336 666 865	325 295 689	(11 371 176)	-	-	-	336 666 865	325 295 689	(11 371 176)
BARRICK GOLD COTE D'IVOIRE	-	284 469 997	284 469 997	35 775 000	-	(35 775 000)	35 775 000	284 469 997	248 694 997
COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	516 814 568	422 549 274	(94 265 294)	129 743 993	-	(129 743 993)	646 558 561	422 549 274	(224 009 287)
OCCIDENTAL GOLD	97 926 346	4 691 446	(93 234 900)	-	-	-	97 926 346	4 691 446	(93 234 900)
Total	388 977 488 112	370 394 773 793	(18 582 714 319)	(18 029 820 011)	1 872 048 776	19 901 868 787	370 947 668 101	372 266 822 569	1 319 154 468

Le détail des travaux de conciliation par société se présente dans **l'annexe** 34.

- ❖ Rapprochement par nature de flux de paiements

Les conciliations des flux de paiements par régie financière et par nature de flux se détaillent comme suit :

Tableau 89 *:* Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par flux (secteur des hydrocarbures)

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Paiements en numéraire									
DGD	125 330 721	294 689 912	169 359 191	0	0	0	125 330 721	294 689 912	169 359 191
Droits de Douane et taxes assimilées	125 330 721	294 689 912	169 359 191	0	0	0	125 330 721	294 689 912	169 359 191
Pénalités	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DGI	176 982 689 688	160 587 854 148	(16 394 835 540)	3 129 230 949	19 531 747 769	16 402 516 820	180 111 920 637	180 119 601 917	7 681 281

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôt sur les bénéfices Industriels et commerciaux (BIC)	35 000 000	313 803 345	278 803 345	0	(278 803 345)	(278 803 345)	35 000 000	35 000 000	0
Profit Oil Etat - Puissance Publique	109 983 165 807	137 698 870 504	27 715 704 698	278 803 345	(27 436 901 353)	(27 715 704 698)	110 261 969 152	110 261 969 151	(1)
Bonus de signature	866 680 000	3 293 037 000	2 426 357 000	2 754 000 000	327 643 000	(2 426 357 000)	3 620 680 000	3 620 680 000	0
Bonus de production	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières (IRVM)	1 243 164 706	1 390 766 477	147 601 771	0	(147 601 771)	(147 601 771)	1 243 164 706	1 243 164 706	0
Taxe sur le profit additionnel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution des patentes	442 642 055	443 692 055	1 050 000	0	0	0	442 642 055	443 692 055	1 050 000
Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	11 328 995 366	11 604 108 437	275 113 071	28 824 118	(246 337 903)	(275 162 021)	11 357 819 484	11 357 770 534	(48 950)
Acomptes Provisionnels sur BIC (AP - BIC)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Retenues à la source	496 807 748	453 070 785	(43 736 963)	(33 405 438)	0	33 405 438	463 402 310	453 070 785	(10 331 525)
Impôts sur les Bénéfices non Commerciaux - BNC	54 583 115	30 603 416	(23 979 699)	0	20 791 744	20 791 744	54 583 115	51 395 160	(3 187 955)
Impôt sur le revenu du secteur informel - AIRSI	24 385 684	76 216 496	51 830 812	33 405 438	0	(33 405 438)	57 791 122	76 216 496	18 425 374
Impôt sur le Revenu des Créances (IRC)	33 361 920	0	(33 361 920)	0	33 361 920	33 361 920	33 361 920	33 361 920	0
Impôt sur le Patrimoine Foncier	769 824 863	777 474 867	7 650 004	0	0	0	769 824 863	777 474 867	7 650 004

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôt sur le Revenu Foncier (IRF)	50 000 000	50 285 000	285 000	0	0	0	50 000 000	50 285 000	285 000
Pénalités	6 148 431	0	(6 148 431)	0	0	0	6 148 431	0	(6 148 431)
Redevances Proportionnelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution à la sortie de crise	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe d'Exploitation Pétrolière (TEP)	47 135 642 489	0	(47 135 642 489)	0	47 135 642 489	47 135 642 489	47 135 642 489	47 135 642 489	0
Taxe sur la valeur ajoutée	4 323 051 617	4 323 051 617	0	0	0	0	4 323 051 617	4 323 051 617	0
Fonds de développement de la formation Professionnelle (FDFP)	189 235 887	132 874 149	(56 361 738)	67 603 486	123 952 988	56 349 502	256 839 373	256 827 137	(12 236)
DGH	4 866 211 622	13 960 786 683	9 094 575 061	90 740 250	(9 138 281 450)	(9 229 021 700)	4 956 951 872	4 822 505 233	(134 446 639)
Droits Fixes	0	215 000 000	215 000 000	0	(140 000 000)	(140 000 000)	0	75 000 000	75 000 000
Redevances Superficiaires	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Contribution à la formation	1 673 054 059	1 557 707 625	(115 346 434)	45 370 125	20 416 000	(24 954 125)	1 718 424 184	1 578 123 625	(140 300 559)
Contribution à l'équipement	1 636 811 130	1 557 707 625	(79 103 505)	45 370 125	55 327 550	9 957 425	1 682 181 255	1 613 035 175	(69 146 080)
Frais d'extension de la période	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bonus de signature	0	9 074 025 000	9 074 025 000	0	(9 074 025 000)	(9 074 025 000)	0	0	0
Dépenses aux œuvres sociales	1 556 346 433	1 556 346 433	0	0	0	0	1 556 346 433	1 556 346 433	0
DGTCP	7 000 000 000	7 000 000 000	0	0	0	0	7 000 000 000	7 000 000 000	0
Contributions additionnelles	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avances	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Remboursements (en signe -)	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Plus-value de cession des titre miniers et d'autorisations d'exploitation industrielle	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Revenus de cession de participations	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendes issus des participations de l'Etat	7 000 000 000	7 000 000 000	0	0	0	0	7 000 000 000	7 000 000 000	0
PETROCI	94 361 010 620	159 225 865 553	64 864 854 932	(21 308 023 757)	(85 844 644 271)	(64 536 620 514)	73 052 986 863	73 381 221 282	(328 234 419)
Dividendes issus des participations de la PETROCI	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Besoins nationaux (Plus value/moins-value)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenus des ventes quote part-Etat	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenus des ventes quote-part PETROCI-Associé	94 201 561 853	159 072 763 763	64 871 201 910	(21 308 023 757)	(85 844 644 271)	(64 536 620 514)	72 893 538 096	73 228 119 492	334 581 397
Revenus des ventes quote-part PETROCI CI-11-Associé	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Commission pour frais de stockage et de commercialisation quote-part Etat	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vente de données sismiques	159 448 767	153 101 789	(6 346 978)	-	-	-	159 448 767	153 101 789	(6 346 978)

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Collectivités/Régions	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes payés directement aux collectivités (Taxes Communales)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Compte de réhabilitation	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Versements au compte de réhabilitation pour l'environnement	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CIAPOL.	1 410 760	0	(1 410 760)	0	0	0	1 410 760	0	(1 410 760)
Taxes d'inspection et de contrôle	202 335	0	(202 335)	0	0	0	202 335	0	(202 335)
Taxe environnementale (+)	1 208 425	0	(1 208 425)	0	0	0	1 208 425	0	(1 208 425)
Redevance environnementale annuelle (+)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
FNDE	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxe d'examen des études d'impact environnemental	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produit de la taxe d'environnement sur les navires de mer et pétroliers en escale en côte d'Ivoire	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taxes et redevances créées en application du principe «pollueur payeur »	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Total	283 336 653 411	341 069 196 296	57 732 542 885	(18 088 052 558)	(75 451 177 952)	(57 363 125 394)	265 248 600 853	265 618 018 344	369 417 491

Tableau 90 : Rapprochements des paiements en numéraire désagrégés par flux (secteur minier)

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
DGD	40 266 317 935	19 242 225 136	(21 024 092 799)	(23 808 446 622)	2 951 647 232	26 760 093 854	16 457 871 313	22 193 872 368	5 736 001 055
Droits de Douane et taxes assimilées	40 109 789 655	19 231 520 040	(20 878 269 615)	(23 758 446 622)	2 951 647 232	26 710 093 854	16 351 343 033	22 183 167 272	5 831 824 239
Taxe sur l'exportation de diamant	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pénalités	156 528 280	10 705 096	(145 823 184)	(50 000 000)	-	50 000 000	106 528 280	10 705 096	(95 823 184)
DGI	276 068 831 757	272 686 691 436	(3 382 140 321)	(3 055 414 959)	(1 079 598 456)	1 975 816 503	273 013 416 798	271 607 092 980	(1 406 323 818)
Impôt sur les bénéfices Industriels et commerciaux (BIC)	88 944 800 440	88 953 700 353	8 899 913	45 369 318	-	(45 369 318)	88 990 169 758	88 953 700 353	(36 469 405)
Bonus de signature	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bonus de production	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières (IRVM)	61 001 987 664	61 539 468 892	537 481 228	519 733 708	-	(519 733 708)	61 521 721 372	61 539 468 892	17 747 520
Taxe sur le profit additionnel	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Contribution des patentes	60 473 613	67 518 479	7 044 866	2 043 866	-	(2 043 866)	62 517 479	67 518 479	5 001 000
Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	22 597 391 640	22 338 234 816	(259 156 824)	(447 139 197)	361 793 554	808 932 751	22 150 252 442	22 700 028 370	549 775 928
Acomptes Provisionnels sur BIC (AP - BIC)	624 937	624 937	-	-	-	-	624 937	624 937	-
Retenues à la source	250 203 869	-	(250 203 869)	(126 478 920)	-	126 478 920	123 724 949	-	(123 724 949)

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôts sur les Bénéfices non Commerciaux - BNC	4 030 266 915	4 080 122 164	49 855 249	19 872 611	16 444 988	(3 427 623)	4 050 139 526	4 096 567 152	46 427 626
Impôt sur le revenu du secteur informel - AIRSI	167 630 615	273 211 767	105 581 152	70 853 897	-	(70 853 897)	238 484 512	273 211 767	34 727 255
Impôt sur le Revenu des Créances (IRC)	1 397 915 154	1 179 650 203	(218 264 951)	-	282 292 636	282 292 636	1 397 915 154	1 461 942 839	64 027 685
Impôt sur le Patrimoine Foncier	63 835 870	68 814 692	4 978 822	18 834 222	-	(18 834 222)	82 670 092	68 814 692	(13 855 400)
Impôt sur le Revenu Foncier (IRF)	21 689 820	21 690 320	500	-	-	-	21 689 820	21 690 320	500
Pénalités	6 737 444 142	-	(6 737 444 142)	(4 709 754 858)	210 274 335	4 920 029 193	2 027 689 284	210 274 335	(1 817 414 949)
Taxes ad-valorem (85% Royalties)	71 231 118 149	86 709 665 733	15 478 547 584	15 505 720 189	-	(15 505 720 189)	86 736 838 338	86 709 665 733	(27 172 605)
Redevances Proportionnelles	197 656 620	-	(197 656 620)	-	197 656 620	197 656 620	197 656 620	197 656 620	-
Contribution à la sortie de crise	47 367 178	-	(47 367 178)	-	-	-	47 367 178	-	(47 367 178)
Taxe d'Exploitation Pétrolière (TEP)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxe sur la valeur ajoutée	18 640 360 405	7 053 972 036	(11 586 388 369)	(13 788 261 188)	(2 201 463 380)	11 586 797 808	4 852 099 217	4 852 508 656	409 439
Fonds de développement de la formation Professionnelle (FDFP)	670 046 661	400 017 044	(270 029 617)	(166 100 606)	53 402 791	219 503 397	503 946 055	453 419 835	(50 526 220)
Droit unique de sortie Diamant/Manganèse	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Commandement de payer	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Retenue à la source à titre d'acompte d'impôt sur les revenus locatifs (RIRL)	8 018 065	-	(8 018 065)	(108 000)	-	108 000	7 910 065	-	(7 910 065)
DGMG	18 406 622 682	13 677 160 603	(4 729 462 079)	(4 769 541 671)	-	4 769 541 671	13 637 081 011	13 677 160 603	40 079 592
Droits Fixes	28 040 000	39 370 000	11 330 000	(25 000 000)	-	25 000 000	3 040 000	39 370 000	36 330 000
Redevances Superficiaires	459 094 535	552 998 180	93 903 645	88 400 000	-	(88 400 000)	547 494 535	552 998 180	5 503 645

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Taxe d'extraction (d'exploitation) des carrières	211 131 454	208 771 154	(2 360 300)	-	-	-	211 131 454	208 771 154	(2 360 300)
Droits fixes achat/vente d'Or	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxe d'inspection et de contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxes ad-valorem (15% Royalties)	12 589 640 022	12 589 796 269	156 247	-	-	-	12 589 640 022	12 589 796 269	156 247
Droit d'option	-	35 775 000	35 775 000	35 775 000	-	(35 775 000)	35 775 000	35 775 000	-
Contribution Budget Formation Mines	200 000 000	250 000 000	50 000 000	50 000 000	-	(50 000 000)	250 000 000	250 000 000	-
Pénalités/Amendes	4 918 716 671	-	(4 918 716 671)	(4 918 716 671)	-	4 918 716 671	-	-	-
Taxe forfitaire	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Frais délivrance carte	-	450 000	450 000	-	-	-	-	450 000	450 000
DGTCP	31 998 204 501	46 803 504 501	14 805 300 000	14 805 300 000	-	(14 805 300 000)	46 803 504 501	46 803 504 501	-
Contributions additionnelles	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Avances	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remboursements (en signe -)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plus-value de cession des titre miniers et d'autorisations d'exploitation industrielle	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenus de cession de participations	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendes issus des participations de l'Etat	31 998 204 501	46 803 504 501	14 805 300 000	14 805 300 000	-	(14 805 300 000)	46 803 504 501	46 803 504 501	-
SODEMI	13 269 135 488	13 269 135 488	-	-	-	-	13 269 135 488	13 269 135 488	-
Dividendes issus des participations de la SODEMI	13 269 135 488	13 269 135 488	-	-	-	-	13 269 135 488	13 269 135 488	-
Royalties sur participations de la SODEMI	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Redevance sur encadrement des SCOOPS (Société de coopératives dans le secteur artisanale)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cession de travaux de recherche	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Produits de cession de participation	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Collectivités/Régions	4 800 000	4 800 000	-	-	-	-	4 800 000	4 800 000	-
Taxes payées directement aux collectivités (Taxes Communales)	4 800 000	4 800 000	-	-	-	-	4 800 000	4 800 000	-
Compte de réhabilitation	138 392 884	138 392 884	-	-	-	-	138 392 884	138 392 884	-
Versements au compte de réhabilitation pour l'environnement	138 392 884	138 392 884	-	-	-	-	138 392 884	138 392 884	-
Taxes d'inspection et de contrôle	944 120 101	-	(944 120 101)	-	-	-	944 120 101	-	(944 120 101)
Taxe environnementale (+)	260 629 800	-	(260 629 800)	-	-	-	260 629 800	-	(260 629 800)
Redevance environnementale annuelle (+)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FNDE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taxe d'examen des études d'impact environnemental	-	-	-	-	-	-	-	-	-
taxes et redevances créées en application du principe «pollueur payeur »	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CDLM	7 620 432 965	4 572 863 745	(3 047 569 220)	(1 201 716 759)	-	1 201 716 759	6 418 716 205	4 572 863 745	(1 845 852 460)
Versements au fonds de financement des actions de	7 620 432 965	4 572 863 745	(3 047 569 220)	(1 201 716 759)	-	1 201 716 759	6 418 716 205	4 572 863 745	(1 845 852 460)

Description	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
développement socio-économique local									
Total	388 977 488 112	370 394 773 793	(18 582 714 319)	(18 029 820 011)	1 872 048 776	19 901 868 787	370 947 668 101	372 266 822 569	1 319 154 468

Analyse des écarts non rapprochés :

Secteur des Hydrocarbures

Sociétés	Différence non conciliée	Raisons des différences Raisons des différences (En FCFA)			
		Taxe non reportée par les sociétés	Taxe non reportée par les administrations	Différence non significative < 10 M FCFA	Taxe reportée par les administrations non confirmée par les sociétés
PETROCI CI 11	(2 042 799)	-	-	(16 169 081)	14 126 282
CNR	(81 557 033)	-	(83 421 676)	1 864 643	-
FOXTROT	288 460 229	409 581 397	(126 024 963)	4 903 795	-
PETROCI	168 533 916	158 391 326	-	10 142 590	-
ENI	2 463 343	-	-	2 463 343	-
Murphy coté d'ivoire	(6 346 978)	-	-	(6 346 978)	-
ICE OIL & GAZ	(93 186)	-	-	(93 186)	-
Total	**369 417 491**	**567 972 723**	**(209 446 639)**	**(3 234 875)**	**14 126 282**

L'écart global constaté provient principalement des différences relevées entre les déclarations de FOXTROT et celles de PETROCI Holding concernant la quote-part revenant à PETROCI sur les ventes de pétrole et de gaz encaissées par FOXTROT. Le détail est présenté dans le tableau suivant :

Flux	Montant après ajustement en millions de FCFA		Ecart
	FOXTROT	PETROCI	
Revenus des ventes quote-part PETROCI-Associé	72 893 538 096	73 228 119 492	334 581 397
Total	72 893 538 096	73 228 119 492	334 581 397

Secteur des Mines

Sociétés	Différence non conciliée	Raisons des différences (en FCFA)			
		FD non envoyé par l'administration	Taxe non reportée par les sociétés	Taxe non reportée par les administrations	Différence non significative < 10 M FCFA
SOCIETE DES MINES D'ITY	(241 736 890)	(481 138 521)	301 880 812	(72 797 761)	10 318 580
PERSEUS MINING YAOURE	517 272 362	(152 121 750)	656 546 677	-	12 847 435
SOCIETE DES MINES DE TONGON	(2 814 321 835)	(226 385 250)	(12 423 920)	(1 700 000 000)	800 000
BONIKRO GOLD MINE	1 318 773 757	(47 126 400)	1 357 514 157	-	8 386 000
SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	(50 370 781)	-	-	(51 694 309)	1 323 528
PERSEUS MINING CÔTE D'IVOIRE	481 601 695	(78 644 050)	597 285 182	(44 220 622)	7 181 185
AGBAOU GOLD OPERATIONS	236 654 166	(78 135 000)	312 605 166	-	2 184 000
SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	1 032 352	-	-	-	1 032 352
CADERAC SA	14 562 755	-	-	-	14 562 755
ROXGOLD SANGO	1 948 354 780	(1 003 887 294)	3 005 890 603	(50 000 000)	(3 648 529)
LA MANCHA COTE D'IVOIRE	5 011 273	-	-	-	5 011 273
HIRE GOLD MINE	(106 428 444)	(135 368 400)	30 797 499	-	(1 857 543)
SODEMI	83 556 578	-	92 065 143	(13 049 642)	4 541 077
PERSEUS MINING FIMBIASSO	5 113 066	-	-	-	5 113 066

Sociétés	Différence non conciliée	Raisons des différences (en FCFA)			
		FD non envoyé par l'administration	Taxe non reportée par les sociétés	Taxe non reportée par les administrations	Différence non significative < 10 M FCFA
LGL RESOURCES COTE D'IVOIRE	(11 371 176)	-	-	(16 029 147)	4 657 971
BARRICK GOLD COTE D'IVOIRE	248 694 997	-	233 284 105	-	15 410 892
COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	(224 009 287)	-	-	(217 704 971)	(6 304 316)
OCCIDENTAL GOLD	(93 234 900)	-	-	(94 277 944)	1 043 044
	1 319 154 468	**(2 202 806 665)**	**6 575 445 424**	**(2 259 774 396)**	**82 602 770**

Ajustements effectués :

Secteur des Hydrocarbures :

Pour les sociétés :

Les ajustements opérés sur les déclarations des sociétés pétrolières se résument comme suit :

Ajustements sur les déclarations des Sociétés Extractives	Montant FCFA
Taxe payée mais non reportée	3 152 367 713
Montant de la taxe incorrectement reporté	(21 240 420 271)
Total	(18 088 052 558)

Pour les régies financières

L'ajustement opéré sur les déclarations des régies financières se résument comme suit :

Ajustements sur les déclarations des régies financières	Montant FCFA
Taxe perçue mais non reportée	33 741 856 740
Taxe perçue mais en dehors de la période couverte	(9 361 626 771)
Montant de la taxe incorrectement reporté	(13 986 763 650)
Taxe reportée mais non perçue	(85 844 644 271)
Total	(75 451 177 952)

Secteur Minier :

Pour les sociétés : Les ajustements opérés sur les déclarations des sociétés minières se résument comme suit :

Ajustements sur les déclarations des Sociétés Extractives	Montant FCFA
Taxe payée mais non reportée	29 124 539 078
Taxe payée mais en dehors de la période couverte	(8 936 893 704)
Montant de la taxe incorrectement reporté	(24 331 716 150)
Taxe en dehors du périmètre reclassée dans les autres flux de paiements significatifs	(13 885 749 235)
Total	(18 029 820 011)

Pour les régies financières : L'ajustement opéré sur les déclarations des régies financières se résument comme suit :

Ajustements sur les déclarations des régies financières	Montant FCFA
Taxe perçue mais non reportée	1 872 048 776
Total	1 872 048 776

❖ Rapprochement des paiements sociaux obligatoires

Tableau 91 : Rapprochement des paiements sociaux du secteur pétrolier

Sociétés	Déclarations initialement reçues (en FCFA)			Ajustements (en FCFA)			Montants après ajustements (en FCFA)		
	Sociétés	DGH	Différence	Sociétés	DGH	Différence	Sociétés	DGH	Différence
ENI	1 057 711 168	1 057 711 168	-	-	-	-	1 057 711 168	1 057 711 168	-
Murphy côté d'ivoire	453 304 786	453 304 786	-	-	-	-	453 304 786	453 304 786	-
ICE OIL & GAZ	45 330 479	45 330 479	-	-	-	-	45 330 479	45 330 479	-
Total	1 556 346 433	1 556 346 433	-	-	-	-	1 556 346 433	1 556 346 433	-

Tableau 92 : Rapprochement des encaissements des CDLM avec les décaissements des entreprises minières

Société	CDLM	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Décaissements Sociétés (FCFA)	Encaissements CDLM (FCFA)	Ecart (FCFA)	Décaissements Sociétés (FCFA)	Encaissements CDLM (FCFA)	Ecart (FCFA)	Décaissements Sociétés (FCFA)	Encaissements CDLM (FCFA)	Ecart (FCFA)
PERSEUS MINING YAOURE	Localité de Yaouré	1 655 560 057	1 657 590 057	2 030 000	-	-	-	1 655 560 057	1 657 590 057	2 030 000
SOCIETE DES MINES D'ITY (SMI)	Localité d'Ity-Zouhan-Hounien	1 783 786 565	1 783 786 565	-	-	-	-	1 783 786 565	1 783 786 565	-
TONGON SA	Localité de Tongon-Korhogo	876 312 665	-	(876 312 665)	-	-	-	876 312 665	-	(876 312 665)
ROXGOLD SANGO	Localité de séguéla	1 003 887 294	-	(1 003 887 294)	-	-	-	1 003 887 294	-	(1 003 887 294)
SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	Localité de Floleu	782 658 455	-	(782 658 455)	(782 658 455)	-	782 658 455	-	-	-
BONIKRO GOLD MINE	Localité de Bonikro-Divo	305 119 526	305 355 526	236 000	-	-	-	305 119 526	305 355 526	236 000
AGBAOU OPERATIONS	Localité d'Agbaou-Divo	417 564 203	418 198 203	634 000	-	-	-	417 564 203	418 198 203	634 000
PERSEUS MINING FIMBIASSO	Localité de Fébiasso	364 615 643	-	(364 615 643)	(364 615 643)	-	364 615 643	-	-	-
HIRE GOLD MINE	Localité d'Hiré	288 814 514	319 612 013	30 797 499	-	-	-	288 814 514	319 612 013	30 797 499
PERSEUS MINING CÔTE D'IVOIRE	Localité de Sissingué-Tengrela	77 943 089	77 943 089	-	-	-	-	77 943 089	77 943 089	-
SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	Localité de DAAPLEU	54 442 661	-	(54 442 661)	(54 442 661)	-	54 442 661	-	-	-
COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	Localité de Lauzoua Divo	9 728 292	10 378 292	650 000	-	-	-	9 728 292	10 378 292	650 000
		7 620 432 965	4 572 863 745	(3 047 569 220)	(1 201 716 759)	-	1 201 716 759	6 418 716 205	4 572 863 745	(1 845 852 460)

❖ Rapprochement des exportations en volume et en valeur

Secteur des Hydrocarbures

Tableau 93 : Rapprochement des exportations en volume et en valeur du pétrole

Exportateur	Unité	Volumes			Valorisation (en Usd)		
		Sociétés	DGD	Ecart	Sociétés	DGD (*)	Ecart
CNR INTERNATIONAL	bbl	5 529 529	NC	N/A	443 820 110	319 469 051	-124 351 058
ENI	bbl	5 724 856	NC	N/A	451 093 899	32	-451 093 868
PETROCI HOLDING	bbl	3 970 140	NC	N/A	298 289 127	340 729 874	42 440 747
		15 224 525	0	0	1 193 203 136	660 198 957	-533 004 179

(*) Taux de conversion 1 USD = 604,635 ; NC : données non communiquées ; N/A : réconciliation non appliquée

Secteur des Mines

Tableau 94 : Rapprochement des **exportations d'**Or, Argent, Cuivre **et** de manganèse en volume et en valeur

Société	Unité	Volume			Valeur en Milliard FCFA		
		Société	DGD	Ecart	Société	DGD	Ecart
Exportation d'Or		34 747	49 248	14 501	1 584	1 571	-13
SOCIETE DES MINES DE TONGON	Kg	5 150	7 079	1 929	246	245	-1
AGBAOU GOLD OPERATIONS SA	Kg	2 054	2 536	482	97	109	12
BONIKRO GOLD MINES	Kg	2 768	3 372	604	129	129	0
PERSEUS MINING CI SA	Kg	293	2 054	1 761	13	81	68
PERSEUS MINING YAOURE SA	Kg	7 344	7 954	610	317	335	18
PERSEUS MINING FIMBIASSO	Kg	1 996	0	-1 996	83	0	-83
SOCIETE DES MINES D'ITY (SMI) SA	Kg	10 442	21 974	11 532	477	486	9
ROXGOLD SANGO	Kg	4 291	4 279	-12	203	186	-17
HIRE GOLD MINE	Kg	409	0	-409	19	0	-19
Exportation d'Argent		2 665	-	-2 665	1	-	-1
SOCIETE DES MINES DE TONGON	Kg	995	0	-995	1	0	-1
PERSEUS MINING YAOURE SA	Kg	681	0	-681	0	0	0
PERSEUS MINING FIMBIASSO	Kg	221	0	-221	0	0	0

Société	Unité	Volume			Valeur en Milliard FCFA		
		Société	DGD	Ecart	Société	DGD	Ecart
PERSEUS MINING CI SA	Kg	30	0	-30	0	0	0
BONIKRO GOLD MINES	Kg	518	0	-518	0	0	0
AGBAOU GOLD OPERATIONS SA	Kg	206	0	-206	0	0	0
HIRE GOLD MINE	Kg	14	0	-14	0	0	0
Exportation Cuivre		290 880	54	-290 826	2	0	-2
SOCIETE DES MINES D'ITY (SMI) SA	Kg	290 880	1 120 247	829 367	2	2	0
Exportation du MANGANESE		505 258 449	785 728 378	280 469 929	22	36	14
COMPAPNIE MINIERE DU LITTORAL (CML) SA	Kg	505 258 449	379 799 668	-125 458 781	22	16	-6

❖ Rapprochements de la production en volume

Secteur des Hydrocarbures

Les résultats des travaux de conciliation de la production de pétrole en quantités (bbl) se présentent comme suit :

Tableau 95 : Rapprochements de la production de pétrole en volume, secteur des hydrocarbures

Pétrole Brut										
Opérateur	Bloc	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Volumes après ajustements		
		Société (bbl)	DGH (bbl)	Ecart (bbl)	Société (bbl)	DGH (bbl)	Ecart (bbl)	Société (bbl)	DGH (bbl)	Ecart (bbl)
FOXTROT INTERNATIONAL	CI-27	573 994	573 994	-	-	-	-	573 994	573 994	-
Eni Cote d'Ivoire Limited	CI-101 et CI-802	8 080 227	8 096 517	16 290	-	-	-	8 080 227	8 096 517	16 290
PETROCI CI11	CI-11	172 665	172 665	-	-	-	-	172 665	172 665	-
CNR	CI-26 et CI-40	7 311 810	7 311 810	-	-	-	-	7 311 810	7 311 810	-
Total		16 138 696	16 154 986	16 290	-	-	-	16 138 696	16 154 986	16 290
GAZ										
Opérateur	Bloc	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Volumes après ajustements		
		Société (mmbtu)	DGH (mmbtu)	Ecart (mmbtu)	Société (mmbtu)	DGH (mmbtu)	Ecart (mmbtu)	Société (mmbtu)	DGH (mmbtu)	Ecart (mmbtu)
FOXTROT INTERNATIONAL	CI-27	73 621 494	73 621 494	0	-	-	-	73 621 494	73 621 494	0
Eni Cote d'Ivoire Limited	CI-101 & 802	Nc	7 525 170	7 525 170	-	-	-	Nc	7 525 170	(7 525 170)
PETROCI CI11	CI-11	4 257 526	4 257 516	(10)	-	-	-	4 257 526	4 257 516	(10)
CNR	CI-26 et CI-40	5 793 812	5 793 813	1	-	-	-	5 793 812	5 793 813	()
Total		83 672 832	91 197 991	(7 525 161)	-	-	-	83 672 832	91 197 991	(7 525 161)

Secteur des Mines

Tableau 96 : Rapprochement de la production **d'or, d'argent, de cuivre et** de manganèse en volume et en valeur

Société	Unité	Volume			Valorisation (Milliard FCFA)		
		Sociétés	DGMG	Ecart	Sociétés	DGMG	Ecart
Production d'or		36 451	49 535	13 084	1 665	1 663	-2
SOCIETE DES MINES DE TONGON	Kg	6 056,92	6 033,98	-22,94	282,08	234,33	-47,75
AGBAOU GOLD OPERATIONS	Kg	2 435,70	2 410,24	-25,46	113,33	103,79	-9,54
BONIKRO GOLD MINE	Kg	2 693,16	3 230,50	537,34	127,11	130,52	3,41
HIRE GOLD MINE	Kg	407,64	423,14	15,5	19,18	19,47	0,29
SOCIETE DES MINES D'ITY	Kg	10 795,64	16 231,61	5 435,97	501,63	346,2	-155,43
SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	Kg	0,00	233,89	233,89	0	10,92	10,92
SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	Kg	0,00	5 852,20	5 852,20	0	155,49	155,49
PERSEUS MINING COTE D'IVOIRE	Kg	321,25	323,08	1,83	14,47	14,03	-0,44
PERSEUS MINING YAOURE	Kg	7 453,53	8 025,05	571,52	322,72	351,91	29,19
PERSEUS MINING FIMBIASSO	Kg	1 995,85	2 217,16	221,31	83,44	95,26	11,82
ROXGOLD SANGO	Kg	4 291,38	4 554,60	263,22	201,06	201,21	0,15
Production d'Argent		1 290,90	0,00	-1 290,90	0,73	0,00	-0,73
BONIKRO GOLD MINE	Kg	580,32	0,00	-580,32	0,33	0,00	-0,33
AGBAOU GOLD OPERATIONS	Kg	211,63	0,00	-211,63	0,11	0,00	-0,11
ROXGOLD	Kg	263,06	0,00	-263,06	0,15	0,00	-0,15
HIRE GOLD MINE	Kg	14,57	0,00	-14,57	0,01	0,00	-0,01
PERSEUS MINING FIMBIASSO	Kg	221,32	0,00	-221,32	0,13	0,00	-0,13
Production Cuivre		290,88	924,247	633,367	1,76	0	-1,76
SOCIETE DES MINES D'ITY	Tonne	290,88	924,247	633,367	1,76	Nc	-1,76
Production Manganése		484 482,35	349 695,24	-134 787,11	22,72	22,21	-0,51
COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	Tonne	484 482,35	349 695,24	-134 787,11	22,72	22,21	-0,51

4.9.4.4. Synthèse des limitations liées à l'exhaustivité et la fiabilité des données

Cette section présente les principales limitations identifiées dans le cadre du processus de collecte et de réconciliation des données ITIE 2024, et leur impact sur la portée analytique du rapport.

a) Taux de soumission des déclarations - entreprises extractives

Sur 39 sociétés incluses dans le périmètre de conciliation, 13 n'ont pas soumis leurs formulaires (taux de soumission : 66,67 %), dont 3 dans le secteur des hydrocarbures et 10 dans le secteur minier.

Ces non-déclarants représentent 25 805 millions FCFA de revenus déclarés par l'État (3,01 % du total), qui ne peuvent donc pas être rapprochés avec les déclarations sociétés.

Impact : la couverture effective du rapprochement s'établit à 74,27 % des revenus du secteur extractif, en deçà de l'objectif de 99 % fixé par le CN-ITIE.

b) Fiabilité des données - niveaux d'assurance

L'analyse des déclarations révèle des niveaux d'assurance contrastés, constituant une limite à prendre en compte dans l'interprétation des données du rapport :

Niveau d'assurance	Entreprises	Montant (Mds FCFA)	% du total
Élevé (certifié + audité)	7	289,02	33,65%
Moyen (certifié, non audité)	7	227,73	26,51%
Faible (Non signé)	12	294,19	34,25%
Non soumis	13	25,81	3,01%
Régies financières	5	437,95	**Déclarations Certifiées par l'IGE**

Deux catégories de déclarants publics bénéficient par ailleurs du niveau d'assurance le plus élevé : les régies financières (437,95 Mds FCFA), dont les déclarations sont certifiées par l'Inspecteur Général de l'État (IGE) — rapport de certification en annexe 34 —, et PETROCI Holding (383,79 Mds FCFA), dont la déclaration a été certifiée par un auditeur externe indépendant (cf. 4.9.4.2).

Pour les entreprises extractives, 34,25 % des paiements déclarés reposent sur des formulaires non signés par une personne habilitée ; 26,51 % proviennent d'entreprises ayant transmis des formulaires signés mais non audités (situation fréquente pour des sociétés cotées non soumises à l'obligation de certification) ; 33,65 % correspondent à des entreprises ayant fourni des formulaires signés et certifiés, soumis à un audit externe conforme aux exigences ITIE (dont 31,19 % de sociétés cotées non tenues à l'obligation de certification).

Impact et synthèse consolidée : *la prédominance des déclarations à faible niveau d'assurance chez certaines entreprises constitue la principale limitation méthodologique. À l'échelle de l'ensemble des paiements toutefois, la certification IGE des régies (437,95 Mds) et l'audit externe de PETROCI Holding (383,79 Mds) portent le niveau d'assurance élevé à 95,68 % des paiements (821,74 Mds sur 858,88). Ces limitations n'affectent pas la validité des analyses et constats du présent rapport, qui s'appuient sur les meilleures données disponibles à la date de publication.*

c) Lacunes dans les déclarations des administrations et entités publiques

Les données du rapport ont été compilées sur la base des déclarations des entités publiques bénéficiaires, à l'exception des paiements sociaux et environnementaux destinés à des bénéficiaires directs non gouvernementaux. Certaines entités n'ont pas soumis de déclaration ou présentent des limitations documentées, dont les impacts sur les données du rapport sont précisés ci-après.

DGTCP / DGMG : les données de production et de revenus miniers, hors mines industrielles, sont agrégées par société, sans ventilation par projet, limitant l'analyse de la contribution fiscale projet par projet.

Écart DGMG / DGTCP sur les revenus miniers : les paiements miniers spécifiques déclarés par la DGMG (hors mines industrielles) présentent un écart significatif avec les données de la DGTCP. Pour les besoins du présent rapport, les données de la DGTCP ont été retenues comme référence, pour un montant de 20,55 milliards FCFA, ventilé par société sans détail par projet. Aucune clarification n'a été communiquée sur la nature de cet écart, notamment sur la question de savoir s'il se rapporte à des liquidations non encore recouvrées ou à d'autres facteurs.

ANDE, CIAPOL et FNDE : ces trois entités récipiendaires des paiements environnementaux n'ont pas soumis de déclaration. Les données relatives aux paiements environnementaux reposent exclusivement sur les déclarations unilatérales des sociétés extractives, sans possibilité de rapprochement avec les encaissements effectifs.

CDL/CDLM : plusieurs entités n'ont pas transmis leurs formulaires de déclaration :

- CDL Tongon-Korhogo: montant retenu sur la base de déclaration unilatérale de la société (876,3 M FCFA), sans confirmation de CDLM — limite au niveau d'assurance de ces données ;
- Shiloh Manganèse / CDLM Lagnonkaha : aucune déclaration transmise ni par la société ni par le CDLM ;
- Roxgold Sango / CDLM Séguéla : contribution de 1 003,9 M FCFA versée en février 2025, hors périmètre 2024 ; FD CDLM non transmis ;
- Ivoire Manganèse / CDLM Kaniasso : société hors périmètre ; FD CDLM non transmis.

Pour les trois derniers cas, les paiements éventuellement reçus par les CDLM au titre de l'exercice 2024 n'ont pas pu être pris en compte dans le rapport, conduisant à une sous-estimation potentielle des flux de développement local.

DGI - secteur minier : plusieurs sociétés minières pour lesquelles des taxes ad valorem ont été enregistrées par la DGTCP ne présentent aucun paiement dans les déclarations de la DGI. En conséquence, la quote-part État de la taxe ad valorem (85 %) ainsi que l'IS éventuellement collectés auprès de ces sociétés au titre de l'exercice 2024 n'ont pas été intégrés dans les recettes du secteur minier du présent rapport

Écart DGI / Loi de règlement sur les revenus pétroliers :

Un écart de 77,7 Mds FCFA est constaté entre les revenus de commercialisation de la part État rapprochés dans le cadre ITIE (DGI, PETROCI, CI-Énergies, SIR) — 166,95 Mds FCFA — et ceux retracés dans la Loi de règlement 2024 — 244,63 Mds FCFA. Le rapprochement ligne à ligne, présenté ci-après, permet désormais d'expliquer la quasi-totalité de cet écart, qui ne traduit pas un manque à gagner mais des différences de constatation et de calendrier.

Tableau — Rapprochement Loi de règlement / données ITIE 2024 (Mds FCFA)

Nature du flux	Loi de règlement	ITIE 2024	Écart	Interprétation
Compensation Gaz CIE-DGI	78,97	78,97	—	Réconcilié
Règlement PETROCI (CI-101/802 & CI-26)	32,38	32,38	—	Réconcilié
Règlement PETROCI (CI-40)	39,84	39,84	—	Réconcilié

Nature du flux	Loi de règlement	ITIE 2024	Écart	Interprétation
Profit Oil Pétrole (exercices antérieurs)	3,13	3,13	—	Réconcilié
Ventes de gaz constatées (Loi de règlement)	53,26	—	+53,26	Intégrées aux données ITIE 2024
Avance PETROCI au Trésor	30,00	—	+30,00	Financement (avance), non recette extractive
Menus flux gaziers non justifiés	2,12	—	+2,12	Décalage
Remboursement dette PETROCI	0,70	2,80	−2,10	Décalage temporel
Ventes locales SIR (+ ajustement)	4,22	9,83	−5,61	Décalage temporel
TOTAL	244,63	166,95	77,68	

Source : Loi de règlement 2024[71] (DGBF) et données ITIE rapprochées (DGI, PETROCI, CI-Énergies, SIR). Analyse de l'Administrateur Indépendant.

La décomposition de l'écart est désormais claire :

- 53,26 Mds FCFA — ventes de gaz constatées dans la Loi de règlement (contrepartie du transfert au secteur électricité) ; ces montants ont été intégrés aux données ITIE 2024 et ne constituent donc plus un écart de fond.
- 30,0 Mds FCFA — avance de trésorerie consentie par PETROCI au Trésor (sur un total de 50 Mds, dont 30 Mds reflétés dans la Loi de règlement), constatée parmi les recettes budgétaires ; il s'agit d'un financement et non d'une recette extractive au sens strict.
- Solde net ~−5,6 Mds FCFA — simples décalages de calendrier : le remboursement de la dette PETROCI (2,1 Mds) et les ventes locales à la SIR (5,6 Mds) figurent dans les données ITIE mais pas encore dans la Loi de règlement, tandis que de menus flux gaziers (2,1 Mds) apparaissent en Loi de règlement sans justification communiquée.

Ainsi, l'écart de 77,7 Mds FCFA — précédemment interprété comme un reliquat non constaté de grande ampleur — se ramène pour l'essentiel à l'intégration du gaz (53,26 Mds, désormais retracée) et à une avance de financement de PETROCI (30 Mds), le reste relevant de décalages de traitement des recettes budgétaires. Une fois ces éléments neutralisés, aucun biais intertemporel significatif ne subsiste.

Origine des décalages : système de gestion et circuit comptable (DGI / Trésor)

Selon la DGI et le Trésor, les décalages tiennent au système de gestion en vigueur jusqu'en 2025 : en l'absence de comptabilité en droits constatés (comptabilité de caisse), des liquidations de l'exercice N pouvaient être recouvrées et comptabilisées en N+1, notamment pour les paiements du dernier trimestre. S'y ajoute le décalage entre le circuit de trésorerie et le circuit comptable : les statistiques SIGICI (base des données du secteur) enregistrent les encaissements dès leur passage sur le compte de règlement BNI, alors que la comptabilité de l'État (base de la Loi de règlement) ne les retrace qu'après lettrage bancaire, opération pouvant prendre plusieurs mois.

Trois réformes en cours corrigent ces insuffisances : (i) la comptabilité en droits constatés, démarrée fin 2025 à la DGI, rattache désormais chaque recette à l'exercice de sa liquidation ; (ii) le projet e-CUT — encaissement automatique sur le Compte Unique du Trésor (BCEAO) avec génération simultanée des écritures comptables —, dont la mise en œuvre est prévue fin 2026 ; (iii) l'interfaçage SIGICI–ASTER,

[71] Loi de règlement 2024

opérationnel depuis début 2026, assurant la cohérence entre données statistiques et comptables. Ces réformes devraient résorber les écarts à compter de 2026.

PETROCI CI-11 - revenus en nature non reportés : PETROCI CI-11 n'a pas reporté les revenus collectés au titre de ses parts de production sur le bloc CI-11. Les revenus en nature revenant à la société au titre de 2024 sont estimés à 12,8 millions USD (~7,5 Mds FCFA). Cette limitation n'affecte pas l'analyse des recettes budgétaires de l'État , ces revenus revenant à PETROCI CI-11 et non directement au Trésor, mais affecte l'analyse des flux totaux du secteur pétrolier et de la situation financière de l'entité.

4.9.5. Analyse de cohérence des recettes minières aurifères - rapprochement modélisation fiscale / données ITIE

a) Objectif et cadre méthodologique

En complément des travaux de réconciliation, l'AI a conduit une analyse de cohérence des recettes minières aurifères en rapprochant les données ITIE compilées d'une modélisation fiscale indépendante construite sur la base de données publiques. Cette démarche vise à identifier les écarts structurels entre les flux théoriquement attendus et les encaissements effectivement déclarés.

b) Hypothèses et limites de modélisation :

- *Production* : données DGMG 2024 et rapports financiers des opérateurs cotés
- *Prix de l'or* : prix LBMA moyen 2024 (2 386 $/oz) pour la redevance ; prix LBMA moyen 2023 (1 943 $/oz) pour l'IS et les dividendes.
- *AISC* : : données publiques des groupes miniers (Endeavour Mining, Perseus Mining, Fortuna Mining, Allied Gold, Barrick Gold)- non vérifiées dans le cadre ITIE ; constituent une approximation de la performance opérationnelle réelle pouvant différer des données comptables déclarées à l'administration ivoirienne .
- *Taux fiscaux* : taxe ad valorem 6 % (2024), IS 25 % sur résultat net, frais de transport et d'affinage déduits à 2,5 % du CA brut.
- *Décalages de trésorerie* : IS et dividendes encaissés en N correspondent aux résultats de l'exercice N-1 ; la redevance est encaissée sur l'exercice courant.
- *Consolidations de projets* : Ity + Daapleu + Floleu (Endeavour) ; Sissingué + Fimbiasso (Perseus) ; Abujar + La Lobo (Zhaojin) ; Bonikro + Hiré (Allied Gold)
- *Portée et Limites* : les écarts identifiés constituent des points de vigilance soumis au débat multipartite et appellent des clarifications de la part des administrations fiscales concernées. Ils ne préjugent pas de la conformité fiscale des sociétés mentionnées, ni de l'existence d'un manque à gagner avéré pour l'État.

c) Rapprochement taxe ad valorem

Groupe / Mine consolidée	Opérateur	Modélisation (Mds FCFA)	ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart (Mds FCFA)	Commentaire
Ity + Daapleu + Floleu	Endeavour	28,3	27,4	-0,9	Quasi-concordant
Lafigué	Endeavour	7,9	3,0	-4,9	Modélisation supérieure aux encaissements
Yaouré	Perseus	20,6	19,2	-1,4	Quasi-concordant

Groupe / Mine consolidée	Opérateur	Modélisation (Mds FCFA)	ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart (Mds FCFA)	Commentaire
Sissingué + Fimbiasso	Perseus	5,3	6,1	+0,8	Quasi-concordant
Séguéla	Fortuna	11,4	11,3	-0,1	Concordant
Abujar + La Lobo	Zhaojin	19,7	10,6	-9,1	Modélisation supérieure aux encaissements
Bonikro + Hiré	Allied Gold	7,3	8,2	+0,9	Quasi-concordant
Tongon	Barrick	13,7	10,3	-3,4	Modélisation supérieure aux encaissements. Paiements totalisant 22,1 Mds FCFA, dont 11,85 Mds au titre d'arriérés (2021, 2022 et 2023) et 10,3 Mds en 2024.
Agbaou	Allied Gold	6,5	4,9	-1,6	
Total		120,6	101,1	-19,4	

Note : les légers écarts entre les totaux et la somme des lignes résultent des arrondis.

Analyse des résultats

Sur la base des montants affichés, les recettes compilées dans le cadre de l'ITIE sont inférieures de 19,6 milliards FCFA au montant estimé par la modélisation.

Cet écart est principalement concentré sur les ensembles Abujar–La Lobo, avec –9,1 milliards FCFA, Lafigué, avec –4,9 milliards FCFA, et Tongon, avec –3,3 milliards FCFA. Ces trois situations représentent l'essentiel de l'écart global observé.

Dans le cas de Tongon, les paiements effectués en 2024 s'élèvent à environ 22,1 milliards FCFA, dont 11,85 milliards FCFA correspondent à des arriérés relatifs aux exercices 2021 à 2023. Seul le montant de 10,3 milliards FCFA attribuable à l'exercice 2024 a été retenu dans le rapprochement avec la modélisation.

Les écarts observés peuvent résulter de différences entre les hypothèses de la modélisation et les bases fiscales effectivement retenues, de décalages entre les périodes de production et d'encaissement, de paiements non ventilés par exercice, de consolidations de projets ou d'informations incomplètement retracées dans les déclarations.

Les écarts relatifs à Abujar–La Lobo, Lafigué, Tongon et Agbaou nécessitent en conséquence un rapprochement détaillé avec les données de liquidation et de recouvrement de l'Administration fiscale. Pour les autres projets, les résultats font apparaître une cohérence globalement satisfaisante, sous réserve de la définition d'un seuil de tolérance uniforme pour qualifier les écarts de concordants ou de significatifs.

d) Rapprochement IS et dividendes (base résultats 2023, encaissés en 2024)

Groupe / Mine consolidée	Opérateur	IS modélisé (Mds FCFA)	IS ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart IS	Div. modélisés (Mds FCFA)	Div. ITIE compilés (Mds FCFA)	Écart Div.	Écart Total
Ity + Daapleu + Floleu	Endeavour	54,2	46,6	-7,6	16,3	31,7	+15,4	+7,7
Lafigué*	Endeavour	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
Yaouré	Perseus	48,0	—	-48,0	14,4	14,5	+0,1	-47,9

Groupe / Mine consolidée	Opérateur	IS modélisé (Mds FCFA)	IS ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart IS	Div. modélisés (Mds FCFA)	Div. ITIE compilés (Mds FCFA)	Écart Div.	Écart Total
Sissingué + Fimbiasso	Perseus	2,8	3,0	+0,2	0,8	0,3	-0,5	-0,3
Séguéla	Fortuna	13,8	14,2	+0,4	4,1	—	-4,1	-3,7
Abujar + La Lobo	Zhaojin	12,3	2,8	-9,5	3,7	—	-3,7	-13,2
Bonikro + Hiré	Allied Gold	10,7	7,9	-2,8	3,2	—	-3,2	-6,0
Tongon	Barrick	16,1	15,8	-0,3	4,8	—	-4,8	-5,1
Agbaou**	Allied Gold	—	0,0	0,0	—	—	—	—
Total		157,9	90,4	-67,5	47,3	46,5	-0,8	-68,3

**Lafigué : entrée en production en 2024 — IS et dividendes modélisés sur exercice 2023 non applicable **Agbaou 2023 : résultat net avant IS négatif (-14,0 M USD) → IS modélisé =0*
Note : les légers écarts entre les totaux et la somme des lignes résultent des arrondis.

Analyse des résultats

1. Impôt sur les sociétés (IS)

Yaouré – écart de 48,0 milliards FCFA : L'écart consolidé sur l'IS atteint -67,5 Mds FCFA, soit -43 % par rapport aux montants modélisés. Cet écart demeure fortement concentré sur quelques actifs miniers.

Aucun IS n'apparaît dans les données ITIE, alors que le modèle estime un IS théorique de 48,0 milliards FCFA sur la base des résultats de 2023. La convention minière signée en 2019 prévoirait une exonération d'IS pendant les cinq premières années suivant la production commerciale. L'articulation de cette disposition avec le Code minier applicable et le régime fiscal effectivement retenu devrait être formellement clarifiée par les administrations compétentes.

Abujar–La Lobo – écart de 9,5 milliards FCFA. Cet écart peut résulter de différences entre le résultat fiscal réel et l'estimation fondée sur les données publiques, notamment les amortissements, reports déficitaires, charges financières et opérations intragroupe. Un rapprochement avec les déclarations fiscales est requis.

Ity–Daapleu–Floleu – écart de 7,6 milliards FCFA. L'écart pourrait provenir des règles fiscales ou conventionnelles appliquées, ainsi que des limites inhérentes à l'utilisation des AISC pour estimer le résultat imposable.

Les autres écarts d'IS sont plus limités. Ils doivent néanmoins être appréciés au regard des données fiscales réelles et des différences de périmètre entre les groupes consolidés et les entités imposables.

2. Dividendes

L'écart consolidé observé sur les dividendes est limité à -0,8 Md FCFA, soit -1,7 %. Toutefois, l'analyse détaillée par société met en évidence plusieurs situations contrastées :

a) Rattrapage observé sur Ity – Daapleu – Floleu

Le groupe Ity – Daapleu – Floleu affiche un écart favorable de +15,4 Mds FCFA. Celui-ci semble correspondre à un rattrapage de distribution de résultats antérieurs.

b) Absence de dividendes déclarés pour certains projets

Aucun dividende n'apparaît dans les données ITIE compilées pour :

- Séguéla ;
- Bonikro ;
- Tongon ;
- Abujar.

Cette situation constitue un point de vigilance, mais peut s'expliquer par des politiques de distribution prudentes et/ou par l'absence, dans le code minier actuel, d'un mécanisme de dividende prioritaire au bénéfice de l'État. Cette faiblesse devrait toutefois être partiellement corrigée dans le cadre du projet de réforme du code minier, qui institutionnalise un mécanisme de participation prioritaire de l'État aux dividendes.

e) Synthèse et priorités d'approfondissement

Flux	Modélisation (Mds FCFA)	ITIE compilé (Mds FCFA)	Écart (Mds FCFA)	Écart (%)
Taxe ad valorem	120,5	101,1	-19,4	-16 %
IS (base 2023)	157,9	90,4	-67,5	-43 %
Dividendes (base 2023)	47,3	46,5	-0,8	-2 %
Total	325,7	238,1	-87,7	-27 %

Note : les légers écarts entre les totaux et la somme des lignes résultent des arrondis.

L'écart net global s'établit à 87,7 milliards FCFA et provient principalement de l'IS. Les écarts bruts défavorables atteignent environ 103 milliards FCFA, soit près de 25 % des recettes budgétaires minières. Ces montants ne constituent pas un manque à gagner avéré, mais des points de vigilance nécessitant un rapprochement avec les données fiscales, comptables et conventionnelles.

Priorité	Groupe	Écart total	Nature
1	Yaouré (Perseus)	-48 Mds FCFA	Aucun IS déclaré. La convention de 2019 prévoit une exonération de cinq ans par dérogation, potentiellement contraire à l'article 13 du Code minier. La validité et l'application de cette disposition doivent être clarifiées.
2	Abujar - La Lobo (Zhaojin)	-22,3 Mds FCFA	Ecart important (26%) entre le modèle et le recouvrement non expliqué (Taxe ad valorem + IS+ Dividendes)
3	Lafigué (SML)	-4,9 Mds FCFA	Ecart entre le modèle et le recouvrement non expliqué (Taxe ad valorem)
4	Tongon	-8,2 Mds FCFA	Ecart entre le modèle et le recouvrement non expliqué (Taxe ad valorem+ Dividendes)
5	Séguéla, Bonikro	-10,8 Mds FCFA	Dividendes absents des déclarations ITIE — politiques de distribution à documenter
6	Ity + Daapleu + Floleu	-7,6 Mds FCFA	Ecart entre le modèle et le recouvrement non expliqué (IS)
Total		103 Mds FCFA	

Note : les légers écarts entre les totaux et la somme des lignes résultent des arrondis.

Cette analyse de cohérence constitue une première application d'un outil de suivi structuré des recettes aurifères. Il est recommandé de l'intégrer systématiquement dans les prochains cycles ITIE, en affinant progressivement les hypothèses conventionnelles au fur et à mesure de la publication des contrats miniers et en élargissant le périmètre aux autres substances (manganèse, nickel).

4.9.6. Confidentialité des données

L'Administrateur Indépendant (AI) a pris les mesures suivantes pour protéger les données confidentielles des entités déclarantes :

- Accès restreint : Les informations électroniques sont stockées dans des dossiers sécurisés avec accès limité.
- Sécurisation des documents physiques : Les documents papier sont gardés sous clé.
- Sensibilisation : L'équipe affectée à ce projet a été sensibilisée de l'importance de ne pas divulguer les informations confidentielles.

4.10. Coûts des projets

4.10.1. Secteur Pétrolier

(i) Cadre juridique et institutionnel du suivi des coûts

Le suivi des coûts pétroliers repose sur un cadre légal et contractuel structuré. L'article 65 du Code pétrolier confie au Gouvernement la surveillance administrative, technique, économique et comptable des activités pétrolières. Le décret n°96-733 du 19 septembre 1996 précise les modalités de supervision par les agents compétents, tandis que l'article 72 du Code pétrolier définit les dépenses déductibles.

Au niveau contractuel, l'article 25 des CPP impose au Contracteur de tenir ses registres conformément à la législation ivoirienne. Le Gouvernement dispose d'un délai de quatre années civiles après chaque exercice pour contrôler les registres et comptes, sous réserve d'une notification écrite avec un préavis de 30 jours.

Trois institutions interviennent de manière complémentaire :

- La DGH assure le suivi des opérations pétrolières, valide les décisions techniques des compagnies et contrôle les coûts d'exploration et de production.
- PETROCI Holding, présente dans chaque consortium avec une participation d'au moins 10 %, contribue au suivi des coûts facturés par les opérateurs et réduit l'asymétrie d'information entre l'État et les compagnies internationales.
- La DGI joue un rôle plus ciblé. Dans le cadre des CPP, l'impôt sur les bénéfices des contractants est pris en charge par l'État via une portion additionnelle de sa part de *profit oil*, collectée en nature. Son rôle porte principalement sur le contrôle des charges déductibles, la collecte des retenues à la source sur les salaires, les bonus de signature et de découverte, ainsi que les droits d'enregistrement et de timbre. Les exemptions de TVA et d'autres taxes indirectes accordées aux contractants et sous-traitants limitent toutefois l'assiette fiscale accessible à la DGI.

(ii) Mécanisme de cost recovery — Dispositions contractuelles clés

Le Code pétrolier prévoit qu'une part de la production totale d'hydrocarbures soit affectée au remboursement des coûts pétroliers effectivement supportés par le titulaire : le *cost oil*. Son plafond est fixé par chaque contrat, qui définit également les coûts récupérables ainsi que leurs modalités de récupération.

L'analyse du CPP CI-802, conclu entre ENI et PETROCI en 2021 et seul CPP publié d'un bloc en production, permet d'identifier les principales dispositions applicables. Le plafond de *cost oil* y est fixé à 75 % de la production totale annuelle de pétrole brut, garantissant à l'État une part minimale de production avant le partage du *profit oil*.

Les coûts non récupérés au cours d'une année sont reportables sans limitation sur les exercices suivants. Les bonus de signature et de découverte ne sont pas récupérables. Les transactions avec les sociétés affiliées doivent respecter les conditions de pleine concurrence, tandis que les frais de siège sont encadrés par la Procédure comptable annexée au CPP. Ces dispositions visent notamment à prévenir les risques de surfacturation.

(iii) Situation du cost recovery en 2024

L'analyse des données de partage de production 2024 permet d'apprécier indirectement le niveau de récupération des coûts par bloc, la part revenant à l'État étant directement affectée par l'intensité du *cost recovery*.

Tableau 97 : Indicateurs de cost recovery par bloc - 2024

Bloc	Part État - avant swap (%)	Situation	Observation
CI-11	54,4%	Coûts largement récupérés	Bloc mature - profit oil élevé pour l'État
CI-27	30,0%	Quasi récupérés	Part État stable
CI-26	10,0%	Récupération active	Part État faible
CI-40	11,7%	Récupération active	Part État faible malgré volumes importants
CI-101/802	12,7%	Récupération active	CPP récent - coûts Phase 1 Baleine (~1,7 Mds USD) en récupération - Phase 2 démarrée déc. 2024 générant de nouveaux coûts récupérables

(iv) Rapports d'audit - Cadre de confidentialité et divulgation

Le processus d'audit (art. 25 des CPP) prévoit un rapport préliminaire suivi d'un délai de réponse de 70 jours pour le Contracteur, puis un rapport final. Sa publication est limitée par l'article 70 du Livre des Procédures fiscales et l'article 31 des CPP — la non-publication résulte donc du cadre légal, non d'une lacune opérationnelle.

Selon la Loi n°2025-986 du 19 décembre 2025 (règlement du budget de l'État 2024), le taux de réalisation des audits de coûts pétroliers s'établit à 0 % en 2024, contre une prévision de 60 %. Sollicitées pour des données agrégées, la DGH et la DGI n'ont communiqué aucune donnée sur les contrôles de coûts pétroliers.

Contrôles fiscaux (2024) :

Indicateur	Secteur pétrolier
Sociétés notifiées	5
Notifications provisoires (M FCFA)	3 289,89
Notifications définitives (M FCFA)	687,57
Sociétés taxées d'office	3
Montant taxé d'office (M FCFA)	4 936,41
Montant recouvré (M FCFA)	0

Source : DGI

(v) Divulgation des coûts par projet

La réglementation ivoirienne ne prévoit pas de divulgation obligatoire des coûts par projet. Aucune donnée spécifique sur les coûts CAPEX/OPEX par bloc n'a été collectée pour le présent rapport. Les CPP des blocs CI-11, CI-26, CI-27 et CI-40 ne sont pas publiés, limitant la vérification indépendante des plafonds contractuels et des règles de récupération applicables à ces blocs.

4.10.2. Secteur Minier

(i) Cadre juridique et institutionnel du suivi des coûts

Le suivi des coûts miniers repose sur un cadre légal structuré. L'article 175 du Code Minier impose aux administrations minière, douanière et fiscale de superviser l'aspect économique et comptable des activités minières. Le décret n°2014-397 du 25 juin 2014 précise dans ses articles 155 et 156 les obligations de reporting des titulaires de permis : rapport semestriel pour les détenteurs de permis de recherche, rapport trimestriel pour les détenteurs de permis d'exploitation, détaillant les travaux réalisés et les dépenses associées. En vertu des conventions minières, les exploitants sont tenus de maintenir une comptabilité transparente et détaillée, les représentants de l'État pouvant à tout moment inspecter les installations, équipements et documents comptables.

Contrairement au secteur pétrolier, le secteur minier fonctionne selon un régime fiscal de droit commun aménagé où la DGI joue un rôle central dans le contrôle des dépenses conformément à l'article 18 du Code Général des Impôts et à l'article 175 du Code Minier. La DGMG assure le suivi technique et opérationnel des activités minières.

(ii) Contrôles et audits — Résultats 2024

Sollicitée pour des données agrégées, la DGI n'a pas communiqué de données spécifiques sur les contrôles de coûts miniers.

Contrôles fiscaux (2024) :

Indicateur	Secteur minier
Sociétés notifiées	52
Opérations de notification	66
Notifications provisoires (M FCFA)	32 229,36
Notifications définitives (M FCFA)	25 260,98
Sociétés taxées d'office	21
Opérations de taxation d'office	41
Montant taxé d'office (M FCFA)	224,55
Montant recouvré (M FCFA)	97,27

Source : DGI

La confidentialité des rapports de contrôle est encadrée par l'article 70 du LPF (secret professionnel des agents des impôts) : la non-publication des rapports individuels résulte d'un cadre légal, non d'une lacune opérationnelle.

(iii) Analyse des coûts par projet - Données publiques disponibles

Périmètre couvert

Les données publiques sont disponibles uniquement pour les projets aurifères industriels. Ces données agrègent certains projets satellites aux mines principales : Daapleu et Floleu avec Ity, Fimbiasso et Bagoé avec Sissingué, Hiré et Agbalé avec Agbaou, et Oumé avec Bonikro.

Dans cette configuration, le principal projet industriel non couvert par l'analyse des coûts est Abujar (Zhaojin Capital), représentant environ 4,6 t d'or brut soit ~8% de la production aurifère industrielle nationale en 2024, en raison de l'absence de publication de données AISC par le nouvel opérateur depuis la finalisation de l'OPA en mai 2024.

Méthodologie et réserves d'usage

En l'absence de divulgation obligatoire des coûts par projet dans la réglementation ivoirienne, l'AI a exploité les données publiques AISC issues des rapports financiers des groupes miniers cotés.

L'AISC (All-In Sustaining Cost) est la métrique de référence du World Gold Council intégrant coûts directs de minage et de traitement, royalties, sustaining capex et frais généraux de mine. Elle constitue la seule donnée de coût publiquement disponible et comparable entre projets.

Ces données n'ont pas été vérifiées dans le cadre des travaux de réconciliation ITII. Elles constituent néanmoins, une base d'analyse contextuelle et non un audit des coûts. Toute divergence avec les données comptables déclarées à l'administration ivoirienne n'est pas analysée dans le présent rapport.

Neutralisation de l'effet royalties — Condition de comparabilité

Les royalties ivoiriennes étant calculées sur le chiffre d'affaires (prix × production), leur composante dans l'AISC varie mécaniquement avec le prix de l'or et, en 2025, avec la hausse du taux de la taxe Ad - valorem (6% à 8%). Pour isoler la performance opérationnelle pure de chaque mine, l'AI a neutralisé cet effet sur les trois années :

Tableau 98 : Composante royalties neutralisée

Année	Taux royalties	Prix or moyen annuel	Composante royalties
2023	6%	1 943 $/oz	~116 $/oz
2024	6%	2 386 $/oz	~143 $/oz
2025	8%	3 431 $/oz	~274 $/oz

Prix or de référence: 2023 = 1 943 $/oz (Banque Mondiale/Statista) | 2024 = 2 386 $/oz (World Gold Council, Gold Demand Trends FY2024) | 2025 = 3 431 $/oz (World Gold Council, Gold Demand Trends FY2025)/ aux rroyalties:2023–2024 = 6% | 2025 = 8% (LFI 2025, Art. 180-4 CGI).

La variation à neutraliser est donc de +27 $/oz sur 2023/2024, et de +131 $/oz sur 2024/2025. Ce second montant reflétant le double effet de la hausse du prix de l'or (+44%) et de la hausse du taux de royalties (+2 points), sans lien avec la performance opérationnelle des mines.

Tableau 99 : AISC neutralisé royalties - Analyse multidimensionnelle 2023–2025

Groupe	Mine	AISC hors roy. 2023	Pro. 2023 (koz)	AISC hors roy. 2024	Prod. 2024 (koz)	AISC hors roy. 2025	Prod. 2025 est. (koz)	Var. op. 23/24		Var. op. 24/25		Maturité
Endeavour	Ity (+Daapleu + Floleu)	693	324	776	343	923	319	83	12%	147	**19%**	7 ans / ~8 rest.
Endeavour	Lafigué	-	-	701	95	977	187	N/A	N/A	276	**39%**	1 an / ~13 rest.
Perseus	Yaouré	638	274	800	251	827	262	162	**25%**	27	3%	4 ans / ~6 rest.
Perseus	Sissingué (+Fimbiasso+ Bagoé)	1 453	51	1 498	64	1 815	57	45	3%	317	**21%**	8 ans / ~2–3 rest.
Allied Gold	Bonikro (+oumé)	1 105	100	1 407	89	1 269	101	302	**27%**	-138	-10%	16 ans / ~5 rest.
Allied Gold	Agbaou (+Hiré+Agbalé)	2 022	72	2 064	79	1 826	84,5	42	2%	-238	-12%	11 ans / ~4 rest.
Fortuna	Séguéla	644	79	1 010	138	1 286	152	366	**57%**	276	**27%**	2 ans / ~9 rest.
Barrick/Atlantic	Tongon	1 292	204	1 724	165	1 929	~118	432	**33%**	205	12%	15 ans / ~2 rest.
Moyenne pondérée		946	1 104	1 096	1 224	1 174	1 280	+150	**16%**	+78	**7%**	
AISC moyen pondéré non retraité		~1 062		~1 239		~1 448		+177	**17%**	+209	**17%**	

Sources AISC : Endeavour Mining Q4 & FY2024 | Perseus Mining FY2025 (clos juin 2025) | Fortuna Mining FY2024 | Allied Gold FY2024 | Barrick Gold FY2024 | Données des projets industriels hors Mine d'Abujar (données non disponibles)

Lecture analytique par groupe

- ENDEAVOUR MINING (Ity + Lafigué)

Ity : L'AISC augmente de 693 $/oz en 2023 à 776 $/oz en 2024 puis 923 $/oz en 2025. La trajectoire est donc continûment haussière sur la période. La hausse 2024 est expliquée par Endeavour par une moindre disponibilité du réseau électrique, un recours accru à l'auto-génération et des coûts de drill & blast plus élevés. La progression 2024/2025 (+147 $/oz opérationnel) indique que ces facteurs n'ont pas été résolus et que la trajectoire haussière se poursuit sur une mine pourtant en phase mature. Ce signal mérite suivi.

Lafigué : L'AISC passe de 701 $/oz en 2024 à 977 $/oz en 2025, alors même que la production augmente fortement avec la montée en régime de la mine. Le tableau met donc en évidence une hausse du coût unitaire en deuxième année d'exploitation. Endeavour attribue cette évolution à des teneurs plus faibles que prévu, des volumes miniers plus élevés et des besoins accrus en sustaining capital. Sur le plan analytique, la progression des volumes ne s'est pas accompagnée de la baisse du coût unitaire attendue dans une phase de montée en charge. Cette situation est atypique pour une mine récente en montée en puissance et mérite un suivi attentif sur l'exercice 2026.

- PERSEUS MINING (Yaouré + Sissingué)

Yaouré : L'AISC évolue de 638 $/oz en 2023 à 800 $/oz en 2024 puis 827 $/oz en 2025. Le tableau ne montre donc pas d'amélioration en 2025. Perseus indique des écarts de réconciliation entre le modèle géologique et les teneurs traitées, ainsi qu'un décalage dans la mise en œuvre du projet souterrain CMA. Dans ces conditions, la hausse des coûts est présentée par la société comme liée à des facteurs géologiques et de séquence minière.

Sissingué : L'AISC passe de 1 453 $/oz en 2023 à 1 498 $/oz en 2024 puis 1 815 $/oz en 2025. La hausse est particulièrement marquée en 2025. Perseus l'associe notamment au traitement de minerai à plus faible teneur, à des activités de waste stripping et à une disponibilité insuffisante des équipements miniers du contracteur. La tendance à retenir est donc celle d'une progression continue du coût unitaire sur la période, dans le cas d'un actif plus avancé dans son cycle de vie.

- ALLIED GOLD (Bonikro + Agbaou)

Bonikro : L'AISC évolue de 1 105 $/oz en 2023 à 1 407 $/oz en 2024 puis 1 269 $/oz en 2025. Le tableau fait apparaître une forte hausse en 2024, suivie d'un repli partiel en 2025, sans retour au niveau de 2023. Allied Gold relie cette évolution à un programme de production stripping destiné à ouvrir l'accès à des zones de meilleure teneur et à réduire ensuite le ratio de découverture. Il faut donc distinguer l'amélioration observée en 2025 du fait que le niveau de coût demeure supérieur à celui du début de période.

Agbaou : L'AISC passe de 2 022 $/oz en 2023 à 2 064 $/oz en 2024 puis 1 826 $/oz en 2025. Le tableau montre un repli en 2025, mais à partir d'un niveau de coût qui reste élevé relativement au reste de l'échantillon. Allied Gold relie cette évolution à un programme de production stripping et à la recherche de feed oxydé supplémentaire dans la zone de Hiré. Le constat à retenir est donc celui d'un ajustement à la baisse en 2025, sans effacement du niveau élevé du coût unitaire. La maturité de l'actif est ici un élément utile de lecture, la mine étant exploitée depuis 2014.

- FORTUNA MINING (Séguéla)

Séguéla : L'AISC augmente de 644 $/oz en 2023 à 1 010 $/oz en 2024 puis 1 286 $/oz en 2025. La hausse est continue et importante sur la période. Fortuna attribue cette évolution à la remontée du strip ratio vers des niveaux représentatifs du plan de mine, à des besoins accrus en énergie sur site et à davantage de sustaining capital. Sur le plan analytique, une hausse rapide et continue du coût unitaire sur une mine récente en phase de montée en charge est atypique, une mine dans cette phase devrait normalement bénéficier d'économies d'échelle réduisant ses coûts unitaires.

- BARRICK / ATLANTIC (Tongon)

L'AISC évolue de 1 292 $/oz (2023) à 1 724 $/oz (2024) puis 1 929 $/oz (2025), avec une hausse opérationnelle cumulée de +637 $/oz sur 3 ans et une production en chute de −42%. Cette dérive reflète une combinaison de facteurs : hausse des coûts cash opérationnels liée à la dégradation des conditions géologiques, dilution des coûts fixes sur une base de production réduite, et augmentation mécanique de l'amortissement unitaire au fur et à mesure de l'épuisement des réserves. Les données publiques disponibles ne permettent pas de quantifier la part respective de chaque composante. Ce profil de fin de cycle justifie une attention particulière aux engagements de fermeture et de réhabilitation et à leur transfert effectif à Atlantic Group, conformément aux obligations du Code Minier.

(iv) Analyse comparative - Teneur et performance

Toutes les mines ivoiriennes sont des mines à ciel ouvert. À profil technique comparable, la teneur du minerai traité est le principal déterminant structurel du coût unitaire, plus la teneur est élevée, moins de minerai à extraire et traiter par once produite.

Tableau 100 : Teneur - AISC 2024 - Performance comparative

Mine	Teneur réserves (g/t)	AISC hors roy. 2024 ($/oz)	Prod. 2024 (koz)	Groupe
Séguéla	~2,7	1 010	138	Teneur haute
Yaouré	~1,73	800	251	Teneur haute
Lafigué	~1,69	701	~95	Teneur haute
Ity	~1,3	776	343	Teneur haute
Bonikro	~1,0	1 407	89	Teneur basse
Tongon	~0,9	1 724	165	Teneur basse
Agbaou	~0,8	2 064	79	Teneur basse
Sissingué	~0,7	1 498	64	Teneur basse

Sources: Perseus Mining LOMP 2023 | Lafigué DFS 2022 | Fortuna Mining FY2024 | Endeavour Mining FY2024 | Allied Gold FY2024 | Barrick Gold FY2024.

La corrélation teneur/AISC structure le secteur en deux groupes homogènes : mines récentes à teneur haute (AISC hors royalties 701–1 010 $/oz) et mines matures à teneur basse (1 407–2 064 $/oz) ayant naturellement consommé leurs zones les plus riches au fil du cycle d'exploitation.

Deux observations analytiques ressortent de cette lecture :

- Séguéla dispose de la teneur la plus élevée du secteur (~2,7 g/t). Son AISC 2024 (~1 010 $/oz hors royalties), bien que dans la catégorie compétitive, est moins favorable que ce que la teneur laisserait attendre. Les facteurs explicatifs avancés par l'opérateur dans ses publications - montée en charge, strip ratio et sustaining capital - éclairent partiellement cette trajectoire.
- Yaouré présente le meilleur rapport teneur/coût/volume du secteur : teneur ~1,73 g/t, AISC 800 $/oz hors royalties, 251 koz produits et stabilisation opérationnelle confirmée en 2025. Elle illustre ce que peut produire une mine en pleine maturité opérationnelle.

5. Gestion et répartition des recettes

5.1. Répartition des recettes extractives

5.1.1 Cadre général du recouvrement et affectation des recettes

Les principaux organes en charge de la gestion des finances publiques en Côte d'Ivoire sont le Ministère de l'Économie et des Finances (MEF) et le Secrétariat d'État auprès du Premier Ministre, chargé du Budget et du Portefeuille de l'État.

Le recouvrement et l'utilisation des recettes budgétaires sont régis par un cadre juridique structuré autour de plusieurs textes fondamentaux, dont la Constitution du 1er août 2000, la Loi organique n°2014-336 relative aux Lois de Finances, la Loi organique n°2014-337 portant Code de Transparence dans la Gestion des Finances Publiques, et la Loi organique n°2015-494 régissant la Cour des Comptes.

Ce cadre consacre trois principes budgétaires fondamentaux conformes aux standards internationaux du Manuel de statistiques de finances publiques du FMI :

- Annualité : le budget est voté et exécuté chaque année civile
- Unité : toutes les recettes et dépenses de l'État sont regroupées dans un seul document budgétaire
- Universalité : toutes les recettes couvrent toutes les dépenses sans affectation spécifique à une dépense déterminée

5.1.2 Recouvrement et répartition des revenus du secteur extractif

Les recettes provenant du secteur extractif s'inscrivent dans le cadre général des finances publiques ivoiriennes. Elles sont retracées dans le Tableau des Opérations Financières de l'État (TOFE). La traçabilité de ces flux est assurée par la Loi de Règlement[72] qui retrace les recettes effectivement encaissées par rapport aux prévisions budgétaires. L'état de réalisation budgétaire à fin décembre 2024 constitue le document de référence accessible pour l'exercice couvert par le présent rapport.

Les paiements des entreprises extractives sont collectés par quatre régies financières selon la nature du flux, puis retranscrits dans le TOFE selon les lignes d'affectation correspondantes :

Tableau 101 : Régies financières, flux extractifs et lignes TOFE

Régie	Principaux Flux collectés	Catégorie TOFE	Ligne TOFE	Observation
DGI/DGE	Revenus commercialisation part État CPP	Recettes fiscales	Impôts directs — BIC pétrole et gaz (70%)	Désagrégé pétrole/gaz
			Impôts directs – Taxe d'exploitation Pétrol et gaz (30%)	Désagrégé pétrole/gaz
	IS/BIC sociétés minières	Recettes fiscales	Impôts directs — BIC hors pétrole et gaz	Agrégé avec autres secteurs
	Taxe ad valorem	Recettes fiscales	Impôts indirects — Taxe ad valorem (85%)	

[72] Loi de règlement 2024

Régie	Principaux Flux collectés	Catégorie TOFE	Ligne TOFE	Observation
DGTCP	Bonus de signature pétrolier	Recettes non fiscales	Bonus de signature secteur pétrolier	Ligne dédiée
	Dividendes participations État	Recettes non fiscales	Revenus du portefeuille de l'État	Agrégé tous secteurs
DGD	Droits de douane secteur extractif	Recettes fiscales	Droits et taxes à l'importation/exportation	Agrégé tous secteurs

Source : TOFE – État de réalisation du budget à fin décembre 2024, MEF/DGBF février 2025.

Tous les paiements provenant du secteur extractif sont en principe recouvrés au compte du Trésor public. Ce principe connaît cependant plusieurs exceptions significatives, détaillées en section 5.1.3, qui constituent des flux hors budget.

5.1.3 Recettes hors budget

5.1.3.1 Revenus de commercialisation des parts de production de l'État

La commercialisation des parts de production de l'État dans les CPP est assurée par PETROCI Holding. Les revenus de vente sont transférés à la DGI puis au Trésor selon les modalités suivantes :

- Recettes recouvrées en numéraire : seules les factures effectivement encaissées sont transférées à la DGI et comptabilisées dans le budget de l'État. Les montants non encore recouvrés sont inscrits dans les comptes de PETROCI Holding en tant que créances.
- Recettes compensées : les livraisons de gaz à la CIE donnent lieu à une compensation entre la créance de l'État au titre du gaz livré et sa dette au titre de la fourniture d'électricité. Les montants compensés sont inscrits dans les recettes budgétaires à concurrence des compensations effectivement réalisées.
- Reliquat non compensé - subvention implicite : l'écart entre la valeur des ventes de gaz à CIE et les montants compensés donne lieu à un transfert de la CIE à CI-Energies. Jusqu'en 2023, ces transferts n'étaient pas constatés parmi les recettes budgétaires, constituant une subvention implicite non comptabilisée. En 2024, une régularisation comptable a été opérée au titre des périodes antérieures à 2023. Les subventions implicites correspondantes étant constatées rétroactivement dans les recettes budgétaires. En revanche, les transferts de CI-Energies correspondant à l'exercice 2024 n'ont pas encore été constatés à la date de clôture, créant un décalage qui affecte la traçabilité complète des recettes gazières de l'exercice.

Les revenus non constatés dans le budget au titre de la subvention CI-Energies totalise 62,9 Mds FCFA de FCFA au titre de 2024. Les détails de revenus constatés dans le budget de l'Etat figurent dans la sous-section 4.2.1.2 (e) du présent rapport.

5.1.3.2 Les recettes des entreprises d'Etat

Les recettes générées par PETROCI Holding, PETROCI CI-11 et SODEMI ne sont pas intégrées dans les recettes budgétaires de l'État. Elles sont enregistrées directement dans les états financiers de ces entreprises, dont les bilans sont établis annuellement et suivis par le Ministère du Budget et du Portefeuille de l'État (MBPE).

Tableau 102 : Catégories de flux captés par les entreprises d'État - 2024

Entreprise	Catégorie de flux	Nature	Montant 2024 en millions de FCFA
PETROCI CI-11	Profit Oil et Cost Oil – participations CI 11	Espèces/Nature	NC
PETROCI Holding	Profit Oil et Cost Oil – participations CPP	Espèces/Nature	159 072,76
PETROCI Holding	Dividendes - participations sociétés pétrolières	Espèces	11 505,50
PETROCI Holding	Domestic Market Obligation (DMO)	Espèces	8 445,29
PETROCI Holding	Ventes de données sismiques	Espèces	3 283,50
SODEMI	Dividendes - participations sociétés minières	Espèces	13 481,64

NC : données non communiquées

Ces flux ne transitent pas par le Trésor public et ne figurent pas dans la Loi de Finances. Leur traçabilité repose exclusivement sur les états financiers annuels des entreprises d'État concernées.

La performance financière de ces entreprises est suivie et documentée dans un rapport annuel disponible sur le site du Ministère du Budget et du Portefeuille de l'État (MBPE). Les rapports détaillés couvrant l'exercice 2024 n'ont pas encore fait l'objet d'une diffusion officielle à la date de publication du présent rapport.

5.1.3.3 Contribution au fonds de développement communautaire

Conformément à l'Ordonnance n°2014-148 du 26 mars 2014, les sociétés minières titulaires d'un permis d'exploitation versent 0,5% de leur chiffre d'affaires annuel au Fonds de Développement Local (CDLM), destiné au financement du Plan de Développement Local Minier (PDLM). Ce fonds finance des infrastructures, services sociaux de base, emplois et développement économique local.

Ce flux est hors budget : il ne transite pas par le Trésor public. Les CDLM sont tenus de rendre compte annuellement de la gestion des fonds par un rapport transmis au Ministre chargé des Mines et au Ministre chargé de l'Administration du Territoire avant le 31 mars[73].

En pratique, ces rapports ne sont pas rendus publics, limitant la traçabilité de ces flux.

Le montant reporté pour 2024 totalise un montant de 6 176,67 millions de FCFA. Le détail des recettes perçues et de leur affectation est présenté en section 6.1.2.1 du présent rapport.

5.1.3.4 Versements au compte de réhabilitation pour l'environnement

Les opérateurs du secteur extractif effectuent des versements obligatoires dans un compte séquestre dédié à la réhabilitation environnementale post-exploitation, conformément aux dispositions du Code Minier et Pétrolier. Ce compte, ouvert dans une institution financière ivoirienne, est cogéré par l'opérateur et l'État – toute opération requérant la signature conjointe des représentants des deux parties.

Secteur minier

Le suivi des versements est assuré par un comité de suivi conformément à l'article 152 du décret

[73] *Source : Arrêté interministériel portant création, attribution, organisation et fonctionnement des CDLM*

d'application du Code Minier. Les données relatives aux montants constitués ainsi que la conformité des entreprises à leurs obligations réglementaires n'ont pas été communiquées pour l'exercice 2024.

Cette lacune pourrait être préoccupante dans le contexte de plusieurs mines en fin de vie - notamment Tongon et Sissingué - dont les obligations de réhabilitation sont imminentes et les provisions à ce titre doivent être vérifiées et documentées.

Les versements reportés sur ce compte totalisent 138,36 millions de FCFA au titre de 2024.

Secteur pétrolier

Bien que l'article 18 du modèle CPP exige un plan d'abandon et la création d'un compte séquestre pour financer les travaux de réhabilitation en fin d'exploitation, aucun versement n'a été effectué à ce jour. Cette situation mérite une attention particulière au regard de trois situations spécifiques :

- CI-11 : bloc en fin de vie exploité depuis 1992 avec des obligations de réhabilitation sont à court terme
- Baleine (CI-101/CI-802) : projet en phase de développement actif dont les engagements de fermeture à long terme sont substantiels et doivent être anticipés dès cette phase

Les données communiquées sur les versements au titre de 2024 pour les deux secteurs minier et pétrolier sont disponibles dans la section 6.2.2 du rapport actuel.

5.1.3.5 Paiements sociaux des secteurs pétrolier et minier

Les contrats pétroliers et les actes d'octroi miniers comportent des obligations de paiements sociaux à la charge des opérateurs, qui constituent des flux hors budget.

Secteur pétrolier

Les contrats pétroliers (CPP) peuvent comporter des obligations de paiements sociaux à la charge des contractants. Ces paiements sont effectués soit directement aux bénéficiaires, soit transférés à la DGH qui en assure la gestion via un compte bancaire extrabudgétaire.

Ces flux ne transitent pas par le Trésor public et aucune publication détaillant leur gestion n'est actuellement disponible.

Le montant des contributions au titre de 2024 totalise 2 055,6 millions FCFA. Les détails sont présentés en section 6.1.1.1 du présent rapport.

Secteur minier

Les titulaires de permis d'exploitation et de permis de carrières peuvent être amenés à réaliser des contributions - en numéraire ou en nature - prévues dans les actes d'octroi ou dans le cadre des consultations communautaires.

Ces paiements sont effectués en dehors du circuit budgétaire ordinaire et ne font pas l'objet d'un rapport public sur les montants effectivement versés et leur utilisation.

Le montant des contributions au titre de 2024 totalise 1 920,4 millions FCFA. Les détails disponibles sur ces paiements sont présentés en section 6.1.2 du présent rapport.

5.1.3.6 Contribution à la formation et à l'équipement de la DGH

La législation pétrolière impose aux contractants une contribution annuelle pour financer les programmes de formation des agents de l'administration pétrolière et l'équipement de la DGH. Ces fonds sont gérés soit par utilisation directe, soit via un compte extrabudgétaire dédié.

En 2024, les contributions déclarées par la DGH s'élèvent à 3 523,87 millions de FCFA.

Aucun rapport sur l'utilisation de ces fonds n'est publié à ce jour.

5.1.3.7 Contribution **à l'appui du Service Administratif Minier**

Les contrats conclus en 2025 prévoient des contributions destinées à l'équipement, au matériel et aux services au profit de la DGMG. Ces contributions sont fixées à 50 millions de FCFA par contrat et sont exécutées par paiement direct des factures, sur demande et pour le compte de la DGMG.

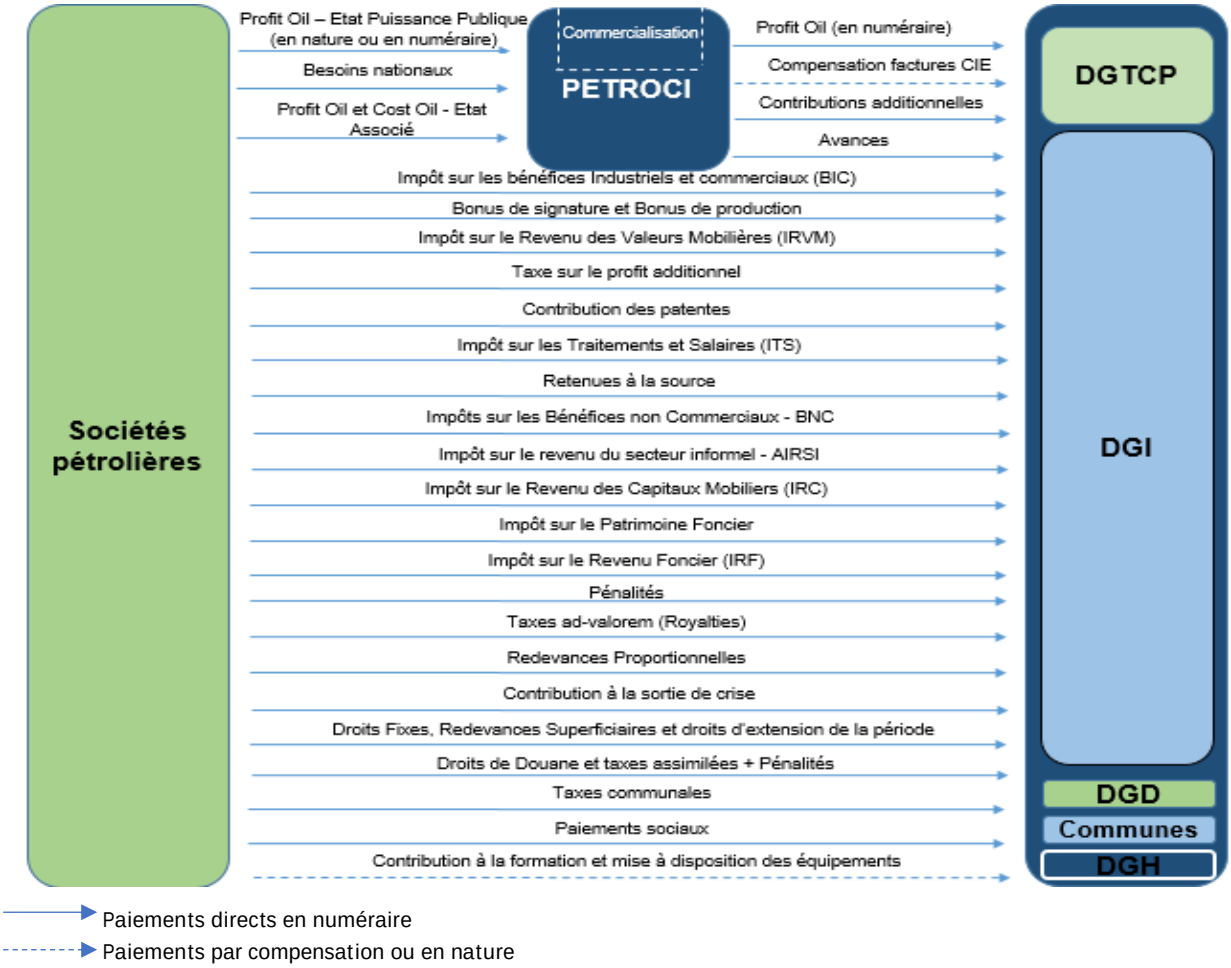
Toutefois, ces contributions, bien que prévues dans les contrats signés en 2025, ne semblent pas reposer sur une base juridique clairement établie.

5.1.1 Schéma de circulation des flux

Le schéma de circulation des flux de paiements provenant du secteur extractif peut être présenté comme suit :

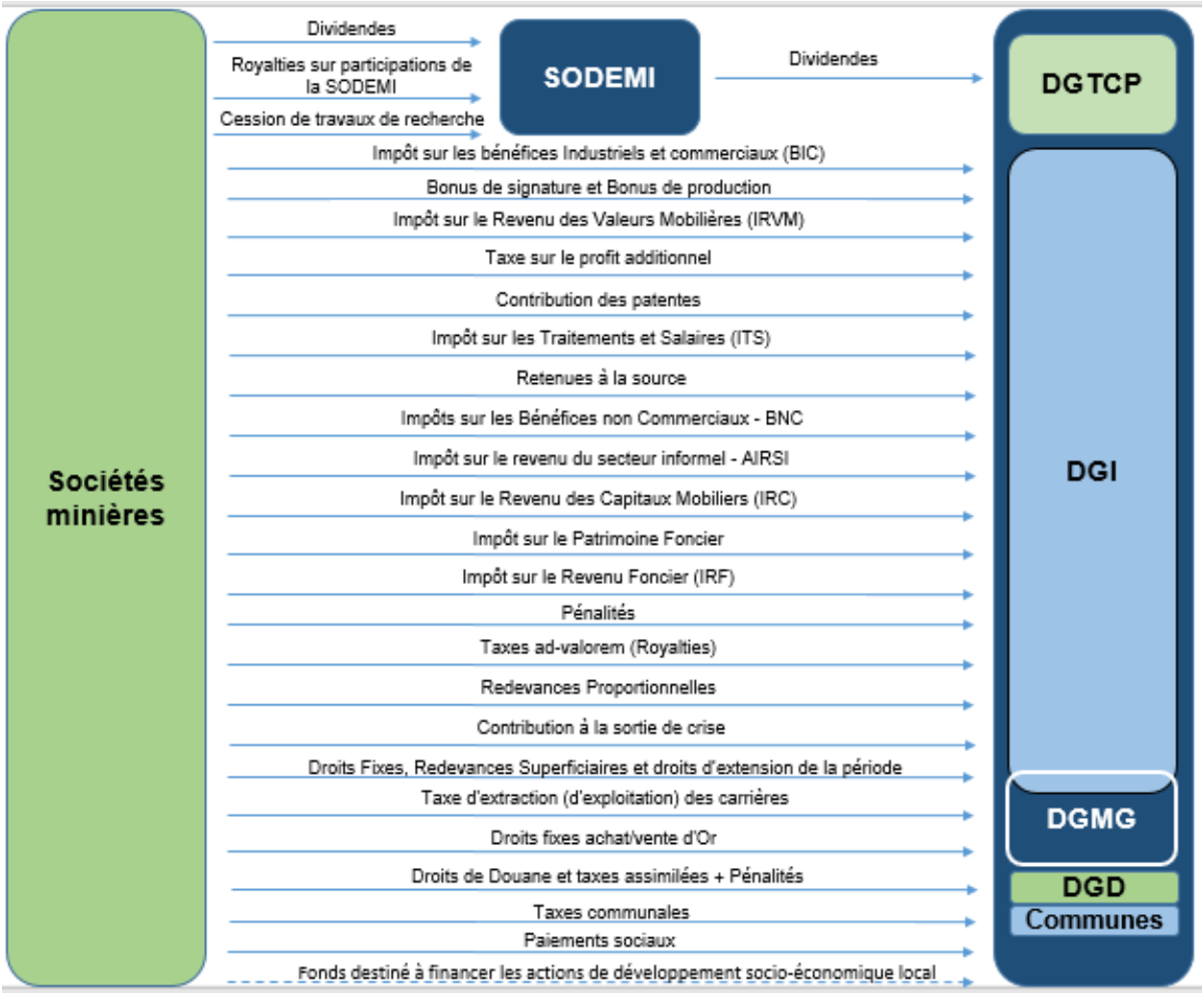
Pour le secteur des hydrocarbures :

Figure 8 : Circulation des flux, secteur des hydrocarbures



Pour le secteur minier :

Figure 9 : Circulation des flux, secteur minier



5.2. Transferts infranationaux

5.2.1. Cadre légal

La loi n°2014-451 du 5 août 2014 établit que seules les communes et régions constituent l'administration territoriale décentralisée en Côte d'Ivoire. Le financement des collectivités territoriales est encadré par la loi n°2003-208 du 7 juillet 2003, la loi n°2003-489 du 26 décembre 2003 sur les compétences et le régime financier des CT, et le décret n°83-152 du 2 mars 1983 complété par les lois de finances de 2004 et 2009, qui déterminent les subventions annuelles basées notamment sur la population.

La loi sur le régime financier des CT délègue aux lois de finances la gestion des impôts d'État rétrocédés aux collectivités — impôt sur le revenu foncier, patentes, impôt synthétique — collectés par les services fiscaux de l'État.

Les sociétés minières et pétrolières sont cependant exemptées ou exclues de ces impôts rétrocédés en vertu des lois de finances de 2004 et 2009. Il n'existe donc pas de mécanisme formel de transfert direct des recettes extractives aux collectivités territoriales via le circuit budgétaire ordinaire.

5.2.2. Transferts infranationaux des revenus extractifs

5.2.2.1. Secteur pétrolier

La réglementation pétrolière ne prévoit pas de transferts directs des recettes pétrolières aux collectivités territoriales.

Certains paiements sociaux obligatoires stipulés dans les CPP sont destinés à financer des projets locaux, versés directement aux bénéficiaires ou gérés par la DGH via un compte extrabudgétaire, sans transit par le Trésor public ni par les collectivités. Ces flux relèvent des paiements sociaux obligatoires et sont présentés en section 6.1.1.1.

5.2.2.2. Secteur minier

La réglementation minière ne prévoit pas de transfert formel de recettes minières aux collectivités territoriales. Le seul flux infranational obligatoire est la contribution au Développement Local Minier prévue par l'article 124 du Code Minier, fixée à 0,5% du chiffre d'affaires annuel de chaque titulaire de permis d'exploitation, versée directement aux CDLM sans transit par le Trésor public.

Ces flux relèvent des paiements sociaux obligatoires et sont présentés en section 6.1.2.1.

5.3. Informations supplémentaires sur la gestion des recettes et dépenses

5.3.1. Recettes affectées à des programmes spécifiques

Par dérogation au principe d'universalité budgétaire, trois mécanismes d'affectation spéciale de recettes extractives sont en vigueur en Côte d'Ivoire :

Tableau 103 : Recettes extractives affectées à des programmes spécifiques - 2024

Mécanisme	Base légale	Assiette / Taux	Montant 2024 (M FCFA)	Objectif d'affectation	Bénéficiaires	Rapport public
Fonds de Formation Minière	Art. 135 Code Minier	Forfait 25 M FCFA/titulaire/an	385,00	Formation des agents de l'administration minière et des ingénieurs/géologues ivoiriens	Administration des Mines + ingénieurs/géologues	Non prévu
Fonds d'Actions Pétrolières	Art. 77 Code Pétrolier / Ord. n°76-299	% du profit oil État défini par CPP + bonus	*N.d*	Développement du secteur pétrolier - règles d'emploi et de gouvernance non documentées publiquement	Non documenté	Non publié
Quote-part Ministère des Mines	Ord. n°96-600 mod. 2011	15% taxe ad valorem	15 742,33	Activités opérationnelles Ministère des Mines : données géologiques, cartographie, prospection, Fonds Spécial Promotion Minière	Ministère des Mines / DGMG	Tranfers Publié Gestion non publiée
Appui au service Administratif Minier	Contrats miniers conclus en 2025	Forfait 50 M FCFA/titulaire/an	0,00	Contribution directe à l'équipement , matériels et consommables	Ministère des Mines / DGMG	Non publié

Source : DGH, DGMG, DGTCP - déclarations ITIE 2024

N.D : Données non disponibles.

5.3.2. Processus budgétaire

Cadre juridique et institutionnel

Le processus budgétaire est régi par un ensemble de textes structurants : décret n°2013-461 (élaboration du budget), décrets n°2014-416 à 419 (comptabilité publique, nomenclature, plan comptable et TOFE), décret n°2019-222 (contrôle financier) et arrêté n°001 MBPE/MEF du 14 janvier 2020 (réforme des procédures d'exécution). Ce cadre est conforme à la Directive UEMOA N°08/2009/CM et aux normes du MSFP 2014 du FMI.

Processus d'élaboration et de contrôle

Le cycle budgétaire couvre dix étapes allant du cadrage macroéconomique à la Loi de Règlement, avec intervention successive du MEF/DGBF, du Ministère du Budget, du Conseil des Ministres, de l'Assemblée Nationale et de la Cour des Comptes. La description détaillée est disponible sur www.dgbf.ci.

Le contrôle de l'exécution budgétaire est assuré par la Cour des Comptes, conformément à la loi organique n°2018-979 du 27 décembre 2018. Le rapport annuel de la Cour des Comptes sur l'exécution de la loi de finances 2024 a été présenté au Sénat le 2 décembre 2025 et à l'Assemblée Nationale le 13 novembre 2025 (AIP). . L'ensemble des rapports 2024 — rapport d'exécution de la loi de finances, déclaration générale de conformité, audit de performance des programmes et rapport public annuel — est accessible sur www.courdescomptes.ci.

Classification budgétaire et traçabilité des recettes extractives

La nomenclature budgétaire est régie par la Directive UEMOA N°08/2009/CM, transposée par le décret n°2014-417 en vigueur depuis le 1er janvier 2017. Les recettes sont classées par nature — le secteur d'activité n'étant pas un critère prioritaire. Quatre comptes spécifiques permettent néanmoins d'identifier les recettes extractives dans la nomenclature :

Comptes dédiés — identification directe :

Compte	Libellé	Secteur
Recettes fiscales		
71144	Impôt sur les Bénéfices Pétrole	Hydrocarbures
71145	Impôt sur les Bénéfices Gaz	Hydrocarbures
715381	Taxe d'exploitation pétrole	Hydrocarbures
715381	Taxe d'exploitation gaz	Hydrocarbures
71534	Taxe Ad valorem	Mines
Recettes non fiscales		
721431	Taxes d'extraction	Mines
721451	Bonus de signature	Hydrocarbures
721452	Bonus de production	Hydrocarbures

Comptes généraux — traçabilité partielle :

Flux extractif	Compte général	Traçabilité
BIC sociétés pétrolières et minières	Impôts directs — BIC	Désagrégé pétrole/gaz — agrégé pour les mines
Droits de douane secteur extractif	Droits et taxes à l'importation	Agrégé tous secteurs
Dividendes participations État	Revenus du portefeuille de l'État	Agrégé tous secteurs
Bonus de signature pétrolier	Recettes non fiscales	Ligne dédiée dans le TOFE

Accès public aux documents budgétaires

Les principaux documents budgétaires et de contrôle sont accessibles au public :

Document	Lien
Loi de Finances 2024	www.dgbf.ci
Budget Citoyen / TOFE / Rapports d'exécution	www.budget.gouv.ci
DPBEP 2024-2026	www.budget.gouv.ci/budget-publications.html
Rapport sur l'Exécution de la Loi de Finances 2024	www.courdescomptes.ci
Déclaration Générale de Conformité 2024	www.courdescomptes.ci
Rapport d'Audit de Performance des Programmes 2024	www.courdescomptes.ci
Rapport Public Annuel 2024	www.courdescomptes.ci

5.3.3. Projections liées au secteur extractif

5.3.3.1. Secteur des hydrocarbures

(i) Réserves et durabilité des gisements

Au 31 décembre 2024, la Côte d'Ivoire dispose de réserves totales prouvées de 936 MMBBLS d'huile et 3 371 BCF de gaz, réparties sur cinq gisements en production. Ces réserves conditionnent directement la soutenabilité des recettes pétrolières à moyen et long terme.

Tableau 104 : Réserves et durée de vie estimée : Huile (au 31 décembre 2024)

Gisement (Bloc)	Réserves initiales 1P (MMBBLS)	Production cumulée fin 2024 (MMBBLS)	Réserves restantes (MMBBLS)	% restant	Durée de vie estimée
Baleine (CI-101/802)	372	10,18	361,33	97,3%	À déterminer (DFI Ph.3 reportée)
Baobab (CI-40)	316	143,71	172,29	54,5%	~30 ans
Espoir (CI-26)	200	140,29	59,71	29,9%	~37 ans
Foxtrot et al. (CI-27)	11	10,03	1,44	12,6%	~3 ans
Lion & Panthère (CI-11)	37	35,81	1,19	3,2%	~7 ans
TOTAL	936	340,02	595,96	63,7%	—

Source : DGH - données communiquées dans le cadre du présent rapport ITIE. Les durées de vie sont estimées sur la base des niveaux de production 2024. La Décision Finale d'Investissement (DFI) de la Phase 3 de Baleine a été officialisée le 25 mai 2026 par le consortium Eni–PETROCI Holding–Vitol (engagement de 4 Mds USD, portant l'investissement total du projet à 8,5 Mds USD depuis 2021). Les réserves 1P présentées ci-dessus ne couvrent toutefois que les Phases 1 et 2 ; les ressources mobilisées par la Phase 3 (ressources totales du gisement estimées à 2,5 Md bbls selon le Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie) restent à reclasser en réserves prouvées. La durée de vie globale du gisement sera actualisée dès disponibilité de ces données.

Tableau 105 : Réserves et durée de vie estimée : Gaz (au 31 décembre 2024)

Gisement (Bloc)	Réserves initiales 1P (BCF)	Production cumulée fin 2024 (BCF)	Réserves restantes (BCF)	% restant	Durée de vie estimée
Baleine (CI-101/802)	661	14,77	646,46	97,8%	Ph.1&2 : réserves 1P ci-contre ; Ph.3 (DFI confirmée le 25/05/2026) mobilise des ressources

Gisement (Bloc)	Réserves initiales 1P (BCF)	Production cumulée fin 2024 (BCF)	Réserves restantes (BCF)	% restant	Durée de vie estimée
					additionnelles à reclasser — durée de vie à actualiser
Foxtrot et al. (CI-27)	1 720	1 107,72	612,02	35,6%	~9 ans
Espoir (CI-26)	399	316,79	82,21	20,6%	~13 ans
Baobab (CI-40)	156	77,18	78,82	50,5%	~37 ans
Lion & Panthère (CI-11)	435	427,48	7,52	1,7%	~2 ans
TOTAL	3 371	1 943,94	1 427,03	42,3%	—

Source : DGH — données communiquées dans le cadre du présent rapport ITIE.

Points de vigilance pour la durabilité des recettes

- CI-11 (gaz) : ~2 ans de réserves restantes - arrêt de production gazière imminent.
- CI-27 (huile) : ~3 ans — premier producteur national de gaz avec ~9 ans de réserves gazières ; la montée en puissance de Baleine est un enjeu de sécurité énergétique.
- Baleine (CI-101/802) : concentre 97% des réserves résiduelles 1P (Phases 1&2). La DFI de la Phase 3 a été confirmée le 25 mai 2026 ; la durée de vie globale du gisement reste à actualiser dans l'attente du reclassement des ressources additionnelles en réserves prouvées.
- Calao (CI-205 + CI-501/ENI) : découverte estimée à 5 Tcf de gaz et 450 Mbbl de condensat ; aucun plan de développement soumis à ce stade.

(ii) Projections de production 2024-2030

Les projections ci-dessous sont fondées sur les objectifs officiels d'ENI Côte d'Ivoire pour Baleine et sur les données de réserves de la DGH pour les autres gisements.

Point d'attention - Phase 3 Baleine : *Phase 3 Baleine :* la DFI a été officialisée le 25 mai 2026. En appliquant un délai minimal réaliste de 24 à 36 mois entre DFI et première production (par analogie avec les Phases 1 et 2), le démarrage effectif de la Phase 3 ne peut être envisagé avant 2029. Ce calendrier diverge des projections du cadrage macroéconomique du MEPD (version avril 2025, *Situation économique en 2024 et perspectives 2025-2030*), qui anticipait implicitement une montée en production à ~195 Kbbls/j dès 2028 pour le pétrole et ~213 BCF/an dès 2028 pour le gaz — hypothèses qui supposaient une DFI prise dès 2025-2026 suivie d'une mise en production quasi immédiate. La DFI est bien intervenue sur cette fenêtre, mais le calendrier réaliste de mise en production reporte la montée en puissance à 2029 : l'écart constaté sur 2027-2028 (tableaux 106 et 107) n'est donc pas un artefact d'incertitude décisionnelle, mais reflète un décalage calendaire structurel entre les deux cadrages.

Tableau 106 : Projections de production : Huile (Millions de bbls/an)

Gisement	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Baleine Ph.1&2	7,92	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9	21,9
Baleine Ph.3	—	—	—	—	—	54,75	54,75
Baobab (CI-40)	5,68	5,11	4,74	4,38	4,02	3,65	3,29
Espoir (CI-26)	1,63	1,46	1,46	1,46	1,46	1,10	1,10
Foxtrot (CI-27)	0,57	0,37	—	—	—	—	—
Lion & Panthère (CI-11)	0,17	0,15	0,11	—	—	—	—
TOTAL (M BBLS/an)	15,97	29,0	28,2	27,7	27,4	81,4	81,0

Gisement	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
TOTAL (Kbbls/j) - scénario ITIE	43,8	79,4	77,3	75,9	75,1	223	222
MEPD avril 2025 (Kbbls/j)	*44,1*	*58,5*	*83,8*	*101,7*	*194,7*	*197,6*	*197,6*
Écart ITIE vs MEPD	≈0	+20,9	−6,5	−25,8	−119,6	+25,4	+24,4

Sources : ENI Côte d'Ivoire (décembre 2024) pour Baleine ; DGH pour les autres gisements ; MEPD/DGE/DPPSE — Hypothèses du cadrage macroéconomique 2025-2030, version avril 2025.

Tableau 107 : Projections de production : Gaz (BCF :An)

Gisement	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Baleine Ph.1&2	7,52	25,55	25,55	25,55	25,55	25,55	25,55
Baleine Ph.3	—	—	—	—	—	73,0	73,0
Foxtrot (CI-27)	71,01	65,70	60,23	54,75	49,28	43,80	38,33
Espoir (CI-26)	6,54	5,84	5,11	4,38	3,65	2,92	2,19
Baobab (CI-40)	2,16	1,83	1,83	1,83	1,46	1,46	1,46
Lion & Panthère (CI-11)	4,40	2,19	0,73	—	—	—	—
TOTAL (BCF/an) — scénario ITIE	91,6	101,1	93,5	86,5	80,0	146,7	140,5
MEPD avril 2025 (BCF/an, converti)	*85,3*	*102,2*	*110,1*	*173,3*	*213,2*	*216,4*	*216,4*
Écart ITIE vs MEPD	−6,3	≈0	−16,6	−86,8	−133,2	−69,7	−75,9

Sources : ENI Côte d'Ivoire pour Baleine ; DGH pour les autres gisements ; MEPD/DGE/DPPSE — Hypothèses du cadrage macroéconomique 2025-2030, version avril 2025. Conversion gaz : 1 BCF = 28,3 Mm³, Calcul AI

(iii) Hypothèses budgétaires et facteurs de risque

Hypothèse / Risque	Statut	Impact budgétaire
Phase 3 Baleine : DFI validée (mai 2026)	RISQUE TRÈS ÉLEVÉ : désormais calendaire et non plus décisionnel : le cadrage MEPD 2025 anticipait ~195 Kbbls/j et ~213 BCF/an dès 2028, hypothèse qui supposait une mise en production quasi immédiate après DFI ; le calendrier réaliste (24-36 mois) reporte la montée en puissance à 2029 au plus tôt.	Écart de production de −120 Kbbls/j en 2028 vs MEPD ; objectif 200 Kbbls/j reporté à 2029 au plus tôt ; risque de gap budgétaire significatif sur 2027-2028
Production gazière 2027-2028	RISQUE ÉLEVÉ : 'écart ITIE/MEPD atteint −87 à −133 BCF/an, suggérant que le MEPD intègre Calao ou un calendrier Phase 3 plus rapide, hypothèses non confirmées à ce stade.	Surestimation potentielle des recettes gazières de 2 à 3 ans dans le cadre macro 2026-2030
Cours du Brent : gap hypothèse vs réalité	Risque avéré : Le PLF 2025 retient 72,8 USD/bbl ; le cours moyen réel 2025 s'est établi à 69 USD/bbl (EIA), soit un écart de −3,8 USD/bbl. Le cadrage macroéconomique MEPD 2025-2030 ne publie aucune hypothèse de prix, ce qui rend impossible toute vérification de la cohérence des projections de recettes pétrolières à moyen terme.	Toute baisse de 5 USD/bbl réduit directement la valeur du profit oil de l'État ; le contexte 2026 est exceptionnellement volatile (conflit Moyen-Orient, Brent ~111 USD/bbl en avril 2026 selon EIA) rendant toute projection de recettes très incertaine
Fin de vie CI-11 (gaz ~2 ans) et CI-27 (huile ~3 ans)	Risque modéré : aucun projet de substitution opérationnel	Perte de ~2 MMBBLS/an et ~4 BCF/an à partir de 2026-2027
Cost recovery Baleine Ph.2&3	Structurel : part État ~12,7% pendant récupération sur 5-8 ans	Limitation des recettes profit oil à court terme

Hypothèse / Risque	Statut	Impact budgétaire
Découverte Calao *(5 Tcf gaz + 450 Mbbl condensat)*	Potentiel: DST en cours sur CI-501 ; aucun plan de développement soumis	Relève de CI-27 et CI-11 possible à horizon 2030+ si DFI engagée rapidement

Sources : ENI Côte d'Ivoire ; DGH ; PETROCI Holding ; MEPD/DGE/DPPSE - cadrage macroéconomique avril 2025 ; PLF 2025, DGBF, novembre 2024 ; EIA - Short-Term Energy Outlook & Brent annual average 2025.

Note méthodologique : Les projections ITIE sont établies sur la base des données de réserves DGH et du calendrier réel des décisions d'investissement (DFI). Elles divergent du cadrage macroéconomique MEPD d'avril 2025 sur la période 2027-2029, ce cadrage ayant été arrêté avant l'officialisation de la DFI Phase 3 (25 mai 2026) et avant la prise en compte du calendrier de mise en production qui en découle.

5.3.3.2. Secteur minier

La Côte d'Ivoire dispose d'un potentiel minier diversifié et abondant. Plus des deux tiers (2/3) du territoire ivoirien sont couverts par des formations géologiques favorables, et le pays possède environ 35% des ceintures de roches vertes de l'Afrique de l'Ouest, réputées riches en minéralisations diverses (Or, manganèse, nickel, diamant, bauxite, fer, lithium, cobalt, etc.).

Dans le cadre de sa politique de valorisation de ces ressources, le Gouvernement s'est fixé pour objectif de porter la contribution des mines (hors pétrole et gaz) au Produit Intérieur Brut (PIB) d'environ 3% en 2018 à 6% d'ici 2025.

La présente section décrit les niveaux de production des principaux minerais exploités en Côte d'Ivoire en 2024 ainsi que les projections pour la période 2025-2030, permettant d'apprécier les perspectives de durabilité des recettes extractives.

5.3.3.2.1. Secteur aurifère

L'analyse se concentre sur le secteur aurifère, qui représente environ 90 % des recettes du secteur minier. Les indicateurs présentés couvrent la période 2024–2030, sur la base des données publiées par les opérateurs cotés, complétées par des projections fondées sur les réserves P&P, les études de faisabilité définitives (DFS) et le consensus institutionnel sur le prix de l'or (J.P. Morgan, Goldman Sachs, UBS — avril 2026).

(i) Structure des recettes fiscales et pression fiscale

Tableau 108 : Recettes fiscales de l'État CI au titre du secteur aurifère (2023–2030)

Flux fiscal	Devise	2023	2024	2025	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
CA brut (M USD)	*M USD*	$2 304,4	$3 329,3	$4 875,7	$6 831,6	$9 101,9	$9 151,9	$9 941,3	$10 270,2
En Mds FCFA	*Mds XOF*	*1 371,1*	*2 018,5*	*2 866,9*	*4 030,6*	*5 370,1*	5 399,6	5 865,4	6 059,4
Redevance (M USD)	*M USD*	$159,9	$194,8	$380,3	$532,9	$709,9	$713,8	$775,4	$801,1
En Mds FCFA	*Mds XOF*	*95,1*	*118,1*	*223,6*	*314,4*	*418,9*	421,2	457,5	472,6
IS 25% (M USD)	*M USD*	$264,2	$411,1	$726,4	$1 182,3	$1 626,4	$1 654,9	$1 828,9	$1 897,1
↳ Mds FCFA	*Mds XOF*	*157,2*	*249,3*	*427,1*	*697,6*	*959,6*	976,4	1 079,0	1 119,3

Flux fiscal	Devise	2023	2024	2025	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Dividendes État (M USD)	*M USD*	$79,3	$123,3	$217,9	$354,7	$487,9	$496,5	$548,7	$569,1
En Mds FCFA	*Mds XOF*	*47,2*	*74,8*	*128,1*	*209,3*	*287,9*	292,9	323,7	335,8
TOTAL État CI (M USD)	*M USD*	$503,3	$729,2	$1 324,6	$2 069,9	$2 824,2	$2 865,3	$3 153,0	$3 267,3
En Mds FCFA	*Mds XOF*	*299,5*	*442,1*	*778,9*	*1 221,2*	*1 666,3*	*1 690,5*	*1 860,2*	*1 927,7*

Source: *Code Minier CI (Loi n°2014-138 du 24 mars 2014) ; · Ord. n°2014-148 du 26 mars 2014 ; LFI 2025 (Art. 180-4 CGI) ; Article 19 bis CGI CI (prix de transfert), AISC opérateurs, Frais de transport et d'affinage estimé à 2,5% du Caff brut ; calcul IA*

Tableau 109 : Ratios fiscaux et indicateurs de partage de la marge (2023–2030)

Ratio / Indicateur	2023	2024	2025	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Pression fiscale globale								
Pression fiscale (Recettes/CA brut)	20.8 %	21.9 %	27.2 %	28.9 %	31.0 %	32,9%	33,1%	31,0%
Part Etat/Marge (avant redevance)	51,9%	39,6%	40,3%	37,5%	39,1%	41,1%	40,7%	38,0%
Part Redevance/Marge (avant redevance)	14,6%	10,6%	11,6%	10,1%	9,8%	9,7%	9,6%	9,5%
Décomposition recettes État CI								
IS (25% × RNI) / Total recettes	55,2 %	56,4 %	54,8 %	56,2 %	57,6 %	58,7%	58,8%	57,6%
Redevance / Total recettes	28,2 %	26,7 %	28,7 %	26,9 %	25,1 %	23,7%	23,5%	25,1%
Dividendes / Total recettes	16,6 %	16,9 %	16,5 %	16,9 %	17,3 %	17,6%	17,6%	17,3%
Coûts de production et marges ($/oz)								
Prix de l'or - scénario central	1 943	2 386	3 431	4 700	5 000	5 250	5 500	5 500
AISC moyen pondéré national	1 052	1 207	1 386	1 446	1 426	$1 453	$1 453	$1 436
Marge brute (Prix – AISC)	**891**	**1 179**	**2 045**	**3 254**	**3 574**	**$3 797**	**$4 047**	**$4 064**

Source : AISC : World Gold Council Guidance Note on Non-GAAP Metrics (2018) · Rapports FY2023–FY2025 opérateurs cotés ; [1] Part État dans la marge brute, hors redevance.

- ✓ Des recettes portées par les prix, non par le volume

Les recettes de l'État progressent de 503 M USD (2023) à 3 267 M USD (2030P), ×6,5 en sept ans. Cette performance est quasi-exclusivement conjoncturelle : le CA brut est multiplié par 4,5 sous l'effet d'une hausse du prix de l'or de +183% (de 1 943 à 5 500 $/oz), contre une progression de la production de seulement +62% (de 37 à 58 t). L'effet prix représente plus de 80% de la croissance des recettes, les nouvelles mines (Koné, Doropo) ne contribuant à l'effet volume qu'à partir de 2027.

- ✓ L'IS, flux dominant structurel mais non progressif

L'IS représente 55 à 58% des recettes totales, loin devant la redevance (25–29%) et les dividendes (17%). Assis sur le RNI à 25%, il capte mécaniquement toute expansion de la marge opérationnelle, qui progresse de 891 $/oz (2023) à 3 574 $/oz (2027P), soit ×4 en quatre ans. Il demeure cependant proportionnel : la part de l'État dans la marge se stabilise sans progresser avec les prix. La redevance, elle, voit sa part dans les recettes reculer de 28,2% à 25,1% sur la période malgré la hausse du taux, sa nature ad valorem la rendant structurellement moins sensible à l'expansion des marges que l'IS.

- ✓ La hausse de la redevance à 8% : effet réel mais absorbé dès 2026

Le relèvement du taux de 6% à 8% en janvier 2025 produit un effet immédiat et mesurable : la part de la redevance dans la marge brute bondit de 10,6% (2024) à 11,6% (2025). Cet effet est entièrement résorbé dès 2026 par la poursuite de l'appréciation des cours, la redevance retombe à 10,1% en 2026P

puis 9,5–9,8% à partir de 2027P, en deçà de son niveau d'avant réforme. Le retour au ratio de 2023 (14,6%) est structurellement impossible avec le barème actuel : maintenir cette proportion face à une marge quadruplée aurait requis un taux de l'ordre de 16–18%.

✓ Un plateau de partage stable, favorable à l'investisseur

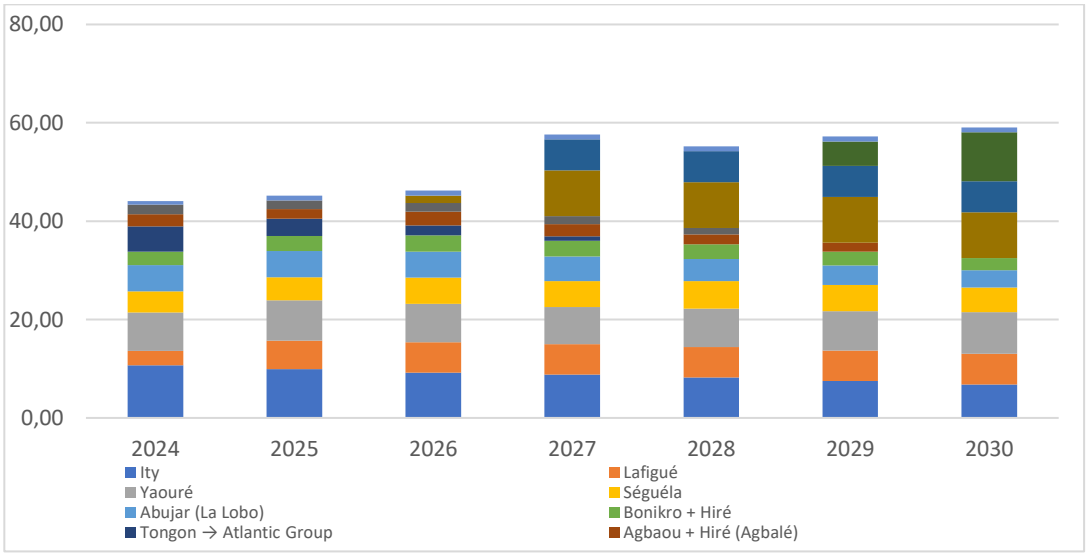
La part de l'État dans la marge retraitée se stabilise dans une fourchette de 38–40,3% à partir de 2024, en retrait net par rapport à 2023 (51,9%), donnée de contexte qui reflète une marge alors faible (891 $/oz) et non une référence normative. Cet équilibre est stable mais asymétrique : sur la période 2026–2030, la marge nette cumulée de l'investisseur atteint 21 999 M USD contre 14 291 M USD de recettes pour l'État, soit 1,54 dollar pour l'investisseur pour chaque dollar perçu par l'État. La redevance croît à +16,1%/an contre +20,4%/an pour l'IS et les dividendes : son décrochage structurel creuse progressivement l'écart de partage.

✓ Synthèse - Les limites structurelles du régime

La pression fiscale plafonne à ~31–33% du CA dès 2027 et reste stable quelle que soit la progression ultérieure des prix. Ce plateau traduit une architecture cohérente et prévisible pour l'investisseur, mais comporte une limite centrale : aucun des instruments en place ? redevance sur CA ni IS sur RNI , n'est progressif. Le superprofit généré par la flambée des cours, phénomène exogène indépendant de l'effort des opérateurs, bénéficie structurellement davantage à l'investisseur. La hausse de la redevance à 8% a partiellement et temporairement corrigé cet écart en 2025 ; elle ne modifie pas la dynamique de long terme.

(ii) Trajectoire de la production et durabilité des revenus

Figure 10 : Production Or fin (2024-2030)



Source: Endeavour Mining FY2025 MD&A;Perseus Mining FY2025; Fortuna Mining FY2024; Allied Gold FY2024 ; Barrick Gold AR2025 ; Montage Gold UFS (jan. 2024); ·Resolute Mining DFS Doropo (déc. 2025) ; DFS Assafou (Endeavour Mining, 23 avril 2026) ;DGMG Côte d'Ivoire 2024, Calcul & Projection AI

Tableau 110 : Indicateurs de production et de marges opérationnelles (2023–2030)

Indicateur production	2023	2024	2025P	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P
Production industrielle or fin (t Au) - ITIE/DGMG	36,89	43,40	44,20	45,21	56,62	54,22	56,22	58,08
dont mines établies	36,89	43,4	44,2	43,71	41,02	38,62	35,62	32,52
dont nouveaux projets (Koné/Doropo/Assafou)	-	-	-	1,5	15,6	15,6	20,6	25,56
Production or brut (t) — cadrage MEPD avril 2025	*51,2*	*59,1*	*61,0*	*65,0*	*67,0*	*69,0*	*71,0*	*71,0*
Ratio implicite or fin / or brut	~72%	~73%	~72%	~70%	~85%	~79%	~79%	~82%

Sources : Projections ITIE ; Cadrage gouvernemental - MEPD/DGE/DPPSE, Hypothèses cadrage macroéconomique 2021-2030, avril 2025 (données en or brut, kg convertis en tonnes).

Analyse de l'évolution de la production aurifère

La production aurifère (or fin) industrielle nationale a progressé de 36,9 tonnes en 2023 à 44,2 tonnes en 2025, avec une dynamique de montée en puissance de Lafigué (Endeavour, +5,8 t/an dès 2025) et de Séguéla (Fortuna).

Le saut structurel de 2027 (+25,3% à 56,6 t) est porté par l'entrée en plein régime de Koné (Montage Gold, 9,3 t/an - UFS janvier 2024) et Doropo (Resolute Mining, 6,3 t/an - DFS décembre 2025). Le plateau 2029–2030 intègre la montée en puissance progressive d'Assafou (Endeavour, DFS 23 avril 2026 : 9,96 t/an sur les 8 premières années à un AISC de 1 026 $/oz), dont le premier coulage est attendu fin 2028. En contrepartie, Tongon (fermeture 2028), Agbaou et Sissingué (fin de vie 2029) représentent une perte cumulée estimée à ~9 t/an.

Note méthodologique - ***Comparabilité des données relatives à l'or***

Les projections ITIE sont exprimées en or fin (métal contenu, données opérateurs), tandis que le cadrage macroéconomique MEPD (avril 2025) est exprimé en or brut. Le ratio or fin/or brut n'est pas linéaire et dépend des spécifications techniques propres à chaque mine (teneur, taux de récupération, process métallurgique). Une comparaison directe des volumes n'est donc pas analytiquement pertinente.

Sur 2023-2025, les deux séries restent globalement cohérentes. En revanche, une tendance inversée s'observe à partir de 2027 : les projections ITIE , fondées sur les DFS et rapports d'activité des opérateurs, anticipent une montée en puissance significative portée par les nouveaux projets (Koné, Doropo, Assafou), alors que le cadrage MEPD retient une trajectoire plus linéaire et conservative sur la même période. Cet écart de tendance, sans être directement quantifiable en raison de l'incomparabilité des unités, mérite d'être signalé comme signal d'alerte sur la cohérence des hypothèses de production retenues dans le cadrage budgétaire à moyen terme.

(iii) Analyse de sensibilité au prix de l'or

La quasi-totalité des recettes fiscales du secteur aurifère ivoirien est directement ou indirectement indexée au cours de l'or : la redevance est assise sur le chiffre d'affaires brut (fonction linéaire du prix), et l'IS est une fonction convexe du prix via l'élasticité des marges opérationnelles. Trois scénarios sont présentés ci-après pour analyser la sensibilité des recettes par rapport à une variation des prix.

Tableau 111: Recettes État CI selon trois scénarios de prix de l'or (2026–2030)

Scénario	Réf. 2025	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	Cum. 26–30	vs Central
SCÉNARIO CENTRAL - Consensus J.P. Morgan / Goldman Sachs / UBS (avril 2026)								
Prix or ($/oz)	3 431	4 700	5 000	5 250	5 500	5 500	—	Référence

Scénario	Réf. 2025	2026P	2027P	2028P	2029P	2030P	Cum. 26–30	vs Central
Recettes État CI (M USD)	1 325	2 070	2 824	3 011	3 293	3 188	14 292	Référence
En Mds FCFA	*779*	*1 152*	*1 666*	*1 802*	*1 965*	*1 866*	*8 452*	Référence
SCÉNARIO HAUT - J.P. Morgan bull case / Banques centrales								
Prix or ($/oz)	3 431	5 400	6 000	6 300	6 500	6 500	—	
Recettes État CI (M USD)	1 324	2 480	3 558	3 603	3 881	4 019,8	17 542	+3 250
En Mds FCFA	779	1 463	2 099	2 126	2 290	2 372	10 250	*+ 1 798*
SCÉNARIO BAS - (stress test)								
Prix or ($/oz)	3 431	4 000	4 000	4 200	4 500	4 500	—	
Recettes État CI (M USD)	1 325	1 660	2 091	2 128	2 425	2 515	10 817	**−3 475**
En Mds FCFA	*779*	*979*	*1 233*	*1 255*	*1 430*	*1 484*	*6 382*	*-2 070*

L'amplitude entre le scénario haut et le scénario bas sur 2026–2030 représente ±3 300 M USD (±1 800 Mds FCFA) de recettes cumulées pour l'État, soit +23% / −24% par rapport au scénario central.

Cette élasticité élevée justifierait une approche budgétaire prudente fondée sur le scénario central, assorti le cas d'échant d'un mécanisme de stabilisation.

(iv) Risques pesant sur la durabilité des revenus et recommandations

Selon l'analyse réalisée, les risques et opportunités suivants susceptibles d'affecter la durabilité des revenus aurifères sur la période 2026–2030 :

Tableau 112: Cartographie des risques pesant sur les recettes aurifères 2026–2030

Niv.	Nature
ÉLEVÉ	1. Volatilité du prix de l'or La totalité des recettes fiscales est directement ou indirectement indexée au cours de l'or. Un retour au niveau du scénario bas (4 000 $/oz en 2027, soit −20% vs central) réduirait les recettes cumulées 2026–2030 de 3,4 Mds USD (−24%).
ÉLEVÉ	Risque d'exécution des nouveaux projets L'entrée en production de Koné (T4-2026, Montage Gold), Doropo (2027, Resolute) et Assafou (2028, Endeavour) représente ~40% de la production projetée à l'horizon 2030. Un retard de 12 mois sur Koné seul entraînerait un manque à gagner estimé à 550 M USD sur 2027. Le premier coulage de Koné reste la variable déterminante pour 2027.
MODÉRÉ	Concentration de la production et fin de vie des mines établies D'ici 2030, trois nouvelles mines (Koné, Doropo, Assafou) représenteront environ 40% de la production nationale, concentrant le risque opérationnel. Simultanément, la fermeture de Tongon (2028), Agbaou et Sissingué (2029) retire ~9 t/an au parc existant. La durabilité de long terme du secteur est conditionnée au maintien de l'effort d'exploration. Sur la base des réserves P&P publiées, la durée de vie fiscale estimée est d'environ 12 ans.
MODÉRÉ	Pression inflationniste sur les coûts opérationnels (AISC) La composante royalties dans l'AISC national a augmenté de +179 USD/oz en 2025 (double effet de la hausse du taux de la redevance de 6% à 8% et de la hausse du prix de l'or). L'inflation des coûts opérationnels purs (énergie, main-d'œuvre, réactifs) progresse à un rythme moyen de +7%/an avec une disparité entre les opérateurs. Toute hausse non anticipée de l'AISC comprime les marges et réduit l'assiette IS, avec un effet amplificateur négatif sur les recettes fiscales.
MODÉRÉ	Enjeux de prix de transfert dans la composition des coûts AISC L'AISC inclut des charges intra-groupe (management, assistance technique, financement, assurances, logistique) pouvant être sensibles aux prix de transfert. En l'absence de respect du principe de pleine concurrence, ces charges peuvent entraîner une majoration des coûts,

Niv.	Nature
	réduisant le résultat imposable, l'assiette de l'IS et, par conséquent, les dividendes distribuables. Un cadre de contrôle renforcé pourrait préserver environ 5 à 15 % d'assiette d'IS supplémentaire, sans nuire à l'attractivité du secteur minier.
MODÉRÉ	Risque sur les dividendes et structure financière Les participations de l'État, non assorties de dividendes prioritaires, rendent ses revenus dépendants des politiques de distribution. Ce risque est accru par le recours à l'endettement intragroupe (sous-capitalisation), susceptible de réduire les bénéfices distribuables.
FAIBLE	Durabilité des réserves et dépendance aux ressources La Côte d'Ivoire dispose d'un potentiel géologique aurifère estimé à environ 600 tonnes (DGMG). La durée de vie des réserves P&P publiées (ratio réserves/production annuelle) est d'environ 12 ans en moyenne pondérée. Maintenir le niveau actuel de recettes au-delà de 2035 nécessite un effort d'exploration soutenu, notamment en dehors du corridor Ity-Séguéla.

5.3.3.2.2. Autres minerais

a) Manganèse

Le potentiel en manganèse est estimé à 12 millions de tonnes. Quatre mines sont en exploitation en 2024 : Bondoukou (Gontougo), Guitry (Lôh-Djiboua), Kaniasso (Folon) et Lagnonkaha (Poro).

Après un pic en 2020, la production a connu des fluctuations liées à la baisse des cours internationaux, à l'arrêt de la société IMMSA depuis fin 2021 et à la baisse de la teneur du minerai dans certaines mines (-29,70 % en 2024). La reprise attendue repose sur la remise en activité d'IMMSA à Odienné et la stabilisation des cours.

	Réalisé (*)		Prévisionnel (**)		
Indicateur	2023	2024	2025	2026	2027
Production (milliers de tonnes)	1 175	826	*1 140*	*1 250*	*1 380*
Variation annuelle (%)	26,40%	-29,70%	38,01%	9,65%	10,40%

(*) Production 2023 : rapport ITIE-2023 ; production 2024 : déclaration ITIE-DGMG 2024.

(**) Portail DGE. Les années 2028-2030 ne font pas l'objet de projections officielles publiées à ce stade.

b) Nickel

Le potentiel en nickel latéritique est estimé à 260 millions de tonnes (Sipilou, Foungbesso). Depuis le démarrage en 2017, la croissance a été soutenue (+36,7%/an en moyenne jusqu'en 2023).

En 2024, la production a reculé de 49,81% (1 245 490 tonnes), pénalisée par la suspension saisonnière des activités à Foungbesso et un marché défavorable. La trajectoire haussière devrait reprendre avec l'entrée en production de la mine de Sipilou (nickel-cobalt, société NOCI/IC Nickel) prévue en 2026, dans un contexte de demande mondiale soutenue par la transition énergétique.

	Réalisé (*)		Prévisionnel (**)		
Indicateur	2023	2024	2025	2026	2027
Production (milliers de tonnes)	2 481	1 245	*2 300*	*2 500*	*2 700*
Exportation (milliers de tonnes)	2 016	1 373	—	—	—
Valeur production (Mds FCFA)	92,3	34,16	—	—	—

(*) 2023 : Rapport ITIE-2023 ; 2024 : déclaration ITIE de la DGMG et DGD 2024 ;

(**) Portail DGE. ND : donnée non disponible. Les projections 2028-2030 seront précisées à mesure de l'avancement du projet Sipilou.

c) Diamant

Les réserves diamantifères sont estimées à 11 millions de carats (Bobi, Centre-Ouest ; Tortiya, Nord). La production, exclusivement artisanale, affiche une tendance baissière structurelle (-25,2%/an en moyenne depuis 2015) due à l'épuisement des réserves accessibles par méthode artisanale, pour s'établir à environ 676 carats en 2024.

La décision de septembre 2023 autorisant l'exploitation semi-industrielle des gisements détenus par la SODEMI constitue, dans les informations disponibles, un tournant susceptible de soutenir la remontée des volumes, vers 5 000 carats en 2025, 7 000 en 2026 et 10 000 en 2027.

	Réalisé		Prévisionnel		
Indicateur	2023	2024	2025	2026	2027
Production (carats)	2 368	~676	*5 000*	*7 500*	*10 000*
Production (millions FCFA)	177	ND	—	—	—
Exportation (carats)	2 374	ND	—	—	—

Sources : DGMG / Portail DGE. Les projections 2027-2030 supposent la réalisation effective des investissements de mécanisation et le maintien de la conformité au Processus de Kimberley. ND : donnée non disponible.

d) Carrières (granite, sable, pouzzolane)

L'exploitation des carrières est en expansion soutenue, portée par la demande du BTP dans le cadre des programmes d'infrastructure et de logement. Ce sous-secteur contribue aux recettes de l'État via des taxes et redevances spécifiques. L'absence de projections quantifiées publiées par la DGMG pour ce sous-secteur limite la présentation à un constat de tendance haussière, directement corrélée au dynamisme du secteur de la construction sur la période 2025-2030.

e) Synthèse - Durabilité des recettes et hypothèses budgétaires

Le tableau ci-dessous récapitule les trajectoires de production et les principaux facteurs conditionnant la durabilité des recettes extractives (hors or) sur la période 2023-2030.

Minerai	Prod. 2023	Prod. 2024	Proj. 2025	Proj. 2027	Facteur clé de durabilité
Manganèse	1 175 kt	826 kt	1 140 kt	1 380 kt	Reprise IMMSA / stabilisation des cours
Nickel	2 481 kt	1 245 kt	2 300 kt	2 700 kt	Mine Sipilou (2026) / demande VE
Diamant	2 368 ct	~676 ct	5 000 ct	10 000 ct	Mécanisation / Processus de Kimberley
Carrières	Hausse	Hausse	Hausse	Hausse	Dynamique BTP / formalisation

Les hypothèses budgétaires sous-jacentes aux projections de recettes extractives reposent sur : (i) la stabilisation des cours internationaux du manganèse et du nickel ; (ii) l'entrée en production de la mine de Sipilou en 2026 ; (iii) la réalisation des investissements de mécanisation dans le secteur diamantifère ; (iv) la poursuite des programmes d'infrastructure publique.

6. Dépenses sociales et paiements environnementaux

6.1 Dépenses sociales

6.1.1 Secteur des hydrocarbures

6.1.1.1 Cadre juridique et contractuel des dépenses obligatoires

Les obligations sociales des sociétés pétrolières reposent sur deux fondements distincts selon la date de signature des contrats :

(i) Contrats postérieurs au 18 avril 2012 : l'article 18 (nouveau) de l'ordonnance n°2012-369 du 18 avril 2012 portant Code pétrolier impose explicitement des obligations sociales annuelles au bénéfice des communautés. Ces obligations sont traduites dans les CPP sous forme de budgets annuels dont le montant est fixé contrat par contrat selon la phase contractuelle (exploration ou exploitation). À titre indicatif, le CPP CI-802 (ENI) prévoit 600 000 USD/an en exploitation et 200 000 USD/an en exploration. Ces montants ne peuvent être extrapolés aux autres contrats, dont les budgets contractuels ne sont pas publiquement disponibles. Par ailleurs,

Ces budgets sont traités comme coûts pétroliers recouvrables, ce qui en réduit la portée économique nette pour l'État.

(ii) Contrats antérieurs au 18 avril 2012 : les CPP signés avant cette date (CI-11, CI-26, CI-27, CI-40) ne prévoyaient pas d'obligations sociales explicites. Les dépenses sociales déclarées par les opérateurs de ces blocs relèvent soit d'engagements conventionnels spécifiques négociés avec l'administration, soit de contributions volontaires dans le cadre de leurs politiques RSE.

Canaux de versement et rapprochement

Les dépenses sociales obligatoires transitent par deux canaux :

- Canal DGH : versements centralisés auprès de la DGH par les opérateurs soumis à l'article 18 nouveau (ENI, Murphy Oil, Tullow, ICE). Le rapprochement ITIE 2024 n'a dégagé aucun écart entre les déclarations des entreprises et les enregistrements de la DGH.
- Canal direct : FOXTROT exécute ses obligations directement auprès des bénéficiaires désignés dans la convention conclue avec la DGH, sans centralisation par cette dernière. Ces dépenses font l'objet de divulgations unilatérales sans possibilité de rapprochement avec une contrepartie gouvernementale.

La procédure d'assurance des données relatives aux dépenses sociales est définie en section 4.9.3.1 (iv).

6.1.1.2 Dépenses sociales obligatoires déclarées en 2024

(i) Dépenses reportées

Total déclaré : 2 055,6 millions FCFA

Tableau 113 : Paiements sociaux obligatoires (secteur des hydrocarbures)

Société	Blocs	Montant (FCFA)	Montant (USD)	Base contractuelle
ENI	CI-101, CI-205, CI-501, CI-802, CI-401, CI-801	1 057 711 168	1 750 000	Art. 18 nouveau/CPP
Murphy Oil	CI-102, CI-103, CI-502, CI-531, CI-709	453 304 786	750 000	Art. 18 nouveau/CPP

Société	Blocs	Montant (FCFA)	Montant (USD)	Base contractuelle
Tullow	CI-524, CI-803	166 211 755	275 000	Art. 18 nouveau/CPP
ICE	CI-705	45 330 479	75 000	Art. 18 nouveau/CPP
Sous-total DGH		1 722 558 188	2 850 000	
FOXTROT	CI-27, CI 12	333 046 214	*n.d.*	Convention spécifique DGH
TOTAL GÉNÉRAL		2 055 604 402		

Source : DGH; déclaration FOXTROT .

(ii) Évaluation de la conformité aux obligations contractuelles

Sur 25 contrats postérieurs au 18 avril 2012, l'obligation prenant effet 2 mois après la date de signature, 19 sont conformes (ENI, Murphy Oil, Tullow, ICE, FOXTROT) et 6 présentent un défaut documenté :

Opérateur	Bloc	Date signature	Date d'effet des contributions sociales
Dragon Oil	CI-24	01-06-2018	Août 2018
PETROCI Holding	CI-523	02-10-2023	Déc. 2023
PETROCI Holding	CI-525	02-10-2023	Déc. 2023
Elephant Oil	CI-520	30-07-2024	Sept. 2024
Elephant Oil	CI-521	30-07-2024	Sept. 2024
Elephant Oil	CI-522	30-07-2024	Sept. 2024

Notes sur les cas particuliers :

- ENI (CI-504, CI-706, CI-708, CI-526) : contrats signés le 31/12/2024 — obligation prenant effet en février 2025, hors périmètre 2024.
- Dragon Oil : société en phase d'exploration sur CI-24 depuis 2018 sans versement déclaré sur l'ensemble de la période.
- PETROCI Holding : l'absence de versement au titre de ses blocs d'exploration (CI-523, CI-525) s'explique par le fait que PETROCI-Holding contribue aux dépenses sociales via un mécanisme distinct - sa Fondation - dont les interventions sont détaillées en section 6.1.1.3.b.
- Elephant Oil : société nouvellement entrante (contrats signés juillet 2024) - obligation effective depuis septembre 2024 sans versement déclaré.

(iii)Bénéficiaires et ventilation par genre

a) Affectation des contributions reçues par la DGH

Les 1 722,6 millions FCFA collectés par la DGH ont été intégralement affectés à des projets d'infrastructures communautaires, concentrés dans la Région du Poro et ponctuellement dans la Région de la Nawa.

Répartition par domaine d'intervention :

Domaine	Nombre de projets	Montant (FCFA)	%
Santé	20	1 236 270 224	71,8%
Éducation	12	359 910 336	20,9%
Adduction en eau potable	5	126 377 628	7,3%
Total	37	1 722 558 188	100%

Exécution budgétaire :

	Montant (FCFA)	Montant (USD)
Fonds reçus par la DGH	1 722 558 188	2 850 000
Fonds alloués aux projets	1 722 558 188	2 850 000
Écart	0	0
Taux de consommation	100%	

Le taux de consommation de 100% traduit une gestion en flux tendu des contributions sociales par la DGH, les fonds reçus sont intégralement engagés sur l'exercice. Ce résultat appelle néanmoins deux réserves analytiques :

- Distinction engagements/décaissements : les données disponibles ne permettent pas de distinguer les montants engagés (projets lancés) des montants effectivement décaissés (travaux réceptionnés). Un taux d'engagement de 100% ne garantit pas un taux d'exécution physique équivalent.
- Reports éventuels : l'absence de données sur les soldes d'exercices antérieurs ne permet pas d'exclure que des fonds reçus en 2023 aient été consommés en 2024, et inversement. Une présentation budgétaire pluriannuelle par la DGH serait nécessaire pour apprécier la soutenabilité de l'exécution.
- Concentration géographique : la quasi-totalité des projets est localisée dans la Région du Poro, zone d'implantation du champ Baleine (ENI), reflétant le principe de proximité communautaire.
- Dépenses exclusivement en nature : l'intégralité des fonds est affectée à des infrastructures - aucun versement en numéraire aux communautés.
- Ventilation par genre : non renseignée dans les formulaires, bien que certaines infrastructures (maternités, logements de sages-femmes) bénéficient structurellement aux femmes.

Le détail par bénéficiaire est disponible en annexe 35.

b) Affectation des contributions directes

FOXTROT a réalisé 333 millions de FCFA de dépenses sociales au titre de ses blocs CI-12 et CI-27, sur la base de sa convention spécifique avec la DGH, au bénéfice exclusif des communautés de la commune de Jacqueville (Région des Grands Ponts).

Répartition par domaine d'intervention :

Domaine	Nb projets	Montant (FCFA)	%
Éducation	19	120 600 628	36,2%
Santé	12	130 019 727	39,1%
Énergie / Électrification	5	32 671 774	9,8%
Socio-culturel	9	30 481 699	9,2%
Formation professionnelle	1	10 500 000	3,2%
Eau potable	2	627 200	0,2%
Économique	2	1 205 955	0,4%
Environnement	1	9 000 000	2,7%
Total	54	333 046 214	100%

- Concentration géographique : l'ensemble des interventions est localisé dans la commune de Jacqueville et ses villages, zone d'opération de FOXTROT.
- Diversité des interventions : FOXTROT intervient sur un spectre plus large que les contributions DGH, incluant l'électrification, la formation professionnelle, les infrastructures économiques et l'environnement.
- Ventilation par genre : non renseignée.

6.1.1.3 Dépenses sociales volontaires

En complément des obligations contractuelles, les sociétés pétrolières peuvent engager à titre volontaire des actions sociales au bénéfice des communautés locales dans le cadre de leurs politiques RSE. Les contributions volontaires déclarées en 2024 s'élèvent à 1 035,5 millions FCFA, issues de deux mécanismes :

Tableau 114 : Paiements sociaux volontaires (secteur des hydrocarbures)

Mécanisme	Montant (FCFA)	%
Fondation PETROCI-Holding	936 761 792	90,9%
PETROCI CI-11	89 706 550	8,7%
CNR International	9 036 909	0,9%
Total	1 035 505 251	100%

Sources : Formulaires de déclaration ITIE 2024. Le détail par projet, bénéficiaire et localisation figure en annexes 36 et 37.

Bénéficiaires et affectations

Les contributions directes des opérateurs (PETROCI CI-11 et CNR, 98,7 millions FCFA) sont affectées à des projets de santé, d'éducation et d'appui agricole, principalement dans les régions du Tchologo, Gbékè, Lagunes et Agnéby-Tiassa pour PETROCI CI-11. Les contributions de CNR sont intégralement en nature (équipements de maternelle, construction de clôture, parrainage en faveur des handicapés — 9,0 millions FCFA). Le détail des bénéficiaires figure en annexe 36.

La Fondation PETROCI-Holding (937 millions FCFA) intervient sur l'ensemble du territoire national à travers 39 projets répartis comme suit :

Tableau 115 : Détail des dépenses engagées par la PETROCI Fondation 2024

Domaine	Nb projets	Montant (FCFA)	%
Éducation	16	286 048 466	30,5%
Appuis divers	7	220 525 000	23,5%
Santé	6	116 249 250	12,4%
Hydraulique	10	93 000 000	9,9%
Fonctionnement	1	169 943 076	18,1%
Capacitation des femmes	1	29 995 000	3,2%
Sports	1	17 000 000	1,8%
Culturel	1	10 000 000	1,1%
Total	43	936 761 792	100%

Les bénéficiaires institutionnels sont principalement les ministères sectoriels (Santé, Éducation, Eaux et Forêts, Femme/Famille) agissant comme structures relais au profit des communautés rurales.

Ventilation par genre

La Fondation PETROCI constitue le seul mécanisme disposant de données par genre, avec un taux moyen de femmes bénéficiaires de 49% sur l'ensemble des projets, témoignant d'une approche paritaire dans la sélection des bénéficiaires. Aucune donnée genrée n'est disponible pour les contributions directes de PETROCI CI-11 et CNR.

6.1.2 Secteur minier

6.1.2.1 Cadre juridique et contractuel

Les obligations sociales des entreprises minières sont encadrées par trois textes principaux :

- Loi n°2014-138 portant Code minier (articles 124 et 126) ;
- Décret n°2014-397 fixant les modalités d'application du Code minier (articles 128-132) ;
- Décret n°2022-918 portant modalités d'alimentation et de gestion du fonds de développement local.

Ces textes instituent trois catégories de contributions obligatoires :

(i) Titulaires de permis d'exploitation : élaboration d'un Plan de Développement Communautaire (PDC) et constitution d'un Fonds de Développement Local (FDL), alimenté annuellement par un prélèvement de 0,5% du chiffre d'affaires. Le FDL est géré par le Comité de Développement Local Minier (CDLM), composé du Préfet, du Président du Conseil Régional, des représentants des localités affectées et de l'Administration des Mines. Toute opération requiert une co-signature société/CDLM.

Champ d'application et progressivité : le mécanisme FDL/CDLM institué par le Code de 2014 ne s'applique pas automatiquement aux permis accordés avant cette date. Sa mise en œuvre est progressive, intervenant notamment à l'occasion du renouvellement des permis d'exploitation. Ainsi, la Société des Mines de Tongon, dont le permis est antérieur au Code de 2014, n'a intégré le mécanisme CDLM qu'en août 2025 à la suite du renouvellement de son permis et de la négociation d'un contrat aligné au Code de 2014. Pour autant, Tongon a réalisé en 2024 des contributions sociales obligatoires hors CDLM (876,3 millions FCFA) au titre de son CDL (Comité de Développement Local), mécanisme contractuel distinct maintenu pendant la période de transition.

(ii) Titulaires d'autorisations d'exploitation artisanale et semi-industrielle : contributions au financement de projets socio-économiques locaux (article 126 du Code minier). Les modalités spécifiques restent suspendues à la publication d'un décret d'application non encore publié.

(iii) Titulaires d'autorisations d'exploitation de carrières : engagements sociaux définis dans les protocoles d'accord préalables conclus avec les communautés lors des consultations préalables prévues par la réglementation. Ces engagements sont reflétés en général dans les arrêtés d'octroi. Un mécanisme structuré de suivi de leur mise en œuvre fait toutefois défaut.

En complément de ces obligations réglementaires, certaines entreprises mettent en œuvre des initiatives sociales dans le cadre de leur politique de responsabilité sociétale des entreprises (RSE).

6.1.2.2 Dépenses sociales obligatoires

(i) Contributions des titulaires des PE

a) Cartographie des CDLM et correspondance avec les mines en production

Sur la base de la liste officielle des CDLM installés par l'Administration des mines, la correspondance avec les mines en production se présente comme suit :

Mines aurifères :

Mine	Opérateur	Permis	Date octroi	CDLM correspondant	Statut 2024
Ity	Sté des Mines d'Ity	PE-26	14/10/1989	CDLM Ity-Zouan-Hounien	Actif
Bonikro	Bonikro Gold Mine	PE-32	17/01/2007	CDLM Bonikro-Divo	Actif
Tongon	Sté des Mines de Tongon	PE-34	01/07/2010	CDL Tongon-Korhogo	CDL — CDLM instauré août 2025
Agbaou	Agbaou Gold Operations	PE-37	01/08/2012	CDLM Agbaou-Divo	Actif
Sissingué	Perseus Mining CI	PE-39	08/08/2012	CDLM Sissingué-Tengrela	Actif
Hiré	Hire Gold Mine	PE-44	19/12/2013	CDLM Hiré	Actif
Daapleu	Sté des Mines de Daapleu	PE-49	11/04/2018	CDLM Daapleu	Actif
Yaouré	Perseus Mining Yaouré	PE-50	24/04/2019	CDLM Yaouré	Actif
Fimbiasso	Perseus Mining Fimbiasso	PE-55	07/07/2021	CDLM Fébiasso	Instauré en juin 2024
Floleu	Sté des Mines de Floleu	PE-53	05/08/2020	CDLM Floleu	Le Comité n'était pas installé en 2024 ;
Séguéla	Roxgold Sango	PE-56	09/12/2020	CDLM Séguéla	Actif
Abujar	Sté Minière de La Lobo	PE-57	09/12/2020	CDLM Daloa	Actif
Lafigué	Sté des Mines de Lafigué	PE-58	22/09/2021	CDLM Lafigué	Instauré en octobre 2024, avec un démarrage en 2025

Mines - autres substances :

Mine	Opérateur	Permis	Date octroi	CDLM correspondant	Statut 2024
Grand-Lahou	Cie Minière du Littoral	PE-36	23/09/2010	CDLM Lauzoua Divo	Actif
Bondoukou	Bondoukou Manganèse	PE-38	23/09/2010	CDLM Bondoukou	Actif
Guitry	Ivoire Manganèse	PE-40	06/06/2013	CDLM Kaniasso	Actif
Lagnonkaha	Shiloh Manganèse	PE-46	18/12/2015	CDLM Lagnonkaha	Actif
Bongouanou	Lagune Exploitation Bongouanou (devenu Ste Ressources minières du Moronou)	PE-47	09/11/2016	CDLM Moronou	Instauré en 2017. CDLM installé en 2026

Mine	Opérateur	Permis	Date octroi	CDLM correspondant	Statut 2024
Bafing	Cie Minière du Bafing	PE-48	03/11/2016	CDLM Foumgbesso-Touba	Actif

Observation : l'ensemble des mines aurifères en production dispose d'un CDLM ou mécanisme équivalent actif en 2024 - y compris Fimbiasso et Lafigué dont les CDLM ont été instaurés en cours d'année. Tongon opère via un CDL (mécanisme contractuel distinct) en phase de transition vers le CDLM, instauré en août 2025.

b) Rapprochement contributions CDLM/CDL

Le rapprochement a été conduit entre les décaissements déclarés par les sociétés et les encaissements déclarés par les CDLM/CDL correspondants, sur la base des formulaires de déclaration (FD) transmis dans le cadre du processus ITIE 2024.

Sur 19 entités incluses dans le périmètre, 5 présentent un rapprochement concluant, tandis que les autres font ressortir des écarts, des situations de non-transmission de FD ou des cas particuliers documentés ci-après.

Société	CDLM / CDL	Décaissements sociétés (FCFA)	Encaissements CDLM/CDL (FCFA)	Écart (FCFA)	Commentaire
Rapprochement concluant					
Sté des Mines d'Ity	CDLM Ity-Zouan-Hounien	1 783 786 565	1 783 786 565	–	
Perseus Mining CI	CDLM Sissingué-Tengrela	77 943 089	77 943 089	–	
Sté des Mines de Daapleu	CDLM Daapleu	0	0	–	
Sté des Mines de Floleu	CDLM Floleu	0	0	–	
Perseus Mining Fimbiasso	CDLM Fébiasso	0	0	–	
Sous-total		1 861 729 654	1 861 729 654	–	
Écarts non justifiés					
Perseus Mining Yaouré	CDLM Yaouré	1 655 560 057	1 657 590 057	(2 030 000)	Ecart non rapproché
Bonikro Gold Mine	CDLM Bonikro-Divo	305 119 526	305 355 526	(236 000)	Ecart non rapproché
Agbaou Operations	CDLM Agbaou-Divo	417 564 203	418 198 203	(634 000)	Ecart non rapproché
Hire Gold Mine	CDLM Hiré	288 814 514	319 612 013	(30 797 499)	Ecart non rapproché
Cie Minière du Littoral	CDLM Lauzoua-Divo	9 728 292	10 378 292	(650 000)	Ecart non rapproché
Sous-total		2 676 786 592	2 711 134 091	(34 347 499)	
FD partiels ou non transmis					
Tongon SA	CDL Tongon-Korhogo	876 312 665	NC	N/a	FD non transmis par le CDL
Sté Minière de La Lobo	CDLM Daloa	NC	514 074 841	N/a	FD non transmis par la société
Shiloh Manganèse	CDLM Lagnonkaha	NC	NC	N/a	FD non transmis - CDLM et société

Société	CDLM / CDL	Décaissements sociétés (FCFA)	Encaissements CDLM/CDL (FCFA)	Écart (FCFA)	Commentaire
Cie Minière du Bafing	CDLM Foumgbesso-Touba	NC	211 101 776	N/a	FD non transmis par la société
Sous-total		876 312 665	725 176 617		
Cas particuliers / Hors périmètre					
Roxgold Sango	CDLM Séguéla	–	–	–	Paiement reporté par la Ste pour 1 Mds FCFA décaissé en 2025 - hors périmètre 2024/ FD CDLM non transmis
Sté des Mines de Lafigué	CDLM Lafigué	–	–	–	CDLM instauré oct. 2024 – démarrage 2025
Bondoukou Manganèse	CDLM Bondoukou	–	2 321 494	(2 321 494)	Ste Hors périmètre
Ivoire Manganèse	CDLM Kaniasso	–	–	–	Ste Hors périmètre/ FD CDLM non transmis
Lagune Exploitation Bongouanou	CDLM Bongouanou	–	–	–	Ste Hors périmètre FD/ CDLM non opérationnel en 2024
Sous-total		–	2 321 494		
TOTAL GÉNÉRAL		5 414 828 911	5 300 361 856	114 467 055	

c) Rapprochement contribution FDL déclarée vs contribution théorique

La contribution au FDL étant fixée à 0,5% du chiffre d'affaires brut, et la taxe ad valorem étant calculée sur la même assiette (6% pour l'or, 3,5% pour le manganèse et le nickel), elle constitue la base de reconstitution de la contribution théorique attendue. Les frais de transport et d'affinage représentant en moyenne 0,3% du CA brut selon les déclarations des sociétés, la correction appliquée est : CA brut = Redevance / (taux redevance × 99,7%):

OR :

Société	Redevance (M FCFA)	CA brut estimé (M FCFA)	Contribution théorique (M FCFA)	Contribution déclarée – Société (M FCFA)	Écart (M FCFA)	Commentaire
SMI (Ity)	17 564,4	293 619,3	1 468,1	1 783,8	+315,7	5 trimestres (T3/T4 2023 + T1/T2/T3 2024) - T4 2024 non couvert
Perseus Mining Yaouré	19 230,8	321 469,5	1 607,3	1 655,6	+48,3	4 trimestres dont T4 2023 - T4 2024 non couvert
Tongon SA	22 062,9	368 770,9	1 843,9	876,3	−967,6	Convention pré-2014 - base/taux à clarifier
Bonikro Gold Mine	7 394,8	123 617,0	618,1	305,1	−313,0	N+1 base 2023 - contribution 2024 due en 2025
Daapleu	548,1	9 162,5	45,8	0	−45,8	
Perseus Mining CI	935,0	15 630,1	78,2	77,9	−0,3	Conforme – T4 2024 non couvert
Agbaou Gold Operations	4 895,4	81 836,1	409,2	417,6	+8,4	N+1 - base 2023 - contribution 2024 due en 2025
Floleu	8 857,9	148 074,5	740,4	0	−740,4	CDLM non encore opérationnel : arrêté en cours de révision ; compte ouvert et alimenté, mais

Société	Redevance (M FCFA)	CA brut estimé (M FCFA)	Contribution théorique (M FCFA)	Contribution déclarée – Société (M FCFA)	Écart (M FCFA)	Commentaire
						aucun décaissement effectué.
Roxgold Sango	11 301,9	188 930,7	944,7	0	−944,7	4 trimestres 2024 - versé fév. 2025 (N+1)
Sté Minière de La Lobo	10 611,9	177 397,0	887,0	514,1	−372,9	FD non transmis par la Ste. Rapproché avec la déclaration CDLM
Hire Gold Mine	819,3	13 696,0	68,5	288,8	+220,3	N+1 - base 2023 — sur-contribution liée au déclin de production
Perseus Mining Fimbiasso	5 228,5	87 402,9	437,0	0	−437,0	Paiement est intervenu en 2025 pour 364,6 M FCFA : 4 trimestres dont T4 2023 à T3 2024 ; Les T2 et T3 2023 restent à confirmer ou à régulariser.
Lafigué	2 818,0	47 107,5	235,5	0	−235,5	CDLM instauré oct. 2024 - démarrage 2025

Taux redevance or : 6% ; Taux FDL : 0,5% du CA brut ; CA brut = Redevance / (6% × 99,7%) ; Contribution théorique = Redevance × 8,358% Sources : Formulaires ITIE 2024 DGI & DGMG & Stes; AI - Rapprochement CDLM/Sociétés 2024.

MANGANÈSE / NICKEL :

Société	Redevance (M FCFA)	CA brut estimé (M FCFA)	Contribution théorique (M FCFA)	Contribution déclarée- Stes (M FCFA)	Écart (M FCFA)	Statut
CML	62,4	1 788,7	8,9	9,7	+0,8	Quasi-conforme — T4 2023 seulement
Shiloh Manganèse	162,4	4 654,0	23,3	NC	—	FD non transmis
Bondoukou Manganèse	37,2	1 066,1	5,3	2,3	−3,0	FD non transmis par la Ste. Rapproché avec la déclaration CDLM
CMB (nickel)	633,2	18 145,6	90,7	211,1	+120,4	FD non transmis par la Ste. Rapproché avec la déclaration CDLM

Taux redevance manganèse/nickel : 3,5% — Taux FDL : 0,5% du CA brut — Contribution théorique = Redevance × 14,327% Sources : Formulaires ITIE 2024 ; Administrateur Indépendant — Rapprochement CDLM/Sociétés 2024.

La comparaison entre contributions théoriques et déclarées doit être interprétée avec prudence en raison de l'hétérogénéité des modalités de paiement entre sociétés. Trois régimes coexistent : paiement trimestriel (SMI, PMY, PMCI, Fimbiasso, Roxgold), paiement annuel en N+1 (Bonikro, Hiré, Agbaou) et paiement ponctuel (CML), ce qui implique que les contributions déclarées en 2024 ne couvrent pas systématiquement les mêmes périodes d'activité.

Néanmoins, le rapprochement fait ressortir les points de vigilance suivants :

- Tongon SA (-967,6 M FCFA, -52,5%) : le versement CDL représente moins de la moitié de la contribution théorique, écart lié à la convention pré-2014 ou la contribution CDLM n'était pas prévue, mais non vérifiable sans communication de la base contractuelle.
- Bonikro Gold Mine (-313,0 M FCFA, -50,6%) : bien que le versement corresponde au paiement N+1 de 2023, l'écart avec la contribution théorique 2024 est significatif — justification formelle requise.

- Sté Minière de La Lobo (-372,9 M FCFA, -42,0%) : contribution CDLM de 514,1 M FCFA retenue faute de FD société, inférieure de 42% à la contribution théorique sans explication disponible.
- Roxgold Sango (–944,7 M FCFA, -100%) : aucun versement déclaré en 2024. La contribution annuelle au titre de 2024 a été intégralement réalisée en février 2025 (N+1). Si ce mode de paiement annuel est contractuellement prévu, il n'est pas constitutif d'un défaut ; mais l'absence de versement infra-annuel prive le CDLM de ressources pendant toute la durée de l'exercice, ce qui constitue un point de vigilance sur l'effectivité du mécanisme FDL.
- Floleu (–740,4 M FCFA, soit –100%) : aucune contribution n'a été déclarée par le CDLM au titre de l'exercice 2024. Le compte du CDLM a été ouvert et alimenté, mais le Comité n'était pas encore installé à la clôture de l'exercice, l'arrêté interministériel portant sa création faisant l'objet d'une révision. Aucun décaissement n'a en conséquence été effectué.
- Perseus Mining Fimbiasso (–437,0 M FCFA, soit –100% sur l'exercice 2024) : Aucun versement n'apparaît dans les déclarations 2024. Un paiement de 364,6 millions FCFA serait intervenu en 2025 au titre de la période allant du quatrième trimestre 2023 au troisième trimestre 2024. Ce montant représente environ 83 % de la contribution théorique reconstituée sur la base des données annuelles de 2024. En outre, les informations disponibles ne permettent pas d'identifier un versement couvrant les deuxième et troisième trimestres 2023. La contribution correspondante, estimée à 54,3 millions FCFA, doit être confirmée ou, le cas échéant, régularisée..

d) Décaissements des CDLM - exercice 2024

Les décaissements réalisés par les CDLM au titre de l'exercice 2024 s'élèvent à 4 155,5 millions FCFA, sur la base des déclarations transmises par 12 CDLM sur 19 entités incluses dans le périmètre. Les 7 CDLM n'ayant pas transmis de déclaration (Roxgold/Séguéla, Floleu, Lafigué, Shiloh/Lagnonkaha, Ivoire Manganèse/Kaniasso, Lagune Exploitation/Bongouanou, Tongon/CDL) ne sont pas inclus dans l'analyse ci-après.

Société	CDLM	Encaissements (M FCFA)	Décaissements (M FCFA)	Taux de décaissement
Sté des Mines d'Ity	CDLM Ity-Zouan-Hounien	1 783,8	2 632,5	>100%
Perseus Mining Yaouré	CDLM Yaouré	1 657,6	537,2	32,4%
Bonikro Gold Mine	CDLM Bonikro-Divo	305,4	119,0	39,0%
Agbaou Operations	CDLM Agbaou-Divo	418,2	181,2	43,3%
Hire Gold Mine	CDLM Hiré	319,6	194,0	60,7%
Perseus Mining CI	CDLM Sissingué-Tengrela	77,9	79,3	101,7%
Sté des Mines de Daapleu	CDLM Daapleu	–	97,6	N/a
Cie Minière du Littoral	CDLM Lauzoua-Divo	10,4	59,2	>100%
Sté Minière de La Lobo	CDLM Daloa	514,1	15,4	3,0%
Bondoukou Manganèse	CDLM Bondoukou	2,3	32,3	>100%
Cie Minière du Bafing	CDLM Foumgbesso-Touba	211,1	207,8	98,4%
Perseus Mining Fimbiasso	CDLM Fimbiasso	-	-	-
Total		5 300,4	4 155,5	78,4%

Source : Déclarations ITIE CDLM

Le taux de décaissement global s'établit à 78,4%, niveau satisfaisant traduisant une capacité d'absorption globalement bonne. Les points de vigilance sont les suivants :

- CDLM Ity, Sissingué, Lauzoua-Divo, Bondoukou et Foumgbesso-Touba (**≥100%**) : décaissements supérieurs ou égaux aux encaissements 2024, témoignant d'une gestion active des ressources accumulées.
- CDLM Yaouré (32,4%), Bonikro-Divo (39,0%) et Agbaou-Divo (43,3%) : Le montant cumulé des ressources encaissées mais non décaissées pour ces trois mécanismes s'élève à 1 543,8 millions FCFA. Selon les explications fournies, ces soldes correspondent principalement à des projets en cours d'exécution pour lesquels des avances ont été versées, le paiement du solde devant intervenir après la livraison ou la réception des prestations. Cette explication devra être corroborée par l'état d'avancement des projets et les engagements restant à payer.
- CDLM Daloa (3,0%) : décaissement de 15,4 M FCFA sur 514,1 M encaissés. e faible niveau s'explique par la mise en place récente du Comité. Créé et installé en novembre 2023, celui-ci a principalement consacré l'exercice 2024 à son organisation institutionnelle, à l'élaboration de ses textes internes, à la validation du Plan de développement local et à la sélection des projets à financer. Les dépenses enregistrées au cours de l'exercice correspondent essentiellement aux frais de fonctionnement du Comité.

Le détail des décaissements des CDLM par domaine d'intervention et par genre est présenté en annexe 38.

(ii) Contributions des titulaires d'autorisations d'exploitation artisanale, semi-industrielle et de carrières industrielles

L'article 126 du Code minier impose aux titulaires d'autorisations d'exploitation artisanale, semi-industrielle et industrielle de carrières de contribuer au financement de projets socio-économiques dans leurs localités d'implantation.

Toutefois, les modalités spécifiques de collecte, gestion et affectation de ces contributions restent suspendues à la publication d'un décret d'application non encore publié. Ce vide juridique limite l'effectivité de cette obligation et ne permet pas d'en assurer le suivi dans le cadre du présent rapport.

(iii) Contributions des titulaires d'autorisations de carrières

Dans le cadre des consultations communautaires préalables à l'octroi des autorisations, les titulaires peuvent être tenus de respecter des engagements sociaux obligatoires définis dans des protocoles d'accord conclus avec les parties prenantes locales (communautés, occupants du sol, propriétaires fonciers).

Les opérations de cession ou transfert de titres constituent également une occasion, soit de formaliser de nouveaux engagements sociaux dans le cadre des actes de cession, soit d'obtenir des engagements complémentaires dans le cadre des consultations communautaires menées à cette occasion. À titre illustratif, la cession du titre AECI 0156 à Holding Delta Développement Côte d'Ivoire a prévu les engagements suivants :

Type d'acte	Société bénéficiaire	Engagements sociaux maintenus
Cession titre AECI 0156	Holding Delta Développement CI	Construction d'une école ; clôture du centre de santé de Lolobo ; façade du groupe scolaire Lolobo

Malgré l'existence d'engagements formalisés dans les protocoles d'accord et repris dans les actes d'octroi ou de cession, aucun mécanisme centralisé de suivi et de contrôle de leur mise en œuvre n'est en place. Les données relatives à ces engagements restent néanmoins accessibles par consultation des actes correspondants.

6.1.2.3 Dépenses sociales volontaires

Les entreprises minières engagent à titre volontaire des contributions RSE au bénéfice des communautés locales. Sur les entreprises incluses dans le périmètre ITIE, 9 sociétés ont déclaré des contributions volontaires pour un total de 1 920,4 millions FCFA en 2024, majoritairement en nature (89,4%) :

Tableau 116 : Paiements sociaux volontaires par société (secteur minier)

Société	Numéraire (M FCFA)	Nature (M FCFA)	Total (M FCFA)
Société des Mines d'Ity	—	1 009,7	1 009,7
Roxgold Sango	—	488,9	488,9
Agbaou Gold Operations	11,1	146,9	158,0
Bonikro Gold Mine	17,9	60,4	78,2
Perseus Mining Yaouré	60,5	—	60,5
CADERAC SA	70,7	3,2	73,9
Perseus Mining CI	24,5	—	24,5
Hire Gold Mine	3,1	7,9	11,0
Compagnie Minière du Littoral	15,7	—	15,7
Total	203,4	1 717,0	1 920,4

Source : Formulaires de déclaration ITIE 2024. Le détail par bénéficiaire figure en annexe 39.

Bénéficiaires et affectations

Les contributions couvrent des domaines variés, infrastructures routières et hydrauliques, éducation, santé, agriculture et appuis socio-culturels, concentrés dans les zones d'implantation des mines. Les principales observations sont les suivantes :

- SMI (Ity) et Roxgold Sango représentent 78,0% des contributions, intégralement en nature. Roxgold se distingue par l'approche la plus structurée, incluant des programmes d'autonomisation des femmes (270 bénéficiaires), d'entrepreneuriat et une campagne nationale de chirurgie de cataracte.
- Données genre : seules Roxgold, Hiré et Bonikro documentent des initiatives spécifiquement genrées, Roxgold est la seule à quantifier les bénéficiaires féminins. Pour les autres sociétés, aucune donnée ventilée par genre n'est disponible.
- CADERAC SA : les versements récurrents mensuels à des personnes physiques (nature et finalité non documentées) constituent un point de vigilance sur la transparence de ces contributions.

6.2 Paiements environnementaux

6.2.1Cadre institutionnel

La gestion environnementale des activités extractives en Côte d'Ivoire implique quatre institutions principales dont les mandats sont complémentaires. Chacune joue un rôle précis dans la collecte ou la gestion des paiements environnementaux déclarés dans la présente section.

Institution	Rôle principal	Lien avec les paiements environnementaux
Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et de la Transition Écologique (MINEDDTE)	Supervision de la politique environnementale nationale via la DGE et la DGDDTE.	Autorité de tutelle : valide les EIES et les plans de gestion environnementale, agrée les audits.
Agence Nationale de l'Environnement (ANDE)	Évaluation et suivi de la conformité environnementale des projets.	Perçoit les frais d'examen et d'instruction des EIES/EESS/AES (redevance pour service rendu, art. 79-80 du Code 2023 ; Décret n° 2024-595). Délivre les certificats de conformité environnementale.
Centre Ivoirien Antipollution (CIAPOL)	Contrôle des pollutions et suivi de la qualité des milieux naturels.	Percepteur direct: taxe semestrielle d'inspection et de contrôle (art. 32, Décret n° 98-43), taxe environnementale et redevance environnementale annuelle (Loi n° 2023-900).
Fonds National de l'Environnement (FNDE)	Financement des actions de protection de l'environnement et du développement durable (Décret n° 98-19 du 14 janv. 1998).	Percepteur direct (DGI, taxes n° 59-60) : taxe d'examen des études d'impact environnemental et taxes/redevances pollueur-payeur.

6.2.2 Secteur des hydrocarbures

6.2.2.1 Cadre juridique

Le cadre normatif des paiements environnementaux du secteur des hydrocarbures ivoirien repose sur une stratification de textes législatifs, réglementaires et contractuels. L'entrée en vigueur, en cours d'exercice 2024, du Décret n° 2024-595 du 26 juin 2024, premier décret d'application du nouveau Code de l'Environnement de 2023, marque une évolution réglementaire significative.

Texte de référence	Dispositions pertinentes	Obligations / paiements induits
Constitution ivoirienne	Art. 19 : droit à un environnement sain. Art. 28 : devoir de protection de l'environnement.	Fondement constitutionnel de toutes les obligations environnementales pesant sur les opérateurs.
Code de l'Environnement (Loi n° 96-766 du 3 oct. 1996)	Art. 35 : principe pollueur-payeur et principe de précaution. Arts. 39-40 : obligation d'EIES pour tout projet à impact environnemental. Art. 41 : taxe d'examen des EIES versée au FNDE. Art. 47 : redevance semestrielle d'inspection et de contrôle versée au CIAPOL	Taxe d'examen EIES → FNDE. Redevance semestrielle inspection → CIAPOL. Taxes pollueur-payeur → FNDE
Nouveau Code de l'Environnement	Art. 45 : plan de gestion environnementale et sociale obligatoire.	Frais d'instruction EIES/AES/EESS → ANDE (redevance pour service rendu). Renforcement des sanctions.

Texte de référence	Dispositions pertinentes	Obligations / paiements induits
(Loi n° 2023-900 du 23 nov. 2023)	Arts. 68-78 : cadre des évaluations environnementales et sociales (EIES, EESS, AES). Arts. 79-80 : redevance d'examen des EIES et frais d'instruction payables à l'Agence. Art. 222 : suspension ou retrait de permis en cas de danger grave pour l'environnement. Art. 238 : sanctions pénales pour l'usage du mercure.	Obligation de plan de gestion environnementale.
Décret n° 2024-595 du 26 juin 2024 - en vigueur dès le 2e semestre 2024	Remplace le Décret n° 96-894 du 8 nov. 1996. Détermine les règles et procédures applicables aux évaluations environnementales et sociales : catégories de projets soumis, délais d'instruction, modalités de l'enquête publique, tarification des redevances ANDE.	
Décret n° 98-43 du 28 janv. 1998 relatif aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)	Art. 1 : définition et classification des ICPE (usines, dépôts, chantiers, carrières, stockages). Art. 3 : autorisation préalable obligatoire du MINEDDTE pour toute ouverture d'ICPE. Art. 32 : redevance semestrielle de contrôle et d'inspection, dont l'assiette et les taux sont fixés par la loi de finances, versée au CIAPOL.	Redevance semestrielle ICPE → CIAPOL (art. 32). Frais de déclaration, renouvellement et modification des arrêtés ICPE → CIAPOL. Cotisation Plan Pollumar → CIAPOL.
Code pétrolier (Loi n° 96-669 du 29 août 1996, mod. par Ord. n° 2012-369)	Art. 49 : techniques conformes aux normes internationales de préservation. Art. 64 : réparation obligatoire des dommages causés à l'environnement. Art. 37 (mod. 2012) : constitution de provision pour coût d'abandon.	Provision pour abandon et réhabilitation des sites. Indemnisation des dommages environnementaux.
Contrats de Partage de Production (CPP) - modèle post-2012	Art. 20.7 : plan d'abandon et de réhabilitation soumis avant fin d'exploitation. Art. 20.8 : compte séquestre alimenté progressivement dès la première production commerciale.	Versements périodiques au compte séquestre de réhabilitation. Obligation applicable à ENI (CI-101/CI-802), seuls CPP post-2012 en production en 2024.
Décret n° 96-733 du 19 sept. 1996 (application Code pétrolier)	Art. 10 : notice environnementale obligatoire pour tout projet pétrolier. Art. 43 : normes environnementales sous supervision de la Commission Interministérielle Pétrolière (CIP).	Notice environnementale à la charge de l'opérateur.
Décret n° 2005-03 du 6 janv. 2005 portant audit environnemental	Audit environnemental et social obligatoire tous les trois ans pour toute installation à impact potentiel significatif sur l'environnement.	Coût de l'audit à la charge de l'exploitant. Résultats soumis à l'ANDE.

Sources : Le Décret n° 2024-595 abroge et remplace le Décret n° 96-894 du 8 nov. 1996. Les blocs pré-2012 (CI-11, CI-26, CI-27, CI-40) ne sont pas soumis à l'obligation de compte séquestre.

6.2.2.2 Typologies des paiements environnementaux

Neuf types de flux environnementaux sont identifiés dans le secteur des hydrocarbures ivoirien, fondés

sur les obligations légales, contractuelles des CPP et les initiatives volontaires. Le tableau ci-dessous les récapitule avec les montants déclarés en 2024.

Type de paiement	Caractère	Percepteur
Taxe semestrielle d'inspection et de contrôle des installations pétrolières	Obligatoire	CIAPOL
Taxe environnementale sur les installations classées (ICPE)	Obligatoire	CIAPOL
Redevance environnementale annuelle	Obligatoire	CIAPOL
Taxe d'examen des études d'impact environnemental (EIES / EESS / AES)	Obligatoire	FNDE
Taxes et redevances pollueur-payeur	Obligatoire	FNDE
Frais d'instruction et d'examen des EIES/EESS/AES (redevance pour service rendu)	Obligatoire	ANDE
Mesure compensatoire versée à un tiers non gouvernemental	Obligatoire (mesure contractuelle)	Communautés locales
Provision pour coût d'abandon — compte séquestre de réhabilitation	Obligatoire CPP post-2012	Compte séquestre dédié
Paiements volontaires en nature	Volontaire	

6.2.2.3 Paiements environnementaux

Dans le cadre du processus de collecte ITIE, toutes les sociétés du périmètre ainsi que les entités publiques récipiendaires (ANDE, CIAPOL, FNDE) ont été sollicitées pour déclarer l'ensemble de leurs paiements et recettes environnementaux, sans seuil de matérialité, en vue d'un rapprochement. L'ANDE, le CIAPOL et le FNDE n'ont pas soumis de déclaration. Les données ci-après reposent exclusivement sur les déclarations unilatérales des entreprises. Le détail complet par flux, par date et par bénéficiaire figure en Annexe 40.

Société	Total 2024 (FCFA)	Observations principales
CNR	5 337 275 (en nature)	Paiement unique en nature : reboisement de la forêt classée d'Odouin (Jacqueville). Base juridique : CPP (article non précisé). Contrats non publiés — obstacle invoqué : confidentialité. Aucune donnée genre disponible.
PETROCI Holding	48 543 600	Six (06) flux obligatoires : frais d'examen de deux EIESA versés à l'ANDE (32 050 000 FCFA, Décret n° 2024-595), redevances ICPE et Plan Pollumar au CIAPOL (11 243 600 FCFA, Loi n° 2023-900 / Décret n° 98-43), et dédommagement de 5 250 000 FCFA versé directement aux communautés de pêcheurs et mareyeuses de Grand Bassam, Assinie et Adiaké (tiers non gouvernemental). Composante féminine relevée (mareyeuses) sans quantification genre.
PETROCI CI-11	202 335	Deux versements semestriels de la taxe d'inspection CIAPOL (Décret n° 98-43, art. 32), acquittés en un paiement groupé le 09/07/2024.
FOXTROT	1 208 425	Douze (12) versements semestriels de taxe environnementale au CIAPOL — 3 sites (Jacqueville PFA, PFB, Vridi Canal).
Total	55 291 635	

Source : Déclarations ITIE ajustées des sociétés

6.2.2.4 Provisions pour coût d'abandon - État des comptes séquestres

La provision pour coût d'abandon constitue potentiellement le flux environnemental le plus significatif du secteur pétrolier. Dans tous les contrats, la charge de réhabilitation des sites incombe aux contractants et non à l'État : les provisions sont constatées dans la comptabilité des sociétés et récupérées dans les coûts pétroliers. Comme pour l'ensemble des paiements environnementaux, les données ci-dessous reposent sur les seules déclarations des sociétés, la réconciliation n'étant pas prévue dans le dispositif de collecte 2024.

a) Contrats antérieurs à 2012

Les blocs CI-11, CI-26, CI-27 et CI-40 prévoient bien une obligation de réhabilitation à la charge des contractants, dont les provisions sont comptabilisées et récupérées dans les coûts pétroliers. Toutefois, ces contrats ne prévoient pas de mécanismes formels de sécurisation financière (compte séquestre ou garantie bancaire). En cas de défaut du contractant, la disponibilité des fonds au moment requis n'est donc pas assurée.

Dans ce contexte, une attention particulière peut être portée aux blocs en phase avancée d'exploitation. La mise en place d'un dispositif de sécurisation des fonds en fin de vie pourrait être envisagée avec les contractants, sous forme d'addendum, sans remise en cause de l'équilibre économique des contrats.

Éléments complémentaires – cas du bloc CI-11 :

Les états financiers 2024 de PETROCI CI-11 indiquent :

- une provision pour démantèlement s'élevant à 23,0 milliards FCFA (contre 12,9 milliards FCFA en 2023) ;
- des fonds placés en comptes séquestres d'un montant de 14,2 milliards FCFA ;
- des **versements effectués au cours de l'exercice** de 0,7 milliard FCFA.

Sur cette base, les montants effectivement sécurisés couvrent environ 62 % de la provision comptabilisée, soit un écart non couvert d'environ 8,8 milliards FCFA en lien notamment avec l'évolution des estimations de coûts et les capacités de financement de la société.

Par ailleurs, ces informations issues des états financiers ne figuraient pas dans les déclarations ITIE de PETRCI CI-11.

b) Contrats postérieurs à 2012

Le CPP du bloc CI-802 (seul contrat disponible - le CPP CI-101 est supposé de même nature) impose à l'article 20.8 l'alimentation trimestrielle d'un compte séquestre de réhabilitation, à compter du 1er janvier de l'année suivant la première production commerciale. La phase 1 du champ Baleine ayant démarré le 27 août 2023, le premier versement était dû au 1er janvier 2024, soit quatre (04) versements trimestriels exigibles au cours de l'exercice. ENI n'a déclaré aucun versement à ce titre.

Sur la base du CPP CI-802 et par analogie avec CI-101, quatre versements trimestriels au compte séquestre étaient exigibles en 2024. ENI n'en a déclaré aucun. Il n'est pas possible de déterminer si ces versements ont été effectués sans être déclarés, ou s'ils n'ont pas eu lieu - l'ouverture même du compte séquestre n'ayant pas été confirmée par ENI ni par la DGH.

6.2.3 Secteur minier

6.2.3.1 Cadre juridique

Le secteur minier est soumis au même socle législatif transversal que le secteur des hydrocarbures, Constitution ivoirienne, Code de l'Environnement de 1996, nouveau Code de l'Environnement de 2023 (Loi n° 2023-900), Décret n° 98-43 relatif aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE) et Décret n° 2024-595 du 26 juin 2024, dont les dispositions pertinentes sont décrites en détail à la section 6.1.2.1. La présente section expose uniquement les textes spécifiques au secteur minier qui s'y superposent et génèrent des obligations de paiements propres à ce secteur.

Texte de référence	Dispositions pertinentes	Obligations / Paiements induits
Code minier — Article 140	Protection de la qualité environnementale, réhabilitation des sites exploités et préservation du patrimoine forestier. Conformité obligatoire aux normes de préservation définies par la réglementation.	Obligation générale de réhabilitation à la charge de l'exploitant.
Code minier — Article 141	Obligation de soumettre une EIES assortie d'un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) détaillant les coûts de réhabilitation. Toute modification significative du PGES doit être approuvée par les administrations minières et environnementales.	EIES et PGES obligatoires → ANDE (instruction) et MINEDDTE (validation).
Code minier — Article 144	Ouverture obligatoire d'un compte séquestre de réhabilitation dans un établissement financier de premier rang en Côte d'Ivoire, dès le début de l'exploitation. Mécanisme à deux composantes : Garantie Autonome (GA) = 80 % de la Garantie de Fermeture (GF), déposée dans les 120 jours suivant la première production commerciale ; Tranche Annuelle (T) = 20 % de la tranche annuelle versés chaque année.	Versements périodiques au compte séquestre → établissement financier dédié, sous supervision DGMG.
Code minier — Articles 145 et 148	Obligation de soumettre un Plan de Réhabilitation et de Fermeture des mines, soumis à approbation des autorités et mis à jour en cas de changement des activités. Responsabilité de l'exploitant maintenue pendant cinq (5) ans après la fermeture pour tout dommage environnemental ou accident lié aux installations.	Plan de réhabilitation actualisé. Couverture financière des dommages post-exploitation pendant 5 ans.
Décret n° 2005-03 du 6 janv. 2005 portant audit environnemental	Audit environnemental et social obligatoire tous les trois ans pour toute installation à impact potentiel significatif sur l'environnement.	Coût de l'audit à la charge de l'exploitant. Résultats soumis à l'ANDE.

6.2.3.2 Typologies des paiements environnementaux

Par rapport au secteur des hydrocarbures (cf. section 6.1.2.2), la structure des paiements environnementaux du secteur minier est globalement similaire. Une différence notable s'en distinguent : la présence d'un mécanisme de compte séquestre encadré par l'article 144 du Code minier, applicable à l'ensemble des exploitants miniers industriels dès le début de la production, et non aux seuls contrats post-2012 comme dans les hydrocarbures.

Type de paiement	Caractère	Percepteur
Taxe semestrielle d'inspection et de contrôle des installations minières	Obligatoire	CIAPOL
Taxe environnementale sur les installations classées (ICPE)	Obligatoire	CIAPOL
Redevance environnementale annuelle	Obligatoire	CIAPOL
Taxe d'examen des études d'impact environnemental (EIES / EESS / AES)	Obligatoire	FNDE
Taxes et redevances pollueur-payeur	Obligatoire	FNDE
Frais d'instruction et d'examen des EIES/EESS/AES (redevance pour service rendu)	Obligatoire	ANDE
Provision pour coût d'abandon — compte séquestre de réhabilitation	Obligatoire (art. 144 Code minier)	Compte séquestre dédié, supervision DGMG
Paiements volontaires (projets environnementaux additionnels)	Volontaire	

6.2.3.3 Paiements environnementaux déclarés

a) Méthodologie et limites de la collecte

Dans le cadre du processus de collecte ITIE, l'ensemble des sociétés du périmètre de rapprochement ainsi que les entités publiques récipiendaires (CIAPOL, ANDE, FNDE, DGMG) ont été sollicitées pour déclarer leurs paiements et recettes environnementaux, sans seuil de matérialité, en vue d'un rapprochement.

Le CIAPOL, l'ANDE, le FNDE et la DGMG n'ont soumis aucune déclaration. L'intégralité des données présentées dans cette section repose donc exclusivement sur les déclarations unilatérales des entreprises. Aucun rapprochement n'a pu être effectué pour ce secteur.

b) Paiements environnementaux en numéraire

Neuf sociétés minières ont déclaré des paiements environnementaux en numéraire pour un total de 1, 2 Mds FCFA. Ces flux se répartissent en deux natures distinctes : la taxe d'inspection et de contrôle (semestrielle, fondée sur le Décret n° 98-43, art. 32) et la taxe environnementale (fondée sur la Loi n° 2023-900), toutes deux versées au CIAPOL.

Société	Nature du flux	Montant (FCFA)	Observations
Société des Mines d'Ity (SMI)	Taxe d'inspection et de contrôle	481 138 521	*4 versements distincts. Base juridique non précisée (NC).*
Perseus Mining Yaouré (PMY)	Taxe d'inspection et de contrôle	152 121 750	*3 versements de 50 707 250 FCFA chacun, dont deux le même jour. Base juridique NC.*
Société des Mines de Tongon	Taxe d'inspection et de contrôle	226 385 475	*8 versements désagrégés par site (Carrière Ouest, Djinni, Seydou Nord, M'Bengué) et par semestre.*
Hire Gold Mine	Taxe environnementale	135 368 400	*Paiement unique. Base juridique : prescription technique CIAPOL.*
Agbaou Gold Operations SA	Taxe environnementale	78 135 000	*Paiement unique. Base juridique : prescription technique CIAPOL.*
Perseus Mining Côte d'Ivoire (PMCI)	Taxe environnementale	78 644 050	*2 versements (400 000 + 78 244 050 FCFA). Base juridique NC.*

Société	Nature du flux	Montant (FCFA)	Observations
Bonikro Gold Mine	Taxe environnementale	47 126 400	*Paiement unique. Base juridique NC.*
CADERAC SA	Taxe d'inspection et de contrôle	5 830 530	*Paiement unique. Base juridique NC.*
ROXGOLD Sango	*Nature indéterminée (NC)*	*2 630 000*	*Lié au dénombrement et calcul de carbone séquestré pour un projet de panneaux solaires. Percepteur NC.*
TOTAL		*1 207 380 126*	

NC : Information non communiquée par la société. Source : Déclarations unilatérales ITIE des entreprises - exercice 2024. Annexe 41

b) Dépenses environnementales en nature

Agbaou Gold Operations SA est la seule société du périmètre à avoir déclaré des dépenses environnementales en nature, pour un montant total de 27, 9 Millions FCFA, réparties en deux postes distincts.

Nature de la dépense	Montant (FCFA)	Base juridique déclarée
Équipements, outils et accessoires environnementaux, fournitures de sécurité, sensibilisations	12 524 400	Code du travail ivoirien, C155, R164
Travaux de réhabilitation	15 406 800	Code de l'environnement, Code minier ivoirien
TOTAL	27 931 200	

Source : Déclarations (ajustées) unilatérales ITIE des entreprises - exercice 2024.

Ces dépenses couvrent des obligations opérationnelles réglementées (équipements environnementaux, sécurité, sensibilisations) ainsi que des travaux de réhabilitation partiels en cours d'exploitation.

Elles ne constituent pas des paiements versés à une entité gouvernementale mais des dépenses directement encourues par la société pour maintenir sa conformité environnementale.

6.2.3.4 Provisions pour coût d'abandon et comptes séquestres de réhabilitation

Mécanisme de la Garantie de Fermeture (article 144 du Code minier)

L'article 144 du Code minier institue un mécanisme de garantie financière obligatoire pour tout titulaire d'un permis d'exploitation minière industrielle. Ce mécanisme est structuré autour de la Garantie de Fermeture (GF), définie comme le montant total estimé nécessaire à la réhabilitation complète du site à l'issue de son exploitation. Les fonds sont versés dans un compte séquestre ouvert auprès d'un établissement financier de premier rang en Côte d'Ivoire, sous supervision de la Direction Générale des Mines et de la Géologie (DGMG), selon deux composantes complémentaires :

- La Garantie Autonome (GA), égale à 80 % de la Garantie de Fermeture (GF), doit être déposée dans les 120 jours suivant la première production commerciale. Elle garantit la disponibilité immédiate des fonds en cas de cessation soudaine des activités ou d'abandon du site.
- La Tranche Annuelle (T), correspondant à 20 % de la tranche annuelle, est versée chaque année sur la durée de vie estimée de la mine, afin de compléter progressivement la couverture financière de la réhabilitation.

Les montants de la GF, de la GA et des tranches annuelles sont susceptibles d'être réévalués en cours d'exploitation pour refléter l'évolution des coûts réels de réhabilitation. Après fermeture de la mine, ces fonds financent la restauration du site, le suivi environnemental post-fermeture et la remise en état

des zones affectées. L'exploitant demeure par ailleurs responsable de tout dommage environnemental ou accident lié à ses installations pendant cinq (5) ans après la fermeture (articles 145 et 148 du Code minier).

Données déclarées

La DGMG n'a soumis aucune donnée relative aux comptes séquestres dans le cadre du présent exercice ITIE. Les données ci-après reposent exclusivement sur les déclarations des sociétés. Aucun rapprochement avec les états de comptes séquestres n'a pu être réalisé.

Sur l'ensemble des exploitants miniers industriels du périmètre - tous théoriquement soumis à l'obligation d'alimentation d'un compte séquestre au titre de l'article 144 du Code minier - seules trois sociétés ont déclaré des versements à ce titre :

Société	Montant déclaré (FCFA)
Société des Mines d'Ity	107 579 909
Société des Mines de Floleu	23 505 283
Société des Mines de Daapleu	7 307 692
TOTAL	138 392 884

Source : Déclarations unilatérales ITIE des entreprises - exercice 2024. Aucun détail sur la Garantie de Fermeture de référence, le taux de couverture atteint ni les modalités de calcul des tranches versées n'a été communiqué par ces sociétés.

6.2.3.5 Analyse de l'exhaustivité des données

L'analyse de la collecte 2024 met en évidence plusieurs lacunes limitant la portée des conclusions.

Paiements au CIAPOL :L'absence de déclaration du CIAPOL empêche tout rapprochement avec les montants versés par les sociétés. De plus, plusieurs entreprises n'ont déclaré aucun paiement environnemental sans justification claire, rendant impossible de distinguer entre exonération, omission ou non-conformité.

Qualification et traçabilité des flux : La plupart des sociétés n'ont pas précisé la base juridique des paiements (NC), empêchant de vérifier leur correcte qualification (taxes ou redevances).

Comptes séquestres de réhabilitation : Seules troid sociétés ont déclaré des versements, ce qui pose un problème majeur d'exhaustivité. Or, cette obligation s'applique à tous les titulaires de permis en phase de production. Cette situation suggère soit un défaut de conformité généralisé, soit un manque de suivi par la DGMG. Le niveau de non-déclaration dans le secteur minier apparaît particulièrement préoccupant, plus encore que dans les hydrocarbures.

6.3 Dépenses quasi-budgétaires

6.3.1 Définition

Le Comité National ITIE (CN-ITIE) a convenu de définir les dépenses quasi-budgétaires sur la base de la Norme ITIE et du Manuel sur la transparence des finances publiques du FMI. Ces dépenses regroupent les interventions financières effectuées par les sociétés d'État dans le secteur extractif, ainsi que leurs filiales, pour des services non commerciaux ou des projets publics, ne rentrant pas dans le cadre de leur objet social et en dehors du processus budgétaire national.

Dans le secteur extractif ivoirien, ces dépenses quasi-budgétaires peuvent inclure les catégories suivantes :

- Prêts à taux réduit : Les entreprises publiques peuvent offrir des financements à des taux d'intérêt inférieurs au marché, entraînant une charge financière indirecte, non comptabilisée dans le budget officiel.
- Remboursement de dettes publiques : Les sociétés d'État peuvent utiliser leurs fonds propres pour rembourser des dettes publiques, ce qui constitue une dépense non budgétisée.
- Opérations commerciales défavorables : Certaines entreprises publiques peuvent vendre des parts de production à des tarifs inférieurs aux prix du marché ou à perte, ce qui représente une intervention non budgétisée pour soutenir certaines politiques publiques.
- Prestations de services non commerciaux : Ce type de dépense couvre les dons et les services publics (infrastructures, services sociaux) financés directement par les entreprises publiques sauf lorsqu'ils sont réalisés dans le cadre d'une politique de Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE) approuvée par les organes de gestion des entreprises.
- Autres interventions financières : Toute autre dépense réalisée par une entreprise publique pour le compte de l'État, hors de son objet social et non intégrée au budget national, comme les subventions aux combustibles ou au remboursement de la dette nationale.

Les dépenses quasi-budgétaires recensées sont décrites en détail dans les sections suivantes du rapport.

6.3.2 Assurance des données et modalités de reportage

Les dépenses quasi-budgétaires recensées dans la présente section ont été identifiées et documentées par l'AI à partir de trois sources complémentaires : les déclarations ITIE soumises par les entités concernées (PETROCI-Holding, PETROCI CI-11, CI-Énergies, SODEMI), les états financiers des sociétés d'Etat, et les travaux de réconciliation conduits dans le cadre des exigences 4.2 et 4.3.

La démarche de l'AI a consisté, pour chaque flux identifié, à en vérifier l'existence, à en quantifier l'ampleur sur la base des données déclarées et des calculs propres de l'AI, et à en apprécier la qualification au regard de la définition convenue par le CN-ITIE.

6.3.3 Secteur des hydrocarbures

6.3.3.1 Transfert à CI-Énergies au titre des ventes de gaz de l'État

a) Cadre juridique et acteurs

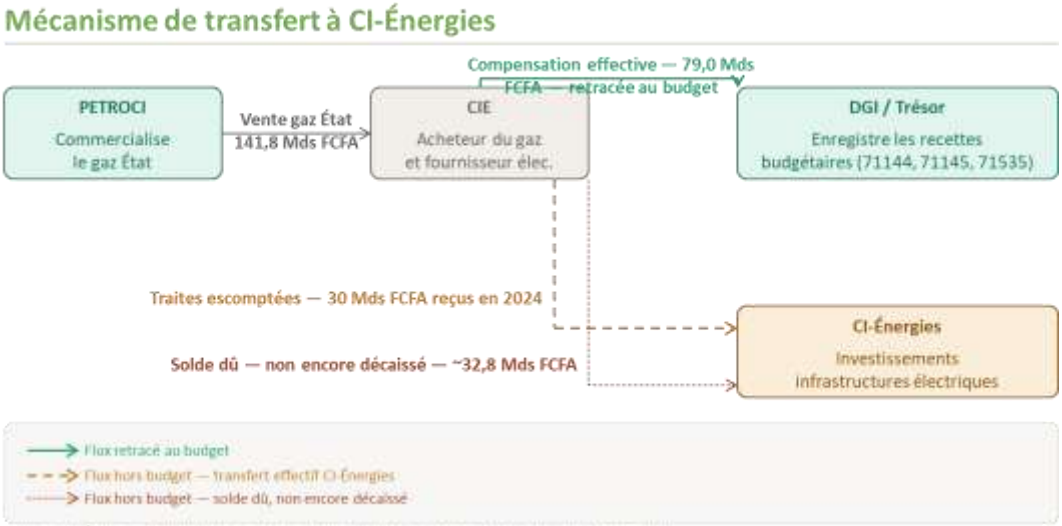
Le mécanisme repose sur le Décret n° 2012-1122 du 30 novembre 2012, complété par le Protocole du 9

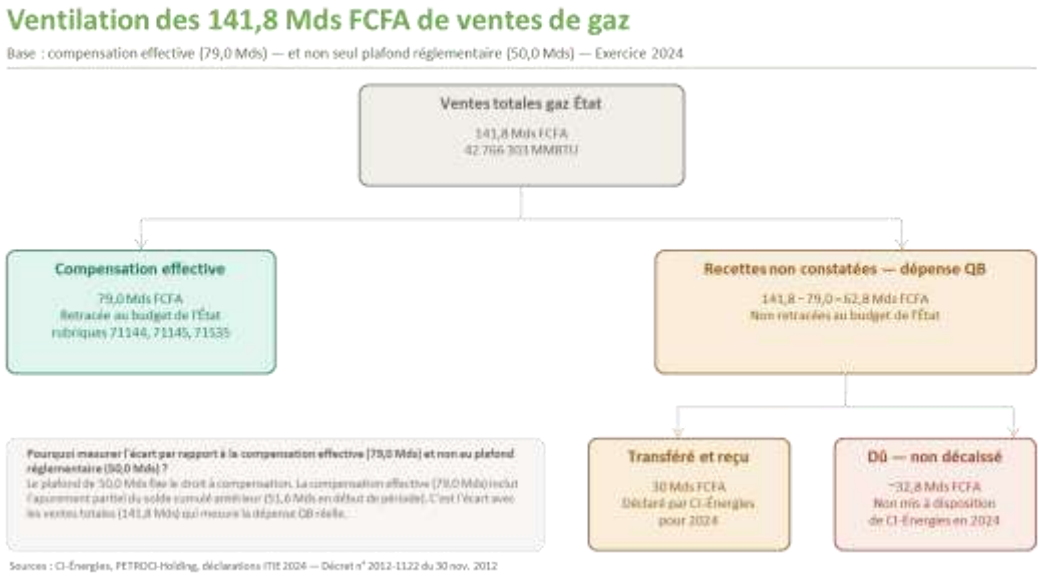
octobre 2017. Ce texte fixe à 50 milliards de FCFA le plafond annuel de compensation entre, d'une part, la dette de l'État envers la CIE au titre de la fourniture d'électricité à ses structures publiques et, d'autre part, la créance de l'État envers la CIE au titre des livraisons de gaz naturel.

La fraction des ventes de gaz excédant ce plafond est, en application de l'article 2 du décret, destinée à CI-Énergies pour financer les investissements dans les infrastructures du secteur électrique.

Quatre acteurs publics sont impliqués dans ce circuit : PETROCI-Holding, mandataire de l'État pour la commercialisation du gaz ; la CIE, acheteur du gaz et fournisseur d'électricité aux structures de l'État ; la DGI, destinataire des recettes retracées au budget ; et CI-Énergies, bénéficiaire des transferts excédentaires pour le financement des infrastructures électriques.

b) Description du mécanisme





c) Déroulement opérationnel du circuit

Le dénouement des opérations s'effectue en quatre étapes :

- Le Payeur Général du Trésor (PGT) émet un ordre de virement au profit de la CIE en règlement des factures d'électricité des structures publiques de l'État.
- Sur réception, la CIE émet un chèque à PETROCI en règlement du gaz acheté pour le compte de l'État, apurant simultanément les deux dettes croisées à concurrence du montant compensé.
- PETROCI reverse ces montants à la DGI, qui les enregistre dans les recettes budgétaires sous les rubriques 71144 (prélèvement pétrolier additionnel), 71145 (prélèvement sur la production de gaz) et 71535 (droits perçus sur l'activité de production de pétrole et gaz).
- Pour la fraction excédant la compensation effective, la CIE émet des traites au profit de CI-Énergies, que cette dernière escompte auprès des banques pour financer ses investissements dans les infrastructures du réseau électrique.

d) Impact financier en 2024

En 2024, les ventes de gaz de l'État à la CIE ont atteint 141,8 milliards de FCFA (42 766 303 MMBTU). La dépense quasi-budgétaire se mesure comme l'écart entre ce total et la fraction effectivement retracée dans les comptes publics, et non par rapport au seul plafond réglementaire de 50 milliards, lequel détermine le droit à compensation mais non l'assiette réelle du flux hors budget.

La compensation effective s'est établie à 79,0 milliards de FCFA, incluant l'apurement partiel du solde cumulé antérieur (51,6 milliards en début de période). L'écart entre les ventes de gaz et cette compensation ressort ainsi à 62,8 milliards de FCFA (141,8 − 79,0).

Nouveauté 2024 : constatation partielle au budget de l'État

Pour la première fois en 2024, une part importante de cet écart — 53,26 milliards de FCFA — a été constatée dans les recettes budgétaires de l'État, au titre de la Loi de règlement, en contrepartie du transfert au secteur de l'électricité (subvention). Ce montant est retracé parmi les recettes gazières de l'exercice (cf. section 7.2.1) et sort, de ce fait, du périmètre de la dépense quasi-budgétaire. Au total, les recettes gazières effectivement retracées dans les comptes publics atteignent donc 132,26 milliards de FCFA (79,0 de compensation + 53,26 constatés au budget).

L'écart résiduel se décompose désormais comme suit :

- 53,26 milliards de FCFA constatés pour la première fois dans les recettes budgétaires (Loi de règlement) — désormais retracés au budget et donc hors du périmètre quasi-budgétaire.
- 9,54 milliards de FCFA de reliquat (62,8 − 53,26), correspondant au solde dû à CI-Énergies au titre de l'exercice 2024 mais non encore constaté au budget ni mis à sa disposition à la date de clôture. Ce reliquat constitue seul la dépense quasi-budgétaire de l'exercice et continue d'affecter la traçabilité complète des recettes gazières.

À titre de rappel, CI-Énergies a déclaré, dans le cadre du processus ITIE, avoir mobilisé 30 milliards de FCFA en 2024 via l'escompte de traites émises par la CIE, affectés au financement des infrastructures électriques ; cette disposition de trésorerie relève de la mise en œuvre physique du circuit, distincte de la constatation budgétaire décrite ci-dessus.

e) Qualification au regard de l'exigence 6.2

Après constatation au budget de 53,26 milliards de FCFA, le flux résiduel de 9,54 milliards de FCFA remplit les trois critères constitutifs d'une dépense quasi-budgétaire au sens de la Norme ITIE et du Manuel du FMI sur la transparence des finances publiques.

Il finance une mission d'intérêt général, le développement des infrastructures électriques nationales, qui relève normalement du budget de l'État. Il est réalisé par des entités du secteur public extractif en dehors du processus budgétaire ordinaire. Et il échappe ainsi au contrôle a priori de la dépense publique, bien qu'il mobilise des recettes extractives appartenant à l'État. La constatation, pour la première fois en 2024, de 53,26 milliards de FCFA au budget marque néanmoins un progrès significatif de traçabilité, ramenant la dépense quasi-budgétaire de l'exercice de 62,8 à 9,54 milliards de FCFA.

6.3.3.2 Sous-valorisation du gaz vendu à la CIE sur les blocs CI-26 et CI-802

a) Nature du flux

Dans le cadre du mécanisme de compensation gaz/électricité, le gaz appartenant à l'État est livré à CI-Énergies à des prix implicites résultant des conditions de valorisation retenues dans la compensation. Sur deux blocs — CI-26 et CI-802 — ces prix implicites sont significativement inférieurs au prix SWAP de référence pratiqué entre l'État et les contractants privés dans les CPP. Ce différentiel constitue une subvention implicite de l'État au bénéfice du secteur électrique, non retracée dans les comptes publics.

L'AI a retenu comme référence le prix SWAP moyen (~5,76 $/MMBTU), qui reflète les prix effectivement négociés sur l'exercice 2024 et constitue la base de comparaison la plus pertinente disponible.

b) Données chiffrées

Bloc	Volume (MMBTU)	Prix CIE ($/MMBTU)	Prix SWAP réf. ($/MMBTU)	Écart ($/MMBTU)	Manque à gagner (M USD)	Manque à gagner (Mds FCFA)
CI-26	2 378 074	3,13	8,8569	−5,73	~13,6	~8,30
CI-802	405 278	4,31	5,3642	−1,05	~0,43	~0,26
Total	2 783 352	—	—	—	~14,03	~8,56

Référence de prix : prix SWAP moyen pratiqué entre l'État et les contractants en 2024. Sources : CI-Énergies, PETROCI-Holding - ITIE 2024.

Le tableau appelle deux observations. Sur CI-26, l'écart est particulièrement prononcé : le gaz est cédé à 35 % seulement de sa valeur SWAP, générant l'essentiel du manque à gagner (~8,3 Mds sur 8,56 Mds au total). Sur CI-802, la décote est plus modérée (~20 % en dessous du SWAP) mais reste défavorable à l'État.

Le manque à gagner est calculé par l'AI sur la base des volumes déclarés et des écarts unitaires constatés. Il constitue une estimation a minima, dans la mesure où le prix SWAP retenu (~5,76 $/MMBTU en moyenne) est lui-même inférieur au prix SWAP spécifique du bloc CI-26 (8,8569 $/MMBTU).

c) Limites de l'analyse

La base contractuelle justifiant ces niveaux de prix n'a pas été communiquée pour aucun des deux blocs. Sans cette information, l'AI ne peut déterminer si ces prix résultent d'engagements contractuels antérieurs, de décisions tarifaires administratives, ou d'une anomalie de valorisation dans le mécanisme de compensation.

d) Qualification au regard de l'exigence 6.2

Ce flux constitue une dépense quasi-budgétaire à deux égards : il représente une renonciation implicite à des recettes extractives de l'État, le secteur électrique bénéficiant d'un approvisionnement en gaz à un coût inférieur à sa valeur de marché, et ce différentiel n'est ni formalisé comme dépense, ni retracé dans les comptes de l'État, ni soumis à une autorisation budgétaire.

6.3.3.3 Subvention sur ventes de gaz par PETROCI CI-11

a) Constat

Les états financiers de PETROCI CI-11 font apparaître 54,43 milliards de FCFA de créances litigieuses ou douteuses, provisionnées à 100 %, sur un total de créances brutes de 76,57 milliards (71 % du portefeuille). Ces créances correspondent pour l'essentiel aux ventes de gaz à CI-Énergies.

b) Deux natures de subvention distinctes

La provision constitue une subvention actée, supportée et comptabilisée par PETROCI CI-11. Elle correspond au différentiel entre le prix de marché , base de facturation contractuelle , et le prix administré de 4,00 $/MMBTU.

PETROCI CI-11 reconnaît ainsi dans ses comptes une perte certaine, dont la charge est intégralement supportée par la société sans compensation budgétaire de l'État.

Les impayés chroniques constituent une subvention implicite. En l'absence d'échéancier de remboursement formalisé et compte tenu de l'ancienneté de ces créances, le stock non recouvré s'apparente à un financement gratuit accordé à CI-Énergies. Ce mécanisme, qui se perpétue d'exercice en exercice, représente un transfert de ressources de PETROCI CI-11 vers le secteur électrique.

c) Flux non réglés sur les ventes de pétrole brut

Au-delà des créances sur les ventes de gaz, les travaux de réconciliation révèlent qu'aucun règlement n'a été reçu au titre de la commercialisation par PETROCI CI-11 du pétrole brut du bloc CI-11 pour le compte de PETROCI Holding et de l'État, pour un montant total de 5,2 millions USD, dont 3,9 millions USD au titre de la quote-part Etat.

d) Limite de l'analyse.

Les états financiers de PETROCI CI-11, en sa qualité d'opérateur, reflètent l'ensemble des flux du bloc CI-11, y compris ceux afférents aux autres contractants. Les créances et provisions constatées ne sont donc pas nécessairement supportées en totalité par PETROCI CI-11 : une fraction est susceptible d'être répercutée sur les autres contractants du bloc, dont PETROCI Holding, à proportion de leurs intérêts respectifs. Faute de données désagrégées disponibles, l'AI n'est pas en mesure de déterminer la quote-part exacte imputable à chaque partie. Les montants présentés constituent donc une estimation globale dont le périmètre réel reste à préciser.

e) Qualification au regard de l'exigence 6.2

Les deux composantes répondent aux critères des dépenses quasi-budgétaires, selon des modalités distinctes.

La provision pour dépréciation constitue une subvention actée : elle matérialise la prise en charge par PETROCI CI-11 du différentiel entre prix de marché et prix administré, sans compensation de l'État. Elle s'apparente à une subvention sectorielle supporté par PETROCI CI-11.

Le stock d'impayés chroniques (54,43 milliards de FCFA) constitue une subvention implicite : en l'absence d'échéancier formalisé et compte tenu de l'ancienneté de ces créances, il s'apparente à un financement gratuit et reconductible accordé à CI-Énergies. Son caractère structurel, quasi stable d'un exercice à l'autre, et l'absence de tout plan d'apurement renforcent cette qualification.

Ces deux flux, non retracés dans les comptes de l'État, constituent des dépenses quasi-budgétaires au sens de l'exigence 6.2.

Au-delà de la qualification formelle, ces flux ont un impact concret et convergent sur les finances de l'État, que l'on peut résumer en trois effets distincts.

Premier effet - recettes non perçues. Les 3,9 millions USD non reversés au titre de la quote-part pétrole brut de l'État constituent des recettes extractives dues mais non encaissées à ce jour. Elles réduisent d'autant les revenus pétroliers effectifs de l'exercice 2024.

Deuxième effet - recettes bloquées. Les impayés chroniques principalement sur les ventes de gaz à CI-Énergies (54,43 milliards provisionnés) privent PETROCI CI-11 des liquidités nécessaires pour reverser à l'État sa quote-part contractuelle sur ces mêmes ventes. Les créditeurs divers envers l'État atteignent 45,17 milliards au 31/12/2024 et progressent de 25,3 % par an : il s'agit de recettes de l'État légalement dues, que PETROCI CI-11 ne peut pas payer faute d'avoir elle-même été payée par CI-Énergies.

Troisième effet - valeur patrimoniale érodée. La provision actée (différentiel prix marché / prix administré) est comptabilisée comme une perte dans les états financiers de PETROCI CI-11. Cette perte réduit la valeur de la succursale, et par consolidation celle de PETROCI Holding, société d'État détenue à 100 % par l'État. L'État supporte donc cette charge en tant qu'actionnaire, sans qu'elle soit retracée dans son budget.

En définitive, le secteur électrique public bénéficie d'un approvisionnement en gaz à des conditions inférieures au prix de marché, dont le coût est supporté en cascade par PETROCI CI-11, PETROCI Holding et in fine par l'État, sans que ce transfert soit formalisé, autorisé ou retracé dans les comptes publics.

6.3.3.4 Financement direct d'infrastructures publiques et dépenses sociales

a) Nature du flux

PETROCI-Holding et sa filiale PETROCI CI-11 financent directement des projets et actions à caractère social et public en dehors du cadre budgétaire de l'État. Ces dépenses se décomposent en deux catégories de nature distincte : la contribution au budget de la Fondation PETROCI, encadrée par une gouvernance propre, et des dépenses sociales directes réalisées sans politique formelle.

Composante	Cadre de gouvernance	Montant (M FCFA)
PETROCI-Holding		
Contribution Fondation PETROCI	Encadrée - politique sociale approuvée, gouvernance propre	942
Dépenses sociales directes	Non encadrée — sans politique formelle	663
PETROCI CI -11		
Dépenses sociales directes	Non encadrée — sans politique formelle	89
Total dons et actions sociales		1 694
Dont DQB		752

Source : Déclaration ITIE / Les EFS PETROCI-Holding 2024/PETROCI CI11. Détail des bénéficiaires des dépenses directes en annexes 42.1 et 42.2 du rapport.

b) Distinction entre les deux composantes

La contribution à la Fondation PETROCI (942 millions de FCFA) est réalisée dans un cadre de gouvernance formalisé : la Fondation dispose d'une politique sociale définie et approuvée par les organes de gestion. Elle relève à ce titre de la politique de responsabilité sociétale de l'entreprise (RSE) et n'est pas retenue comme dépense quasi-budgétaire au sens de la définition convenue.

Les dépenses sociales directes (752 millions de FCFA) ont en revanche été engagées par PETROCI-Holding et PETROCI -CI 11 sans cadre formel équivalent. Elles bénéficient à des tiers extérieurs aux deux entreprises dans des domaines relevant normalement de la sphère publique (projets d'infrastructures, actions sociales). Le détail des bénéficiaires figure en annexe 42.1 et 42.2 du rapport.

c) Divergence constatée sur les dons de PETROCI CI-11

Les états financiers de PETROCI CI-11 font apparaître un montant total de dons accordés en 2024 de 345,9 millions de FCFA, soit un écart de 256,2 millions de FCFA par rapport aux 89,7 millions détaillés dans la déclaration ITIE.

L'AI a retenu, à titre conservateur, le montant déclaré dans la déclaration ITIE (89,7 millions de FCFA) comme base de calcul de la dépense quasi-budgétaire. Si l'écart venait à être réconcilié et si les dons non détaillés relevaient de la même nature, le montant total des dépenses quasi-budgétaires de la présente section serait porté à ~1 008,9 millions de FCFA.

c) Qualification au regard de l'exigence 6.2

Les dépenses sociales directes de PETROCI Holding (663 millions de FCFA) et de PETROCI CI-11 (89 millions de FCFA) constituent une dépense quasi-budgétaire au sens de l'exigence 6.2 : elles représentent un financement de projets publics ou sociaux par une société d'État du secteur extractif, réalisé en dehors du processus budgétaire ordinaire et sans encadrement formel. L'absence de politique formelle est précisément ce qui les distingue des dépenses RSE, et ce qui justifie leur classification dans cette catégorie plutôt que comme dépenses sociales ordinaires de l'entreprise.

6.3.3.5 Absence de rémunération sur l'avance de trésorerie de 50 Mds FCFA consentie à la DGI

a) Nature du flux

Le 31 décembre 2024, PETROCI Holding a consenti à la Direction Générale des Impôts une avance de 50 milliards de FCFA, matérialisée par un protocole d'accord de transaction, remboursable par prélèvements sur la part État des enlèvements de brut du champ Baleine au cours de l'année 2025. À la différence des autres financements contractés par PETROCI en 2024 (tableau 26, section 2.6.1.7), qui portent tous un taux d'intérêt explicite, le protocole ne prévoit aucune rémunération de cette avance.

b) Traitement dans le présent rapport

Le déblocage étant intervenu le dernier jour de l'exercice 2024, cette opération est mentionnée dans le présent rapport à titre indicatif et informatif, afin d'assurer la continuité du suivi de ce flux d'un exercice à l'autre. Elle n'a toutefois aucun impact financier sur l'exercice 2024 : l'avance n'a été immobilisée que pour un jour au titre de cette période, et le remboursement contractuel est lui-même prévu sur l'exercice 2025.

C'est donc au titre de l'exercice 2025 qu'il conviendra d'estimer la dépense quasi-budgétaire réelle supportée par PETROCI Holding, correspondant à l'absence de rémunération de cette avance sur tout ou partie de l'année, une fois connus (i) le calendrier effectif des compensations opérées et (ii) le solde

restant dû à la clôture de cet exercice.

c) Limites de l'analyse

Le protocole d'accord ne précise aucun taux d'intérêt ni indemnité de retard. L'AI n'a pas eu accès, à la date d'élaboration du présent rapport, à l'état détaillé des compensations opérées en 2025 ni au solde restant dû. Il est recommandé que le rapport ITIE 2025 quantifie la dépense quasi-budgétaire correspondante sur la base des données de compensation réelles de cet exercice.

d) Qualification au regard de l'exigence 6.2

Cette absence de rémunération est susceptible de constituer une dépense quasi-budgétaire au sens de la catégorie « prêts à taux réduit » définie en section 6.3.1, dans la mesure où PETROCI Holding renoncerait implicitement à un revenu financier au bénéfice de l'Administration fiscale, en dehors du processus budgétaire ordinaire. Sa quantification et sa confirmation définitive relèvent toutefois de l'exercice 2025.

6.3.4 Secteur minier

a) Constat général

Les travaux de l'AI n'ont pas permis d'identifier de dépense quasi-budgétaire au sens de l'exigence 6.2 dans le secteur minier pour l'exercice 2024. La SODEMI n'a pas déclaré de flux répondant aux critères de la définition convenue par le CN-ITIE.

b) Divergence constatée sur les dons de la SODEMI

Toutefois, l'analyse des états financiers de la SODEMI révèle un montant total de dons accordés en 2024 de 136,6 millions de FCFA, qui n'apparaît pas dans la déclaration ITIE de l'entité. Les bénéficiaires déclarés dans les états financiers incluent des communautés villageoises, des autorités administratives et coutumières, ainsi que le personnel de la société.

c) Appréciation de l'AI

En l'absence du détail des bénéficiaires et des conditions dans lesquelles ces dons ont été accordés, l'AI ne dispose pas des éléments suffisants pour qualifier ces 136,6 millions de FCFA au regard de l'exigence 6.2. Deux situations sont possibles. Si ces dons ont été accordés dans le cadre d'une politique RSE formalisée et approuvée par les organes de gestion de la SODEMI, ils n'entreraient pas dans le champ des dépenses quasi-budgétaires. S'ils ont été accordés sans cadre formel , à l'instar des dépenses directes de PETROCI-Holding et PETROCI CI-11 , ils devraient être retenus comme tels.

6.4 Contribution du secteur extractif à l'économie

La présente section rend compte de la contribution des industries extractives - mines industrielles, hydrocarbures et exploitation artisanale - à l'économie nationale de la Côte d'Ivoire pour l'exercice fiscal 2024. Les données sont issues des comptes nationaux provisoires (ANSTAT), des déclarations collectées dans le cadre du présent rapport ITIE et des données administratives des ministères sectoriels.

6.4.1 Contribution au Produit Intérieur Brut (PIB)

En 2024, le PIB au prix courant de la Côte d'Ivoire est estimé à 52 821 milliards de FCFA (données provisoires ANSTAT/DCN). Conformément au périmètre de la Norme ITIE, qui couvre les industries extractives stricto sensu — pétrole & gaz et exploitation minière hors raffinage et soutien —, la contribution des industries extractives au PIB national s'établit à 1 543 milliards de FCFA, soit 2,92 % du PIB en 2024, contre 2,52 % en 2023 (+0,40 point de pourcentage).

Cette progression de +25,1 % en valeur sur un an (et de +36,1 % sur deux ans, depuis 1 134 Mds FCFA en 2022) est portée par deux dynamiques concomitante: la montée en régime du champ pétrolier Baleine, qui propulse le sous-secteur pétrole & gaz à 693 milliards de FCFA (+15,1 %), et la forte expansion du secteur aurifère industriel, qui porte les autres minerais à 850 milliards de FCFA (+34,7 %), dans un contexte de cours mondiaux de l'or particulièrement favorables.

Figure 11 : Contribution du secteur extractif au PIB national — 2022 à 2024 (Mds FCFA et %)

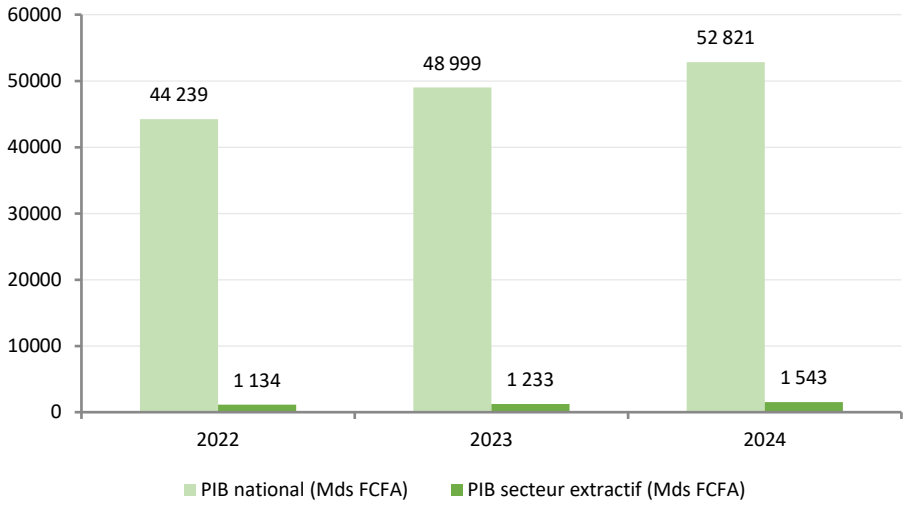


Tableau 117 : Contribution du secteur extractif au PIB National (en milliards de FCFA)

Composante (Mds FCFA)	2022	2023	2024 (p)	Var. 23/24	% PIB 2024
Pétrole et gaz	596	602	693	+15,1 %	1,31 %
Autres minerais	538	631	850	+34,7 %	1,61 %
Sous-total industries extractives (ITIE)	1 134	1 233	1 543	+25,1 %	2,92 %
Raffinage	*759*	*819*	*799*	*-2,4 %*	*1,51 %*
Soutien extractif	*649*	*773*	*904*	*+16,9 %*	*1,71 %*
Total ANSTAT élargi	*2 542*	*2 825*	*3 246*	*+14,9 %*	*6,14 %*
PIB national total	44 239	48 999	52 821	+7,8 %	100 %

Source : ANSTAT/DCN – Comptes Nationaux Provisoires 2024, base 2015. (p) Données provisoires. Valeurs en milliards de FCFA. Note : Le périmètre ITIE couvre les branches 'Pétrole et gaz' et 'Autres minerais'. Le raffinage et le soutien extractif sont présentés pour mémoire, conformément à la nomenclature ANSTAT, mais sont hors du périmètre de l'Exigence 6.3 de la Norme ITIE.

Note sur le secteur informel - Exploitation Minière Artisanale et à Petite Échelle (EMAPE)

L'EMAPE constitue un pan significatif du secteur extractif dont la valorisation dans les comptes nationaux reste partielle du fait de sa nature informelle. Selon le Plan d'Action National (PAN, 2023), le secteur produit plus de 17 tonnes d'or par an et mobilise environ 500 000 orpailleurs artisanaux répartis sur 29 des 31 régions du pays. Sa contribution réelle au PIB est sous-estimée dans les statistiques officielles.

Lors des réunions de printemps des institutions de Bretton Woods (Washington, 16 avril 2026), le ministre des Mines, du Pétrole et de l'Énergie a indiqué qu'environ **142 tonnes d'or échapperaient** chaque année aux circuits formels, représentant un manque à gagner estimé à 4 600 milliards FCFA. Ces données constituent des estimations indicatives des flux non tracés.[74]

Ces éléments illustrent l'importance de la contribution non captée de l'EMAPE et soulignent les enjeux liés à sa formalisation. À cet égard, des initiatives sont en cours, notamment à travers le projet planetGOLD (2023–2028).

6.4.2 Contribution aux recettes publiques

Les revenus budgétaires générés par les industries extractives (impôts sur les bénéfices, redevances superficiaires, droits de sortie, part État sur production, dividendes et autres taxes) représentent une source structurelle de financement de l'État.

Figure 12 : Recettes publiques extractives par sous-secteur — 2022 et 2024 (Mds FCFA)

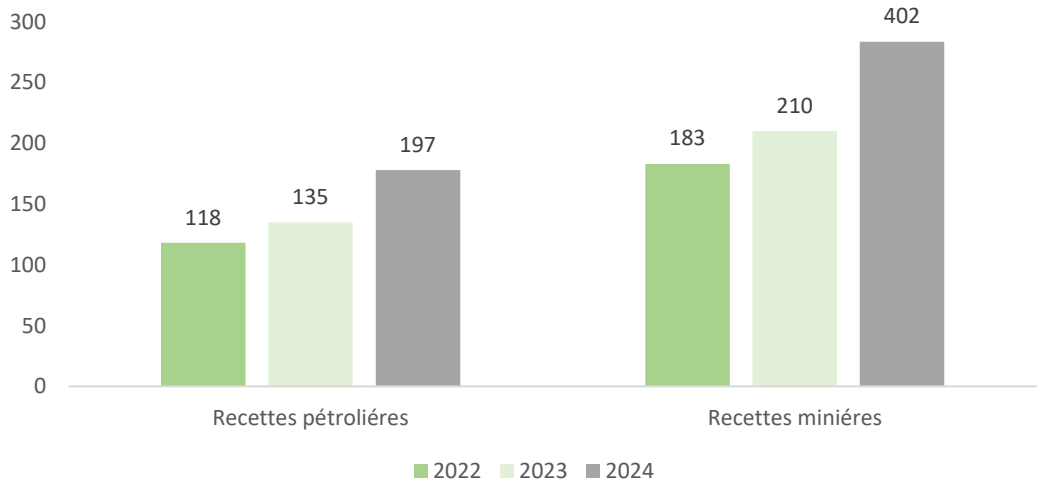


Tableau 118 : Contribution des revenus extractifs aux recettes de l'État (en milliards de FCFA)

Indicateurs (Mds FCFA)	2022	%	2023	%	2024	%	Var.
Ressources intérieures de l'État	4 732	–	5 204	–	6 034	–	–
Total recettes secteur extractif (*)	301	6,36%	345	6,63%	652	10,81%	+4,45
dont recettes pétrolières	118	2,49%	135	2,59%	250	4,14%	+1,65
dont recettes minières	183	3,87%	210	4,04%	402	6,66%	+2,79

Source : Données ITIE Côte d'Ivoire ;Direction Générale du Budget et des Finances (DGBF)- Lois de règlement 2022-2024

Les recettes budgétaires issues du secteur extractif sont passées de 301 milliards FCFA en 2022 à 345 milliards FCFA en 2023, puis à 652 milliards FCFA en 2024, soit une hausse cumulée de 117 % sur la

[74] https://www.gouv.ci/actualite/gouvernance-de-lor-artisanal-la-cote-divoire-appelle-a-une-tracabilite-mondiale-pour-stopper-les-flux-illicites-1000

période. Cette évolution traduit un renforcement significatif de la contribution du secteur extractif aux ressources intérieures de l'État, dont la part est passée de 6,36 % en 2022 à 10,81 % en 2024.

La croissance observée en 2024 est portée par le secteur minier, dont les recettes atteignent 402 milliards FCFA, représentant 6,66 % des ressources intérieures de l'État contre 3,87 % en 2022, ainsi que par la forte progression des recettes pétrolières, passées de 118 milliards FCFA en 2022 à 250 milliards FCFA en 2024, soit une contribution de 4,14 % des ressources intérieures. Cette dernière progression tient notamment à la constatation, pour la première fois en 2024, des ventes de gaz non recouvrées (53,26 Mds) parmi les recettes budgétaires.

Le secteur minier demeure ainsi la principale source de revenus extractifs en Côte d'Ivoire sur la période sous revue.

Pression fiscale et élasticité du système fiscal extractif

Les ratios présentés ci-après mesurent la capacité du système fiscal ivoirien à capter la rente extractive générée par le secteur. La pression fiscale sectorielle est définie comme le rapport entre les recettes budgétaires collectées auprès du secteur et la valeur de la production sectorielle correspondante — indicateur retenu par le FMI et la Banque mondiale pour évaluer l'efficacité des régimes fiscaux extractifs.

Les données de production sont issues de la DGH (hydrocarbures) et de la DGMG (mines) ; les recettes budgétaires proviennent des déclarations DGI, DGTCP et DGMG compilées dans le cadre du présent rapport.

Tableau A — Pression fiscale sectorielle : recettes État / valeur de la production

Ratio	Méthode de calcul	2024
Pression fiscale — secteur minier	Recettes budgétaires minières / Valeur production	~18 %
Pression fiscale — secteur pétrolier	Recettes budgétaires pétrolières / Valeur production	~25 %
Pression fiscale globale extractive	Recettes extractives totales / Valeur production totale (mines + hydrocarbures)	~21 %
Dépendance extractive	Recettes extractives / Ressources intérieures État (DGBF)	10,21 %

Tableau B — Calcul de l'élasticité fiscale recettes / cours des matières premières

Paramètre	Calcul	Valeur
Variation prix or LBMA 2023→2024	(2 386 - 1 943) / 1 943	+22,8 %
Variation recettes minières 2023→2024	(402 - 210) / 210	+91,4 %
Élasticité brute recettes minières / prix or	+91,4 % / +22,8 %	~4,0
Correction effet volume (production +18 %)	(91,4 % - 18 %) / 22,8 %	~3,2
Variation prix pétrole Brent 2023→2024	Quasi-stable (-3 % en moyenne)	~0
Variation recettes pétrolières 2023→2024	(250,4 - 135,2) / 135,2	+85,2 %

Analyse

Secteur minier

La pression fiscale minière progresse de ~17 % (2023) à ~18 % (2024), restant significativement inférieure aux benchmarks régionaux. Cette sous-captation s'explique par trois failles structurelles : une taxe ad valorem à taux fixe dont l'effet réformé (+2 pts en 2025) est résorbé dès 2026 ; un IS sous-recouvré de -70,3 Mds FCFA (-44 % vs modélisation AI) concentré sur Yaouré et Abujar+La Lobo ; et l'absence de mécanisme de dividende prioritaire pour l'État (-14,8 Mds non perçus sur quatre groupes majeurs). La marge cumulée investisseurs 2026-2030 atteindra 21 999 M USD contre 14 291 M USD pour l'État (ratio 1,54:1).

Secteur pétrolier :

La pression fiscale pétrolière ressort à ~25 % en 2024 en intégrant les 53,26 Mds de gaz non recouvrées ; sur une base strictement encaissée elle reste à ~20 %, en deçà du benchmark régional (30-50 %). Cette comparaison doit toutefois être nuancée. Trois facteurs structurels expliquent ce niveau sans qu'une sous-captation avérée puisse être conclue sans analyse approfondie :

- Récupération des coûts de développement : avec 1,7 Md USD de coûts Baleine Phase 1 en cours de récupération et le démarrage de la Phase 2 fin 2024, l'État se trouve mécaniquement en phase de faible profit oil ,situation normale dans le modèle CPP, appelée à se normaliser avec l'amortissement progressif des investissements.
- Conditions contractuelles négociées : les termes des CPP, partage de profit oil, plafond cost oil , bonus, ont été négociés dans un contexte de risque exploration élevé. Leur évaluation requiert une analyse plus complète dépassant le périmètre du présent rapport.
- Absence d'audits de coûts : avec 0 % de réalisation en 2024, l'État ne dispose pas d'une vérification indépendante des imputations au cost oil, limitant sa capacité à valider la conformité des coûts récupérés.

6.4.3 Contribution aux exportations nationales

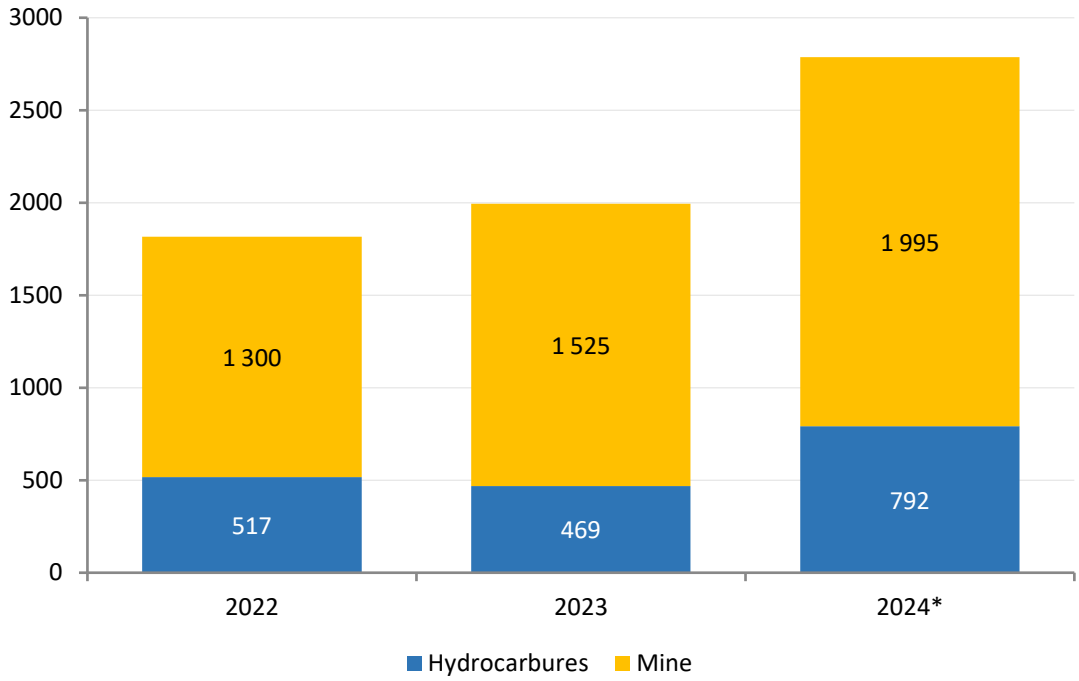
Le secteur extractif constitue le deuxième pilier des exportations ivoiriennes, après les produits agricoles. Les exportations de mines et pétrole atteignent 2 787 Mds FCFA en 2024, soit 22,4 % des exportations totales, contre 17,9 % en 2022, progression de 4,5 points en deux ans.

Un seuil historique : la Côte d'Ivoire franchit le critère export du statut de pays riche en ressources naturelles

Ce franchissement de 22,4 % est analytiquement significatif. Le FMI définit un pays comme riche en ressources naturelles dès lors que ses ressources naturelles représentent au moins 20 % de ses exportations totales ou 20 % de ses recettes publiques. La Côte d'Ivoire franchit en 2024 le critère export (22,4 % > 20 %) pour la première fois, sous l'effet conjugué de la montée en régime de Baleine et de la hausse des cours de l'or. Le critère fiscal (recettes extractives / ressources intérieures : 9,38 %) reste en deçà du seuil de 20 %, le statut est franchi sur un critère, en cours de consolidation sur l'autre.

L'expérience africaine montre que les pays ayant atteint ce seuil lors du supercycle 2004-2014 ont souvent consommé la rente sans diversifier leurs actifs, s'exposant à une vulnérabilité accrue aux chocs de prix. Ce constat renforce l'urgence d'un cadre de gestion macroprudentielle des recettes, rôle que le FSD-CI, créé le 15 avril 2026, est appelé à jouer.

Figure 13 : Exportations du secteur extractif — 2022 à 2024 (Mds FCFA)



22,4 %
des export. totales 2024

+39,7 %
hausse export. 2023→2024

+33,5 %
hausse or 2023→2024

Tableau 119 : Contribution du secteur extractif aux exportations nationales (en milliards de FCFA)

Produit (Mds FCFA)	2022	2023	2024 (p)	Contrib. 2024
Total exports biens & services	10 166	10 383	12 439	100,0 %
EXPORTATIONS MINES ET PETROLE	1 817	1 994	2 787	22,4 %
MINES (total)	1 300	1 525	1 995	16,0 %
Or, platine & argent raffiné	1 191	1 427	1 906	15,3 %
Minerais de manganèse	52.3	42.5	39.7	0,3 %
Minerais de nickel	56.1	51.7	35.3	0,3 %
Autres produits d'extraction	0.79	3.2	13.8	0,1 %
PETROLE (total)	517	469	792	6,4 %
Pétrole brut	517	469	792	6,4 %
Gaz naturel	–	–	–	0,0 %

Source : ANSTAT/DCN 2026 & Rapport Annuel BCEAO 2024. Valeurs en milliards de FCFA. (p) Données 2024 provisoires.

6.4.4 Contribution à l'emploi

6.4.4.1 Emploi dans le secteur extractif - données ANSTAT

Conformément au périmètre de la Norme ITIE, la contribution à l'emploi des industries extractives couvre les branches Pétrole & gaz et Autres minerais. Selon les comptes nationaux provisoires de l'ANSTAT/DCN, ces deux branches ont employé 153 463 personnes en 2024, soit **1,26 % de l'emploi** national estimé à 12,2 millions de personnes, contre 1,09 % en 2023.

Cette évolution correspond à une hausse de 24,5 % des effectifs. Elle est principalement observée dans la branche « Autres minerais », dont les emplois passent de 122 264 à 152 302 (+24,6 %). Toutefois, en l'absence de désagrégation détaillée, il n'est pas possible de distinguer la part respective de l'activité minière industrielle et de l'exploitation artisanale (EMAPE) dans cette progression.

Le sous-secteur pétrole & gaz enregistre également une hausse (+16,1 %), avec 1 161 emplois contre 1 000 en 2023, en lien notamment avec la montée en régime du champ Baleine.

À titre indicatif, le périmètre élargi de l'ANSTAT — incluant le raffinage et les activités de soutien (hors champ ITIE) - s'élève à 157 359 emplois, soit **1,29 % de l'emploi national**.

Figure 14 : Évolution de l'emploi extractif 2015–2024 et répartition 2024 (ANSTAT)

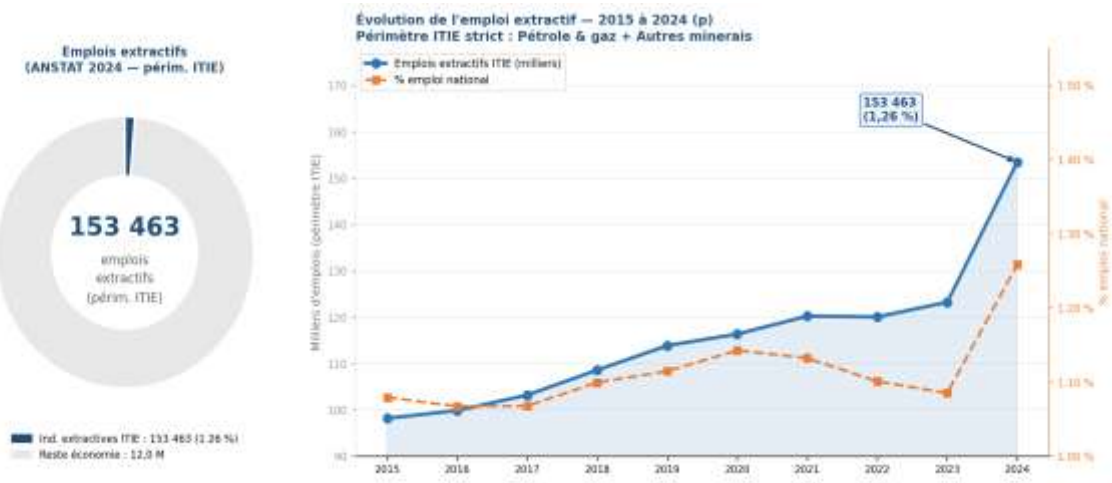


Tableau 120 : Contribution des industries extractives à l'emploi national (ANSTAT 2022–2024)

Indicateur (nombre d'emplois)	2022	2023	2024 (p)	Var. 23/24	% nat. 2024
Effectif national total	**10 906 k**	**11 356 k**	**12 195 k**	**+7,4 %**	**100 %**
Pétrole & gaz	964	1 000	**1 161**	**+16,1 %**	0,010 %
Autres minerais	119 111	122 264	**152 302**	**+24,6 %**	1,249 %
Sous-total industries extractives (ITIE)	**120 075**	**123 264**	**153 463**	**+24,5 %**	**1,259 %**
Raffinage	*1 145*	*1 211*	*1 182*	*-2,4 %*	*0,010 %*
Soutien extractif	*2 207*	*2 322*	*2 714*	*+16,9 %*	*0,022 %*
Total ANSTAT élargi (pour mémoire)	*123 427*	*126 797*	*157 359*	*+24,1 %*	*1,290 %*

Source : *ANSTAT/DCN – Comptes Nationaux Provisoires 2024. (p) Données provisoires. Périmètre ITIE : branches Pétrole & gaz et Autres minerais. Raffinage et soutien extractif présentés pour mémoire (hors périmètre Norme ITIE).*

6.4.4.2 Emplois directs déclarés - données ITIE

Les sociétés du périmètre de réconciliation ont été sollicitées afin de reporter leurs données relatives à l'emploi, ventilées par genre et par statut. Au total, 18 sociétés minières et 8 pétrolières ont soumis ces informations, représentant respectivement ≈ 87 % de la production minière et 100 % de la production pétrolière en 2024.

Les sociétés déclarantes ont rapporté un total de 10 458 emplois directs. Ces données sont ventilées par genre, catégorie professionnelle et nationalité, offrant ainsi un niveau de détail complémentaire aux statistiques agrégées de l'ANSTAT.

Toutefois, ces informations demeurent non exhaustives, dans la mesure où elles couvrent uniquement les entités déclarantes du périmètre ITIE.

Tableau 121 : Emplois directs par genre, statut et type de société (données ITIE) - 2024

Genre / Statut	Soc. Pét. Ivoriennes	Soc. Pét. Étrangères	Soc. Min. Ivoriennes	Soc. Min. Étrangères	S/Total Hommes	S/Total Femmes	Total
Permanents	914	125	4 090	307	**5 436**	**619**	**6 055**
Contractuels	5	3	4 291	23	**4 322**	**81**	**4 403**
Total Hommes	**919**	**128**	**8 381**	**330**	**9 758**	–	**93,3 %**
Total Femmes	**94**	**7**	**586**	**13**	–	**700**	**6,7 %**
TOTAL GÉNÉRAL	**1 013**	**135**	**8 967**	**343**	**9 758**	**700**	**10 458**

Source : Données collectées dans le cadre de la conciliation ITIE 2024. Détail par société en Annexes 43.1 et 43.2.

Secteur minier

Les sociétés minières déclarent 9 310 emplois directs, dont **96 % d'Ivoiriens**, pour une masse salariale totale de 88,67 milliards FCFA.

L'emploi est majoritairement **masculin (≈94 % d'hommes contre ≈6 % de femmes)**, les femmes étant principalement concentrées dans les emplois permanents intermédiaires.

Les **postes d'exécution et intermédiaires dominent**, avec une part importante de contrats non **permanents (≈47 % des effectifs)**.

Malgré leur faible part dans les effectifs (≈4 %), les expatriés concentrent 33 % de la masse salariale, reflétant leur présence dans les fonctions d'encadrement supérieur.

Secteur pétrolier

Les sociétés pétrolières déclarent 1 148 emplois directs, dont **88 % d'Ivoiriens**, pour une masse salariale totale de 45,51 milliards FCFA.

L'emploi est majoritairement **masculin (≈88 % d'hommes contre ≈12 % de femmes)**, les femmes étant principalement présentes dans les emplois permanents intermédiaires.

Les contrats non permanents restent marginaux (moins de 1 % des effectifs), traduisant une structure d'emploi largement stabilisée.

Malgré leur part limitée dans les effectifs (≈12 %), les expatriés concentrent environ 29 % de la masse salariale, en lien avec leur positionnement dans les fonctions d'encadrement et techniques.

6.4.4.3 Emploi dans le secteur EMAPE (informel)

Selon le Plan d'Action National (PAN, 2023), l'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE) mobilise environ 500 000 orpailleurs, dont près de 300 000 dans les régions du nord.

Ces emplois, majoritairement informels, ne sont pas captés dans les statistiques officielles de **l'emploi**, notamment celles de l'ANSTAT (157 359 emplois dans le secteur extractif élargi).

Par ailleurs, les autorités ivoiriennes ont indiqué qu'environ **142 tonnes d'or échapperaient chaque** année aux circuits formels, représentant un manque à gagner estimé à 4 600 milliards FCFA (déclaration du ministre des Mines, Banque mondiale, avril 2026). Ces chiffres constituent des estimations indicatives des flux non tracés.

Ces éléments illustrent l'importance du secteur EMAPE en termes d'emploi et d'activité économique, ainsi que les enjeux liés à sa formalisation et à la traçabilité des flux, dans un contexte marqué par des circuits commerciaux transfrontaliers.

6.4.5 Régions et zones clés de production

6.4.5.1 Secteur des hydrocarbures

En 2024, la Côte d'Ivoire compte six (6) blocs pétroliers en production - CI-11, CI-26, CI-27, CI-40, CI-101 et CI-802 - tous situés dans la zone offshore du Golfe de Guinée. Le champ Baleine (blocs CI-101 et CI-802), opéré par Eni et PETROCI Holding, est le principal moteur de la croissance de la production nationale.

Figure 15 : carte des bloc pétroliers



6.4.5.2 Secteur minier industriel

Figure 16 : Carte des mines industrielles

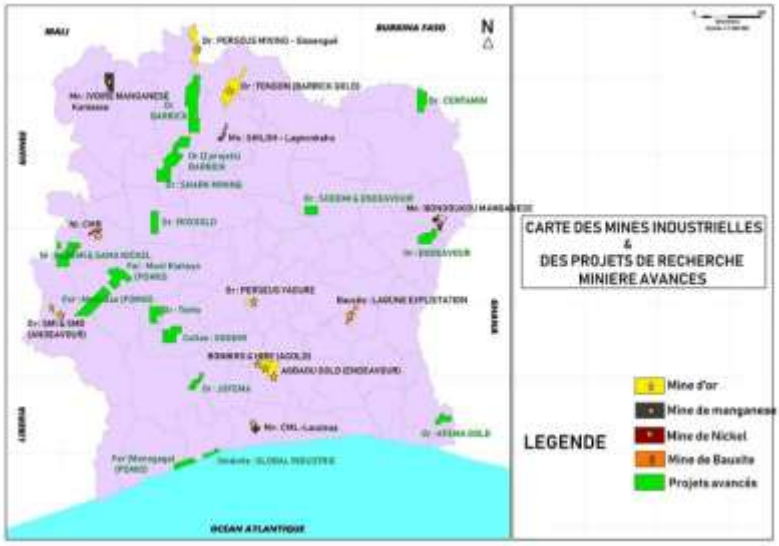


Tableau 122 : Principales zones de production minière industrielle — 2024

Ressource	Mine / Site	Région / Localisation
Or	Tongon	Nord (Hambol)
	Ity (CIL)	Sud-Ouest (Cavally)
	Yaouré	Centre-Ouest (Bélier)
	Agbaou	Centre-Ouest (Hiré, Lôh-Djiboua)
	Bonikro	Centre (Ifou)
	Abujar	Centre-Ouest (Haut-Sassandra, Daloa)
	Lobo	Centre-Ouest (Haut-Sassandra, Daloa)
	Séguéla	Centre-Ouest (Worodougou)
	Lafigué	Nord (Hambol, Dabakala)
	Guitry	Sud (Lôh-Djiboua)
Manganèse	Bondoukou (BMSA)	Est (Gontougo)
	Kaniasso	Nord-Ouest (Folon)
	Lagnonkaha (Shiloh)	Nord (Poro)
	Guitry (CML/Lauzoua)	Sud (Lôh-Djiboua)
Nickel	Foungbesso-Moyango	Ouest (Biankouma-Touba)
Bauxite	Bongouanou	Centre-Est (Moyen-Comoé)
	Bénéné (Daoukro)	Centre-Est (N'Zi)
Colombo-tantalite	Issia	Centre-Ouest (Haut-Sassandra)

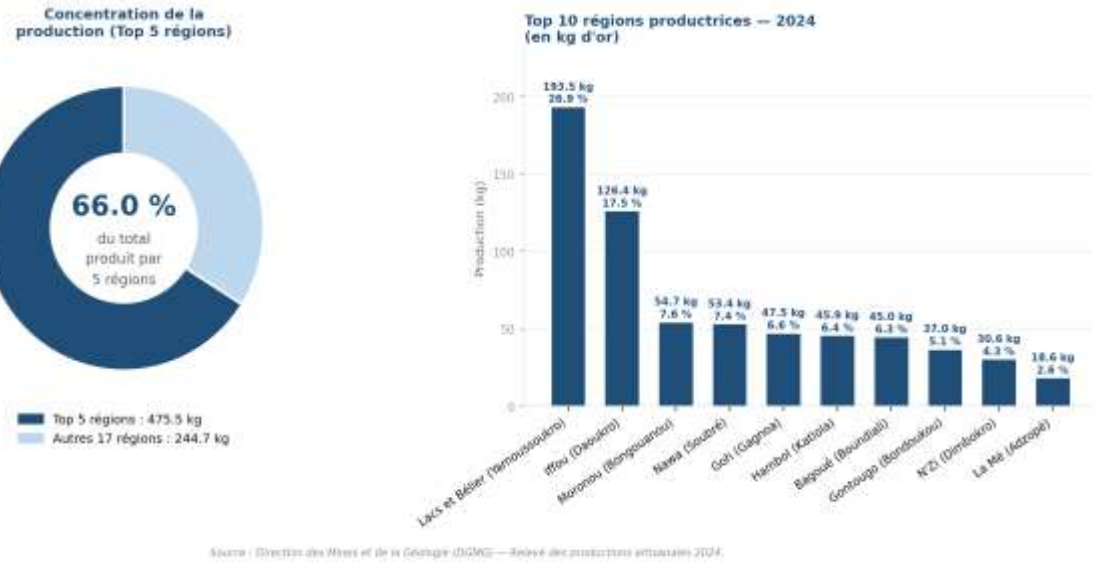
Source : MMPE, DGMG ·

6.4.5.3 Exploitation artisanale (EMAPE)

En 2024, la DGMG a enregistré une production d'or artisanal et semi-mécanisé de 720,3 kg, répartie dans 22 des 27 régions administratives. Aucune production formelle n'a été déclarée dans les régions d'Agneby-Tiassa, Béré, Sud-Comoé, Guémon et Cavally.

Ces volumes ne reflètent toutefois qu'une partie de la production réelle. À titre de comparaison, le ministre des Mines a estimé en 2026 que 142 tonnes d'or échappent chaque année aux circuits formels en Côte d'Ivoire, illustrant l'ampleur du secteur informel et les enjeux de formalisation.

Figure 17 : Concentration de la production et Top 10 régions productrices — 2024



Source : Direction des Mines et de la Géologie (DGMG) — Relevé des productions artisanales 2024.

6.5 Impact environnemental et social

La Côte d'Ivoire, dont le secteur extractif constitue l'un des moteurs essentiels de la croissance économique, a progressivement bâti un cadre réglementaire visant à gérer et atténuer les impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière et pétrolière. La présente section, expose les dispositions légales et administratives en vigueur, les mécanismes de délivrance des permis environnementaux, les programmes de réhabilitation, les pratiques de suivi et de contrôle, ainsi que les reformes en cours ou planifiées.

6.5.1 Cadre juridique et réglementaire

a) Architecture législative

La gestion des impacts environnementaux et sociaux du secteur extractif ivoirien repose sur une architecture réglementaire articulant textes constitutionnels, sectoriels et règlementaires.

Texte de référence	Dispositions clés	Portee pour le secteur extractif
Constitution de 2016	Art. 27 : droit à un environnement sain garanti à tous les citoyens	Fondement constitutionnel de toute obligation environnementale opposable à l'Etat et aux entreprises
Loi n 96-766 du 3 oct. 1996 - Code de l'Environnement (ancien)	Cadre général de protection ; obligation d'EIES ; régime des installations classées	Texte de base pour les obligations d'évaluation et de suivi ; abrogé mais applicable aux projets en cours selon dispositions transitoires

Texte de référence	Dispositions clés	Portee pour le secteur extractif
Décret n 96-894 du 8 nov. 1996	Règles et procédures applicables aux EIES : TDR, enquête publique, approbation	Définit les étapes d'élaboration, de validation (15 jours) et d'approbation (2 mois) des EIES
Décret n 2005-03 du 6 jan. 2005	Obligation d'audit environnemental tous les 3 ans	Concerne toutes les entreprises sources de pollutions potentielles, dont les societes extractives
Loi n 96-669 modifiée - Code Pétrolier (Ordonnance n 2012-369)	Art. 18 : obligations environnementales contractuelles ; Art. 82 : transparence et préservation des générations futures	Impose plans d'abandon, comptes séquestres et conformité aux standards internationaux via les CPP
Loi n 2014-138 du 24 mars 2014 - Code Minier	Art. 138 : EIES obligatoire ; Art. 144-148 : réhabilitation, compte séquestre, responsabilite post-fermeture	Cadre sectoriel le plus complet pour la gestion environnementale minière
Loi n 2014-390 du 20 juin 2014	Orientation sur le développement durable	Intègre les objectifs de durabilité dans les politiques sectorielles des mines et hydrocarbures
Loi n 2023-900 du 23 nov. 2023 - Nouveau Code de l'Environnement	Art. 10 : 12 principes référentiels (non-régression, precaution, pollueur-payeur, etc.) ; Art. 55-58 : nouvelles institutions ; Art. 68-80 : évaluations environnementales ; Titre V : sanctions renforcées	Refonte complète ; s'applique aux mines, plateformes pétrolières, carrières (art. 7) ; période transitoire de 2 ans

Sources : Constitution ivoirienne (2016) ; JOCI n 14 du 3 oct. 1996 (Code Environnement) ; Décret n 96-894 du 8 nov. 1996 ; Décret n 2005-03 du 6 janv. 2005 ; Loi n 96-669 du 29 aout 1996 modifiée ; Loi n 2014-138 du 24 mars 2014 ; Loi n 2014-390 du 20 juin 2014 ; Loi n 2023-900 du 23 nov. 2023.

b) Principes référentiels de la Loi n 2023-900 applicables au secteur extractif

L'article 10 de la Loi n 2023-900 pose 7 principes référentiels que toute personne physique ou morale doit respecter lors de la planification ou de l'exécution d'actes pouvant avoir un impact sur l'environnement. Pour le secteur extractif, les plus pertinents sont :

Principe (art. 10)	Contenu	Application au secteur extractif
1. Précaution	En cas de risques graves ou irréversibles, l'absence de certitude scientifique ne justifie pas le report des mesures préventives	Oblige les opérateurs à agir même en l'absence de preuve définitive de dommage (ex : pollutions sous-marines diffuses)
2. Non-régression	L'Etat a l'obligation de faire en sorte que les règles de protection de l'environnement ne subissent pas de reculs	Interdit toute révision législative ou contractuelle qui affaiblirait les obligations environnementales des sociétés extractives
3. Prevention	Mise en œuvre des meilleures techniques disponibles a un cout économiquement acceptable	Impose aux mines et plateformes pétrolières d'adopter les meilleures technologies pour réduire leurs impacts
4. Pollueur-payeur	Toute personne causant des dommages à l'environnement est soumise à une taxe ou redevance et assume les mesures de remise en état	Les sociétés extractives supportent les couts de dépollution et de réhabilitation des sites dégradés
5. Responsabilité élargie du producteur	Obligation aux fabricants et importateurs de prendre en charge les déchets issus de leurs activités	Les entreprises minières et pétrolières sont responsables de la gestion

Principe (art. 10)	Contenu	Application au secteur extractif
		complète des déchets de leurs opérations
6. Redevabilité	Obligation de rendre compte des décisions et actions en toute transparence aux populations et parties prenantes	Fonde les obligations de reporting et de divulgation publique des données environnementales dans les rapports ITIE
7. Non-discrimination	Interdiction de traiter moins favorablement une personne en raison du genre, handicap, âge, etc., dans les évaluations environnementales	Intègre la dimension de genre dans toutes les évaluations d'impact (EIES, AES, EESS)

Source : Loi n 2023-900 du 23 novembre 2023 portant Code de l'Environnement, article 10.

c) Dispositions clés du Code Minier (2014)

Le Code Minier de 2014 est le texte de référence le plus complet pour la gestion des impacts dans l'industrie minière. Il impose notamment :

- L'EIES préalable : tout demandeur de permis d'exploitation industrielle ou semi-industrielle doit soumettre une Etude d'Impact Environnemental et Social a l'approbation conjointe des administrations des Mines et de l'Environnement (article 138).
- Le Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) : le titulaire est tenu d'exécuter le PGES approuve, incluant un plan de réhabilitation et une estimation des couts (article 139).
- La réhabilitation et la fermeture (art. 144-148) : compte séquestre obligatoire, plan de fermeture soumis avec l'EIES, responsabilité civile maintenue 5 ans post-fermeture — voir détail en section 6.4.5.a.
- L'interdiction du travail des enfants dans toutes les activités minières (article 120).
- La protection du patrimoine forestier et la réhabilitation des sites dégradés (article 140).

d) Dispositions clés du Code Pétrolier (1996, modifie 2012)

L'article 18 (nouveau) de l'Ordonnance n 2012-369 impose que chaque contrat pétrolier définisse :

- Les obligations de protection de l'environnement tout au long des opérations pétrolières ;
- Un Plan d'Abandon et de Restauration des sites, avec mise à jour annuelle (détail des modalités en section 6.4.5.b) ;
- Des obligations d'emploi local, de formation et d'œuvres sociales au bénéfice des communautés riveraines.

L'article 82 (nouveau) affirme que la gestion des ressources pétrolières doit se faire dans la transparence et prendre en compte la protection de l'environnement et les intérêts des générations futures.

6.5.2 Rôles et responsabilités des institutions gouvernementales

Plusieurs institutions assurent de manière complémentaire la mise en œuvre de la réglementation environnementale dans le secteur extractif.

Institution	Missions principales	Rôle spécifique dans le secteur extractif
Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et de la Transition Ecologique (MINEDDTE)	Elaboration des politiques environnementales ; supervision générale	Autorité de tutelle ; approuve les EIES et les audits ; prend les mesures en cas de non-conformité
Agence Nationale de l'Environnement (ANDE)	Evaluation des EIES ; délivrance des certificats de conformité ; organisation des enquêtes publiques	Guichet unique pour les évaluations environnementales ; valide les TDR et contrôle les rapports
Bureau d'Etudes d'Impact Environnemental (BEIE) - intègre à l'ANDE	Vérification de la conformité technique des rapports d'EIES	Contrôle la qualité des EIES soumises par les opérateurs extractifs
Centre Ivoirien Antipollution (CIAPOL)	Contrôle des pollutions ; suivi des milieux naturels (eau, air, sol) ; surveillance maritime	Surveille les émissions et rejets ; opère le Plan POLLUMAR ; déploie drones et satellites pour la détection des pollutions
Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie (MMPE)	Tutelle du secteur extractif ; délivrance des titres miniers et pétroliers	Co-approuve les EIES minières ; supervise les obligations environnementales contractuelles
GS-LOI / Brigade Speciale de Surveillance et d'Intervention (BSSI)	Lutte contre l'exploitation minière illégale	Démantèlement des sites illégaux ; prévention des pollutions liées à l'orpaillage clandestin

Sources : Décret n 97-393 du 9 juill. 1997 (ANDE) ; Décret n 91-662 du 9 oct. 1991 (CIAPOL) ; Arrête n 00996 du 28 oct. 2007 (UNIPOL) ; Loi n 2023-900 art. 55-59 ; Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie (MMPE).

Evolution institutionnelle issue de la Loi n 2023-900 (art. 55-59)

- Nouvelle Agence autonome (art. 55) : la Loi n 2023-900 crée une Agence dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, chargée de conduire les procédures d'évaluation environnementale et sociale, de coordonner les rapports nationaux, d'appuyer les collectivités territoriales et de contrôler la mise en œuvre de la responsabilité élargie des producteurs. Elle remplace l'ANDE dans ses missions d'évaluation.
- Police de l'environnement (art. 56-58) : une Police de l'environnement est créée pour faire respecter les dispositions juridiques relatives à la protection de l'environnement. Ses agents (police nationale, gendarmerie, eaux et forêts, fonctionnaires agrées) prêtent serment et exercent leurs pouvoirs sur l'ensemble du territoire national, y compris dans les zones d'exploitation extractive. Les attributions sont précisées par décret en Conseil des Ministres.
- Structure de veille environnementale (art. 59) : une structure technique opérationnelle est mise en place pour assurer la veille environnementale, le suivi de la qualité des milieux récepteurs (eau, air), la conservation de la nature et la gestion des déchets industriels et chimiques issus notamment du secteur extractif.

Note : La période transitoire de 2 ans prévue par la Loi n 2023-900 implique que l'ANDE continue d'exercer ses fonctions jusqu'à la mise en place effective de la nouvelle Agence et de ses décrets d'application.

6.5.3 Permis et licences environnementaux

a) Le Certificat de Conformité Environnementale

Toute entreprise extractive doit obtenir un certificat de conformité environnementale avant le démarrage de ses activités. Ce certificat est délivré par l'ANDE a l'issue d'une procédure rigoureuse :

Etape	Contenu	Delai réglementaire
1. Elaboration des Termes de Reference (TDR)	L'ANDE élabore, en concertation avec le promoteur, le cadre méthodologique de l'EIES	15 jours à compter de la demande
2. Réalisation de l'EIES	Un bureau d'études agrée conduit l'evaluation ; 2/3 d'experts locaux requis minimum	Variable selon la complexité du projet
3. Enquête publique	L'ANDE organise les réunions publiques ; les PV signes sont joints au rapport	30 jours minimum de mise à disposition publique
4. Validation et approbation	Analyse et approbation par l'ANDE et le Ministère ; délivrance de l'arrête d'autorisation	2 mois (le silence vaut approbation)
5. Délivrance du certificat	L'ANDE délivre le certificat si le projet est juge environnementalement viable	A l'issue de l'approbation

Sources : Décret n 96-894 du 8 nov. 1996, art. 5-9 et 15 ; Arrête n 00972 du 14 nov. 2007 (TDR) ; Loi n 2023-900 art. 68-80.

b) Obligations spécifiques par secteur

Secteur minier : en application de l'article 138 du Code Minier, tout demandeur soumet simultanément une EIES, un Plan de Fermeture et de Réhabilitation et un PGES assortis d'indicateurs de suivi et d'une estimation des couts.

Secteur des hydrocarbures : l'article 10 du Décret n 96-733 impose une notice environnementale pour toute autorisation de projet pétrolier. Les obligations détaillées de réhabilitation et d'abandon (plan, compte séquestre CPP, Cost Oïl) sont présentées en section 6.4.5.b.

6.5.4 Evaluations de l'impact environnemental, social et de genre (EIES)

Les évaluations environnementales et sociales constituent l'instrument central de la gestion préventive des impacts dans le secteur extractif ivoirien. Leurs contenus couvrent les impacts physiques (eau, air, sol, biodiversité), sociaux (déplacements, moyens de subsistance, sante communautaire) et les dimensions de genre et de droits humains. Le nouveau Code de l'Environnement (Loi n 2023-900) modernise et élargit ce système.

a) Les trois outils d'évaluation issus de la Loi n 2023-900 (art. 71)

Outil (art. 71)	Définition	Champ d'application dans le secteur extractif
Evaluation Environnementale et Sociale Stratégique (EESS) - art. 72	Evaluation des impacts des politiques, plans et programmes en amont des projets	S'applique aux politiques sectorielles minières et pétrolières, aux schémas regionaux d'exploitation et aux plans nationaux de mise en valeur des ressources extractives
Etude d'Impact Environnemental et Social (EIES) - art. 74	Evaluation détaillée des impacts d'un projet sur les milieux naturel et humain ; prend en compte les changements climatiques, les risques radiologiques et de catastrophes	Obligatoire pour toute mine industrielle, plateforme pétrolière ou carrière importante ; classement des projets par ampleur des impacts
Audit Environnemental et Social (AES) - art. 76-78	Evaluation de la conformité d'une activité par rapport à la règlementation en vigueur ; aussi requis pour les activités en phase de cessation	Obligatoire périodiquement pour toutes les installations extractives assujetties à l'évaluation ; et spécifiquement lors de la fermeture ou de l'abandon des installations

L'article 62 de la Loi n 2023-900 dispose que les installations d'exploration ou d'exploitation des ressources naturelles, notamment les ressources minières, pétrolières et gazieres, sont tenues de se conformer aux normes de qualité et aux meilleures technologies disponibles.

b) Catégorisation des projets extractifs

Catégorie	Instrument requis	Procédure applicable
Projets a risque élevé (mines industrielles, puits pétroliers, plateformes offshore)	EIES complète (art. 74 Loi n 2023-900)	TDR valides par l'Agence (ex-ANDE) + évaluation complète par bureau agrée + enquête publique + approbation ministérielle
Projets a risque modère ou impacts facilement identifiables (art. 75)	EIES simplifiée ou Notice d'Impact Environnemental et Social	Procédure allégée ; mesures d'atténuation généralement connues

Catégorie	Instrument requis	Procédure applicable
Projets a risque faible	Constat d'Exclusion Catégorielle	Debat de 30 jours ; reclassification possible si impacts négatifs significatifs détectes

Sources : Décret n 96-894 du 8 nov. 1996, Annexe II ; Loi n 2023-900 art. 72-75.

c) Accessibilité publique des EIES

En application de l'article 15 du Décret n 96-894 et de l'article 13 de la Loi n 2023-900, les rapports définitifs des EIES doivent être accessibles au public. Cependant, en pratique, aucune plateforme gouvernementale de divulgation en ligne n'existe à ce jour en Côte d'Ivoire.

Etat de l'accessibilité des documents environnementaux

- Absence de portail gouvernemental : l'ANDE/MINEDDTE ne publie aucune EIES, arrête d'approbation ni rapport de suivi PGES sur internet. La consultation se fait uniquement sur place et sur demande écrite.
- Rapports d'audit non publics : le Décret n 2005-03 ne prévoit pas la publication des rapports d'audit environnemental, accessibles aux seules autorités compétentes.
- Droit à l'information (art. 12-13, Loi n 2023-900) : ces articles consacrent le droit d'information sur l'état de l'environnement et imposent de faciliter l'accès aux données relatives aux évaluations environnementales. Ces dispositions restent à pleinement mettre en œuvre.

d) Recensement des EIES et rapports environnementaux accessibles en ligne

En l'absence de portail gouvernemental, seules les sociétés cotées en bourse soumises à des obligations de transparence publient volontairement leurs EIES et rapports de durabilité. Le tableau ci-dessous recense les documents identifies à la date du présent rapport :

Mine / Projet	Société	Type de document	Statut accès	URL d'accès
Yaoure (or)	Perseus Mining	EIES complète (2018, MAJ) + 39 annexes thématiques (FR/EN)	Publie en ligne par la société	https://perseusmining.com/documentation-sur-la-durabilite/?lang=fr
Sissengue (or)	Perseus Mining	EIES approuvée 2015 (FR et EN)	Publie en ligne par la société	https://perseusmining.com/documentation-sur-la-durabilite/?lang=fr
Bloc CI (offshore)	Foxtrot International / MIGA Banque mondiale	EIES complète soumise à l'ANDE, publiée via MIGA	Accessible via base documentaire MIGA	https://www.miga.org/sites/default/files/archive/Documents/Etude_EImpact_Environnemental_Social_Block_CI.pdf
Ity (or)	Endeavour Mining	EIES existante ; rapport RSE groupe publie	EIES non en ligne ; RSE groupe : https://endeavourmining.com/esg/	https://edv-14806-s3.s3.eu-west-2.amazonaws.com/files/4917/2008/1818/2023-endeavour-sustainability-report-web-vf.pdf

Mine / Projet	Société	Type de document	Statut accès	URL d'accès
Bonikro / Agbaou (or)	Allied Gold	EIES existantes ; RSE groupe publiée	RSE publiée au niveau groupe ; EIES non accessible	https://www.alliedgold.com/sustainability
Baleine phases 1 et 2 (pétrolier)	ENI / PETROCI Holding	Rapport de durabilité 2024 publie (RSE) ; EIES non publiée	RSE publiée au niveau groupe ; EIES non accessible	https://www.eni.com/en-IT/sustainability.html

Source : recensement ITIE CI 2024 base sur les sites officiels des sociétés, la base documentaire MIGA et le questionnaire adresse aux entreprises.

Les réponses détaillées des sociétés concernant leurs EIES et PGES sont présentées en Annexe 2 du présent rapport.

6.5.5 Programmes de réhabilitation, de déclassement et de fermeture

a) Secteur minier

Le Chapitre VII du Code Minier (articles 144 à 148) constitue le cadre légal complet :

Obligation	Disposition légale	Modalités
Compte séquestre de réhabilitation	Article 144	Ouvert dès le début de l'exploitation dans une banque de premier rang ; les sommes versées sont déductibles fiscalement
Plan de fermeture et de réhabilitation	Article 145	Soumis avec l'EIES ; couvre : nettoyage, démontage, réhabilitation environnementale, suivi post-fermeture, reconversion du site ; révisable en cas de changement majeur
Suivi environnemental post-fermeture	Article 145	Obligatoire ; modalités définies dans le plan de fermeture
Responsabilité civile post-exploitation	Article 148	Maintenue pendant 5 ans après la fermeture effective du site

Source : Loi n 2014-138 du 24 mars 2014 portant Code Minier, Chapitre VII, articles 144 à 148.

b) Secteur des hydrocarbures

Les Contrats de Partage de Production (CPP) des Blocs CI-401, CI-501, CI-801 et CI-802 imposent au Contracteur des obligations complètes d'abandon et de restauration. Le tableau ci-dessous en présente les modalités essentielles :

Obligation	Contenu et modalités
Responsabilité du Contracteur	Démantèlement complet, retrait des installations et restauration du site a son état d'origine, conformément à la réglementation ivoirienne et aux standards internationaux. Abandon définitif des puits sous inspection et agrément du Gouvernement.
Plan d'Abandon et de Restauration	Soumis dès le plan de développement initial ; mis à jour annuellement dans les Programmes Annuels de Travaux.
Compte séquestre (art. 20.8 CPP)	Compte portant intérêts, cogère Gouvernement-Operateur, dans une banque notée AA-/Aa3 minimum. Provisions trimestrielles dès le début de la production commerciale. Contributions calculées selon la formule CACS (cout estime de l'abandon, provisions déjà versées, production et réserves restantes).
Insuffisance / surplus	En cas d'insuffisance : le Contracteur finance le complément. En cas de surplus : partage entre l'Etat et le Contracteur selon le dernier CPP.
Récupérabilité (Cost Oil)	Les provisions versées au compte séquestre sont des Couts Pétroliers recouvrables sur la production du Contracteur.

Obligation	Contenu et modalités
Reprise par l'Etat	Si le Gouvernement conserve les installations à l'expiration du contrat, le solde du compte séquestre lui est intégralement transfère ; il assume alors la responsabilité d'abandon futur.

Source : CPP Blocs CI-401, CI-501, CI-801 et CI-802, art. 20.8 ; Ordonnance n 2012-369 (Code Pétrolier).

Comparaison mines / hydrocarbures

Critère	Secteur minier	Secteur pétrolier
Base légale	Code Minier, art. 144-148	CPP art. 20.8 ; Code Pétrolier
Plan	Fermeture + réhabilitation (avec EIES)	Plan d'Abandon + Restauration (avec plan de dev.)
Mise à jour	Si changement substantiel	Annuellement
Compte séquestre	Banque de premier rang (CI)	Banque AA-/Aa3, cogère Etat-Operateur
Alimentation	Charges fiscales déductibles	Provisions trimestrielles (Cost Oïl)
Responsabilité post-clôture	5 ans (art. 148)	Transférée à l'Etat si reprise des installations

Sources : Loi n 2014-138 art. 144-148 ; CPP Blocs CI-401, 501, 801, 802 art. 20.8 ; Ordonnance n 2012-369.

6.5.6 Audit environnemental

Conformément au Décret n 2005-03 du 6 janvier 2005, l'audit environnemental est exigé tous les trois ans pour les entreprises et installations potentiellement sources de pollutions. Toute personne physique ou morale impactée peut saisir le Ministre de l'Environnement pour en demander la réalisation.

Acteur	Rôle dans le processus d'audit
ANDE	Supervision, vérification et validation des rapports d'audit soumis par les entreprises
Ministère de l'Environnement (MINEDDTE)	Approbation des rapports ; prise de mesures en cas de non-conformité constatée
Entreprises extractives	Réalisation des audits tous les 3 ans ; mise en œuvre des mesures correctives prescrites
Citoyens / Associations	Droit de saisine du Ministre pour demander la réalisation d'un audit en cas de préjudice

Note : Le Décret n 2005-03 ne prévoit pas explicitement la publication des rapports d'audit, ce qui limite la transparence publique par rapport aux EIES, consultables sur demande.

6.5.7 Pratiques de suivi environnemental et social

a) Surveillance des milieux naturels

Le CIAPOL assure le suivi de la qualité des milieux à travers son Réseau National d'Observation. Il dispose notamment :

- D'un système de surveillance satellitaire et par drones pour la détection des pollutions marines et côtières, notamment dans le contexte de l'expansion pétrolière offshore (gisement Baleine) ;
- Du Plan POLLUMAR, plan d'urgence pour les pollutions accidentelles en mer, en lagune et zones côtières (Décret n 98-42 du 28 janv. 1998), avec des exercices annuels réunissant plus de 200 points focaux ;
- De l'UNIPOL (Unite de Police pour la Lutte contre la Pollution), chargée de la constatation et de la répression des infractions.

b) Incidents environnementaux recenses (2022-2024)

- *Pollutions pétrolières marines et lagunaires* : cinq incidents de faible ampleur recensés entre 2022 et 2024 (Jacqueville, Canal de Vridi/Port-Bouët, Port d'Abidjan, plages de Mohamed, Assouindé et Assinie), tous sous le seuil de déclenchement du Plan POLLUMAR. Sanctions applicables : art. 235 et 246 de la Loi n°2023-900.
- *Contamination cyanurée — mine d'Ity (juin 2024)* : dans la nuit du 22 au 23 juin 2024 (~4h30), une vanne défectueuse sur les canalisations drainant les eaux usées de l'usine vers la station de traitement TSF1 de la Société des Mines d'Ity (Endeavour Mining) a cédé, entraînant un déversement de boue cyanurée dans un affluent du fleuve Cavally (Zouan-Hounien). Une mission conjointe CIAPOL/Administration des Mines (Directions régionale et départementales de Man, Danané et Guiglo), dépêchée du 27 au 28 juin 2024, a constaté que la pollution était avérée et a procédé à des prélèvements (eaux de surface, sols, sédiments et poissons morts) en amont et en aval de la zone impactée, y compris sur des produits agricoles consommés (manioc). Des mesures de prise en charge des populations ont été engagées : ravitaillement en eau potable et suivi médical des probables malades. Une seconde mission conjointe, le 10 juillet 2024, a confirmé la réparation de la vanne et la maîtrise de la pollution par l'opérateur.
- Point de vigilance : les résultats d'analyse des échantillons prélevés par le CIAPOL, sollicités à deux reprises par la DGMG (3 juillet puis dans le cadre du suivi du dossier), restaient indisponibles plus de trois mois après l'incident (note DGMG du 9 octobre 2024) — une mission de contrôle destinée à clôturer le dossier ayant été annoncée le 20 septembre 2024, sans que son issue ne soit documentée dans les pièces transmises à ce jour.

d) Diligences du CN-ITIE

Le CN-ITIE a sollicité la Direction Générale des Mines et de la Géologie (courrier n°3011 du 17 juillet 2024) sur les mesures environnementales et sociales prises à la suite de la pollution du fleuve Cavally, dans la perspective de la validation ITIE 2025 du pays. La DGMG a répondu le 9 octobre 2024 en transmettant le détail des actions menées, résumées au point (b) ci-dessus.

Sources officielles et documentaires :

Pollutions pétrolières : CIAPOL, communique officiel (interview DG CIAPOL, Agence Ivoirienne de Presse, janvier 2026) , Note DGMG du 9 octobre 2024 à l'attention du Président du CN-ITIE ; courriers

DGMG-CIAPOL du 3 juillet 2024 (réf. 4683) et DGMG-Endeavour Mining du 20 septembre 2024 (réf. 7196) ; Contamination cyanure : communiqué AIP,

Nouvelles obligations de suivi issues de la Loi n 2023-900 :

- Art. 59 : une structure technique opérationnelle est mise en place pour la veille environnementale et le suivi de la qualité des milieux récepteurs (eau, air), du renforcement de la politique de conservation de la nature et de la gestion des déchets industriels et chimiques.
- Art. 85 : les évaluations environnementales des politiques, plans et projets extractifs doivent désormais inclure des stratégies d'adaptation et d'atténuation aux changements climatiques.
- Art. 87 : l'Etat publie tous les 3 ans des rapports sur les changements climatiques, incluant les inventaires nationaux des émissions par sources (dont le secteur extractif) et les absorptions par les puits.
- Art. 129 : les installations classées (dont mines, plateformes pétrolières, carrières - art. 7) fournissent aux services d'inspection des rapports périodiques sur leur situation environnementale, hygiénique et sanitaire, ou des déclarations semestrielles de leurs déchets.
- Art. 137 : les installations classées doivent réaliser tous les 5 ans des études de danger, indiquant un plan d'opération interne ou un plan d'urgence simplifie, testes avec les autorités compétentes.
- Art. 134 : les activités de recherches minières et les carrières doivent être préalablement autorisées dans le respect des exigences environnementales et sanitaires, et leur exploitation doit se faire selon la méthode de gestion écologiquement rationnelle.

b) Lutte contre l'orpaillage illégal et ses impacts environnementaux[75]

L'orpaillage illégal constitue l'une des principales menaces environnementales (déforestation, pollution au mercure et au cyanure, érosion des sols). L'Etat a renforcé son dispositif de contrôle :

- Création en 2021 du Groupement Special de Lutte contre l'Orpaillage Illégal (GS-LOI) et installation d'une base de la Brigade Speciale de Surveillance et d'Intervention (BSSI) a Noe en janvier 2024 ;
- Démantèlement de plus de 1 900 sites illégaux et 728 personnes déférées devant les tribunaux (2023-2025) ;
- Déploiement de drones de surveillance pour la détection des activités illicites ;
- Dispositif de surveillance transfrontalière conjoint Cote d'Ivoire-Ghana pour la protection des fleuves Bia et Tano ;

[75] Sources : Portail officiel de l'économie ivoirienne (economie-ivoirienne.ci) ; Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie — https://www.economie-ivoirienne.ci/activites-sectorielles/vue-densemble-du-secteur-mine.html

- Installation de 100 comités techniques locaux dans le cadre du Programme National de Rationalisation de l'Orpaillage (2014-2024).

c) Suivi social et de genre - Plan d'Action National EMAPE

La Cote d'Ivoire a adopté un Plan d'Action National (PAN EMAPE CI - 2022-2033), dote d'un budget estimatif de 14 Millions USD, incluant :

- Une stratégie de prévention de l'exposition des populations vulnérables au mercure, en particulier les femmes et les enfants impliques dans l'orpaillage artisanal (2024-2031) ;
- Un programme de sante publique pour réduire les risques sanitaires dans les zones d'orpaillage (2024-2033) ;
- Des mesures d'intégration du genre dans la chaine de valeur de l'EMAPE, avec une attention particulière aux conditions de travail des femmes ;
- Une stratégie de formalisation du secteur artisanal (2024-2030), visant à réduire les pratiques informelles et leurs impacts environnementaux.

6.5.8 Gestion de l'impact social, environnemental et de genre par les entreprises

Dans le cadre de l'élaboration du rapport ITIE 2024, un questionnaire a été adresse aux 39 sociétés extractives couvertes par le périmètre de réconciliation (28 minières, 11 pétrolières). 18 sociétés ont fourni des réponses exploitables, soit un taux de réponse de 46 %. Les résultats ci-dessous sont présentes de manière synthétique ; le détail des réponses par société figure en Annexe 1.

a) Taux de participation au questionnaire

Secteur	Nb sociétés couvertes	Nb répondants	Taux de réponse
Secteur minier	28	14 (dont 3 Perseus Mining, 3 Endeavour Mining/Allied Gold, Barrick Gold, Roxgold, SODEMI, Hire Gold, CML, Occidental Gold, Tietto)	50 %
Secteur des hydrocarbures	11	4 (ENI, Foxtrot, CNR International, PETROCI CI 11)	36 %
Total	39	18	46 %

b) Politiques de gestion des impacts environnementaux, sociaux et de genre

Parmi les 18 sociétés repondantes, la quasi-totalité dispose d'une politique environnementale (17/18), tandis que les politiques sociales (15/18) et de genre (10/18) sont moins systématiques. Les résultats ci-dessous portent uniquement sur les sociétés ayant repondu ; les 21 non-répondants (NC) ne sont pas inclus dans les ratios.

Impact social

15 sociétés sur 18 disposent d'une politique de gestion de l'impact social (dont 2 sous forme de Plan de Développement Communautaire ou Local Minier). Seules 3 sociétés ont repondu négativement (Compagnie Minière du Littoral, PETROCI CI 11, PETROCI Holding). La plupart des politiques sociales positives sont conformes aux lignes directrices de l'OCDE, aux standards IFC ou aux principes des Nations Unies.

Impact environnemental

17 sociétés sur 18 confirment disposer d'une politique de gestion de l'impact environnemental, dont certaines sous forme de Plan de Gestion Environnementale (PGES). Aucune société n'a repondu négativement sur ce point. Les références de conformité déclarées sont :

Norme / Standard	Sociétés déclarantes
ISO 14001:2015 (clause 5.2)	Ity, Daapleu, Floleu (Endeavour Mining) ; Tongon (Barrick) ; Compagnie Miniere du Littoral
ISO 14001	Roxgold (Fortuna Silver) ; LGL Resources ; FOXTROT (certifiee 11 ans) ; PETROCI CI 11
IFC Performance Standards on E&S Sustainability	Bonikro, Agbaou, Hire Gold (Allied Gold)
Normes ONU / OCDE / CPP	CNR International, PETROCI Holding, ENI

Source : questionnaire ITIE CI 2024.

Genre

10 societes sur 16 repondantes disposent d'une politique genre formalisee. 6 societes repondantes n'en ont pas (Bonikro, Agbaou, Hire Gold (Allied Gold), Compagnie Miniere du Littoral, PETROCI CI 11, Foxtrot). Les sociétés ayant repondu positivement referent principalement aux standards suivants :

- Principes d'Autonomisation des Femmes de l'ONU (WEP) : ENI
- Principes directeurs OCDE et ONU sur les droits humains : Ity (SMI), Tongon, Daapleu, Floleu (Endeavour Mining) ; Perseus Mining Fimbiasso ; CNR International
- Initiative HeForShe Mines (promotion des femmes dans le secteur minier) : Bonikro, Agbaou, Hire Gold (Allied Gold) - malgré l'absence de politique genre formalisee
- Politique propre groupe : PETROCI Holding, Roxgold

6.5.9 Processus de sanctions environnementales

Le dispositif répressif en matière environnementale est défini par la Loi n 2023-900 du 23 novembre 2023 (Titre V), qui renforce considérablement les sanctions par rapport au Code de 1996. Son Titre V distingue le droit d'accès à la justice (Chapitre I) des sanctions administratives et pénales (Chapitre II).

a) Droit d'accès à la justice et réparation (Titre V, Chapitre I)

La Loi n 2023-900 consacre des droits spécifiques aux justiciables en matière environnementale :

- Droit d'information (art. 12) : toute personne physique ou morale a droit à l'information sur l'état de son environnement, incluant la publication des rapports nationaux sur les changements climatiques, la biodiversité et les ressources marines.
- Enquête publique (art. 16) : tout projet soumis à une EIES donne lieu à une enquête publique permettant aux populations concernées de prendre connaissance des impacts et de formuler leurs observations.
- Participation élargie (art. 14) : les associations de protection de l'environnement, les femmes, les jeunes, les personnes en situation de handicap et les individus ont le droit de participer aux décisions, à l'élaboration et à l'évaluation des plans et projets ayant une incidence sur leur environnement.

- Préjudice écologique : la Loi consacre le concept de préjudice écologique (art. 1), défini comme une atteinte majeure causée au milieu naturel indépendamment de ses répercussions sur les personnes et les biens. Toute personne affectée peut engager une action en réparation.

b) Sanctions administratives et pénales

Type de sanction	Base légale	Infractions visées dans le secteur extractif	Mesures applicables
Sanctions administratives	Art. 235 Loi n 2023-900	Non-conformité aux prescriptions environnementales ; absence d'EIES ou d'AES ; non-exécution du PGES ; violation des normes de rejet (art. 60-62)	Suspension ou fermeture temporaire de l'exploitation ; injonction de mise en conformité ; exécution d'office aux frais de l'intéresse (art. 140 Code Minier)
Sanctions pénales	Art. 246 Loi n 2023-900	Pollution des eaux, des sols ou de l'air par les activités extractives ; importation/transit/déversement de déchets toxiques (crime imprescriptible, art. 160) ; exploitation sans autorisation environnementale	Amendes et peines d'emprisonnement ; les contrevenants assument toutes les mesures de remise en état (principe pollueur-payeur, art. 10-7)
Responsabilité civile post-fermeture	Art. 148 Code Minier 2014	Dommages et accidents survenant après la fermeture d'une mine	Responsabilité maintenue pendant 5 ans après la fermeture effective
Crime imprescriptible	Art. 160 Loi n 2023-900	Transit, importation, transport, stockage et déversement de déchets toxiques sur le territoire national	Crime imprescriptible ; aucune prescription possible ; engage la responsabilité pénale des dirigeants
Responsabilité élargie des producteurs	Art. 10 (principe 6) et art. 49 Loi n 2023-900	Gestion inadéquate des déchets issus des activités extractives	Le secteur privé (dont les societes extractives) est responsable du financement de la gestion des déchets provenant de ses propres activités

Les agents de la Police de l'environnement (art. 56-57 Loi n 2023-900), ainsi que les agents habilitent du CIAPOL (UNIPOL) et des Eaux et Forêts, sont compétents pour constater les infractions environnementales dans les zones d'exploitation extractive. Les citoyens, collectivités et associations disposent du droit de saisine des autorités et, désormais, du droit d'agir en réparation du préjudice écologique.

Obligations du secteur prive issues de la Loi n 2023-900 (art. 43-50)

- Art. 44 : le secteur privé (dont les societes extractives) doit dresser un rapport périodique de développement durable.
- Art. 45 : élaboration de plans de gestion de l'environnement ou mise en place de systèmes de management environnemental.

- Art. 47 : contribution à la mobilisation des ressources financières pour la protection de l'environnement, notamment par l'écocontribution.
- Art. 48 : assurer le contrôle de conformité de son organisation et le respect des normes de comportement.
- Art. 49 : le secteur prive est responsable du financement de la gestion des déchets provenant de ses propres produits et activités.

6.5.10Réformes en cours et planifiées

La Cote d'Ivoire s'est engagée dans une refonte en profondeur de son architecture règlementaire environnementale et extractive.

Reforme	Statut	Principaux apports
Nouveau Code de l'Environnement (Loi n 2023-900 du 23 nov. 2023)	Adoptée - période transitoire de 2 ans en cours	Principe de non-régression ; préjudice écologique ; Police de l'environnement ; nouvelle Agence autonome remplaçant l'ANDE ; EESS (Evaluation Environnementale Stratégique) ; sanctions renforcées
Révision du Code Minier (Loi n 2014-138)	En cours (lancée juin 2023)	Prise en compte des nouveaux enjeux (transition énergétique, droits humains, contenu local renforcé)
Révision du Code Pétrolier	Planifiée (2025)	Intégration des impératifs de transition énergétique ; renforcement des obligations environnementales
Dématérialisation du Cadastre Minier (e-cadastre)	Lancée le 22 septembre 2025	Transparence renforcée dans l'octroi et le suivi des titres miniers ; accès en ligne
Plan d'Action National EMAPE (2022-2033)	En cours de mise en œuvre	Reduction/élimination progressive du mercure ; protection des populations vulnérables ; formalisation du secteur artisanal
Politique du Contenu Local - Secteur minier	Lancée le 2 déc.2025	Cadre juridique progressif (loi 2022, décret 2023, arrêtes 2024) ; obligations de formation et de développement communautaire
Renforcement de la lutte contre l'orpaillage illégal	En cours	Bases BSSI opérationnelles (Noe, 2024) ; drones ; coopération transfrontalière CI-Ghana

Sources : Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Energie ; Agence Ivoirienne de Presse (AIP) ; ITIE Cote d'Ivoire - Rapport d'avancement 2024 ; Loi n 2023-900 du 23 nov. 2023.

6.5.11 Risques environnementaux identifiés

Les points de vigilance ci-dessous sont tirés des données déclarées dans le cadre de l'exercice ITIE 2024, et des états financiers publics des sociétés. Ils portent sur les garanties financières de réhabilitation, les mines en fin de vie et l'impact environnemental de l'exploitation artisanale.

Comptes séquestres de réhabilitation — secteur minier — Minier

3 / 14	138,4 M FCFA	0
Exploitants industriels ayant déclaré un versement **11 exploitants sans déclaration**	Total déclaré — SMI 107,6 M · Fixteu 23,5 M · Daapleu 7,3 M **Taux de couverture inconnu**	Sociétés ayant communiqué la Garantie de Fermeture de Référence **Montant et taux non communiqués**

12 exploitants sans déclaration de versement — Elevé

Tongon (Atlantic Group ex-Barrick), Yaouré (Perseus), Séguéla (Fortuna Silver), Bonikro, Agbaou, Hiré (Allied Gold), Sissingué, Lafigué (Endeavour) et autres. Tous soumis à l'art. 144. L'absence de déclaration ne permet pas de conclure à un non-versement, mais rend toute vérification impossible.

Non transmission des données par la DGMG — Non reconcilié

Non transmission de la situation pour 2024 de la liste des comptes ouverts, soldes, taux de couverture vs garantie de fermeture de référence par mine avec insuffisances relevées dans les rapports ITIE 2021-2022.

Mines industrielles en fin de vie — réévaluation des coûts de réhabilitation et continuité des obligations — Minier

Art. 145 Code Minier : révision du plan de fermeture obligatoire en cas de changement substantiel

Mine(s)	Opérateur actuel	Réserves P&P résiduelles	Échéance estimée	Situation dans les données ITIE 2024
Tongon	Atlantic Group (ex-Barrick, cession déc. 2025)	620 koz (fin 2024)	Fermeture 2028	Première cession d'une mine d'or industrielle à un opérateur local ivoirien. Aucun versement au compte séquestre déclaré. Passif environnemental transféré non documenté.
Agbaou + Hiré (Agbalé)	Allied Gold → Zijin	458 koz (fin 2024)	Épuisement ~2029–2030	Double changement de titulaire (Endeavour → Allied Gold 2023, Allied Gold → Zijin) sans déclaration ITIE du solde des comptes séquestres.
Sissingué + Fimbiasso + Bagoé	Perseus Mining	237 koz + 90 koz (Bagoé)	Fermeture ~2028–2029	Aucun versement au compte séquestre déclaré.

Impact environnemental de l'EMAPE — EMAPE

Deforestation et pollution chimique — Élevé

- Environ **558 kg** de mercure utilisés par an (ISS Africa 2023).
- Plus de **500 sites** d'orpaillage illégal accélèrent la déforestation et la dégradation des écosystèmes en Côte d'Ivoire.
- Mercure, cyanure et rejets non contrôlés : **près de 90 % des sites EMAPE** opèrent sans conformité environnementale

Contamination des bassins versants des mines en cours de fermeture — Modéré

Tongon et Sissingué opèrent dans des bassins versants où l'orpaillage est actif. En phase de fermeture, la dégradation des infrastructures accroît le risque de pollution combinée. Attribution impossible sans monitoring continu.



6.6 Contenu local

6.6.1 Secteur des hydrocarbures

(i) Cadre juridique et réglementaire

La Côte d'Ivoire s'est dotée d'un cadre juridique progressif pour le contenu local dans les hydrocarbures, désormais pleinement opérationnel : loi n°2022-408 du 13 juin 2022, décret d'application N°2023-441 du 24 mai 2023, et trois arrêtés publiés en 2024 fixant les objectifs chiffrés, créant la plateforme numérique de suivi et établissant les seuils d'appels d'offres ouverts.

Une Direction du Contenu Local a été créée au sein du MMPE pour assurer le pilotage et le contrôle de conformité des opérateurs.

(ii) Objectifs des indices de contenu local

L'arrêté N°190/MMPE/DGH du 29 mai 2024 fixe les objectifs annuels des indices IBL, ISL et IDL selon le profil d'activité de chaque opérateur, avec une progressivité allant de 20% (exploration) à 95% (exportation).

Profil d'activité	IBL	ISL	IDL
Soc. pétrolière en amont – exploration	20%	35%	25%
Soc. pétrolière en amont – production	35%	45%	37%
Distribution et stockage	65%	90%	85%
Exportation de produits pétroliers	95%	95%	95%
Transport par pipelines/navires/wagons	65%	90%	85%
Transport par camions	70%	95%	90%
Importation et transformation	35%	45%	37%
Sous-traitants pétroliers en amont	35%	45%	37%
Sous-traitants pétroliers en aval	70%	95%	90%
Prestataires de services / biens	20%	35%	25%

(iii) Plateforme numérique et transparence des marchés

Lancée le 30 mai 2024, la plateforme numérique dématérialise les demandes d'agrément, centralise les appels à candidature et assure le suivi en temps réel des indices. L'arrêté n°051/MMPE/DGH impose par ailleurs un recours à l'appel d'offres ouvert au-delà de certains seuils, renforçant l'accès des entreprises locales aux marchés du secteur.

6.6.2 Secteur minier

L'Article 131 du Code Minier impose la priorité aux entreprises et compétences locales dans les services sous-traités, avec obligation de formation professionnelle des travailleurs nationaux.

Le 2 décembre 2025, le MMPE a officiellement étendu la politique de contenu local au secteur minier, structurée autour de cinq piliers : emploi et montée en compétences, développement des PME locales, joint-ventures, participation à la chaîne de valeur, et innovation/financement. La Direction du Contenu Local finalise le décret d'application sectoriel et une plateforme numérique dédiée, répliquant le modèle des hydrocarbures.

6.6.3 Gestion du contenu local par les entreprises

Les données présentées ci-après sont issues de deux instruments de collecte déployés dans le cadre de la conciliation ITIE 2024 : un questionnaire qualitatif adressé aux 39 sociétés du périmètre, et un formulaire quantitatif de déclaration des sous-traitances.

L'analyse croisée de ces données appelle un constat d'ensemble : malgré un cadre réglementaire désormais complet, la mise en œuvre du contenu local reste inégale et insuffisamment vérifiable.

Emplois directs

Les sociétés déclarantes ont reporté 10 458 emplois directs en 2024, dont 96,3% d'Ivoiriens. Les données font ressortir trois enjeux structurels communs aux deux secteurs :

Indicateur	Secteur pétrolier	Secteur minier
Emplois directs déclarés	1 148	9 310
dont nationaux (Ivoiriens)	88%	96%
dont femmes	12%	6%
dont contrats non permanents	< 1%	≈ 47%
Masse salariale totale (Mds FCFA)	45,51	88,67
Part des expatriés dans la masse sal.	≈ 29%	≈ 33%

Détail des effectifs par société, par genre et par statut : Annexes 43.1 et 43.2

- Déséquilibre salarial expatriés/nationaux : les expatriés représentent 4% à 12% des effectifs mais concentrent 29% à 33% de la masse salariale totale, reflétant leur positionnement exclusif dans les fonctions d'encadrement supérieur. Cet écart est le principal levier non activé de la politique de transfert de compétences.
- Précarité contractuelle dans le secteur minier : 47% des effectifs miniers sont sous contrats non permanents, soit près d'un travailleur local sur deux en situation de fragilité statutaire. Le secteur pétrolier, à l'inverse, affiche moins de 1% de contrats précaires.
- Faible représentation des femmes : 6,7% de femmes dans les effectifs totaux (6% dans le minier, 12% dans le pétrolier). Ces niveaux sont en décalage avec les standards de la Norme ITIE 2023 sur l'égalité de genre et appellent l'intégration d'objectifs genre dans les plans de contenu local.

Sous-traitances

Les données déclarées révèlent un écart structurel entre les deux secteurs, largement expliqué par la nature des activités et la maturité des dispositifs de contenu local.

Indicateur	Secteur pétrolier	Secteur minier
Sociétés déclarantes / sollicitées	7 / 11	8 / 28
Volume total déclaré (Mds FCFA)	1 037,4	376,9
Part entreprises locales	13,1%	79,8%

Indicateur	Secteur pétrolier	Secteur minier
Part entreprises étrangères	86,9%	20,2%

Détail des sous-traitants par société et par nature de prestation : Annexes 44.1 et 44.2

- Dans le secteur pétrolier, le taux de 13,1% est mécaniquement tiré vers le bas par ENI (67,6% du volume total), dont les contrats d'infrastructure pour la Phase 2 du champ Baleine mobilisent des prestataires internationaux spécialisés (FPSO, forage, SURF). Hors ENI, plusieurs opérateurs affichent des taux nettement supérieurs. Ce contexte d'investissement exceptionnel est transitoire : à mesure que le champ entre en phase de production, les objectifs réglementaires (IBL 35%, ISL 45%) devront être atteints.
- Dans le secteur minier, le taux de 79,8% est satisfaisant en moyenne, mais masque de fortes disparités : trois sociétés : Hire Gold Mine (0%), Agbaou Gold Operations (20%) et Bonikro Gold Mine (26%), sont significativement en deçà du seuil réglementaire de 37%, et cumulent par ailleurs l'absence de plan de contenu local et l'absence de politique d'accompagnement des fournisseurs.

Politiques déclarées

Sur 39 sociétés sollicitées, 12 ont répondu au questionnaire qualitatif (taux de réponse : 31%). Ce niveau reste insuffisant pour une appréciation représentative du secteur.

Indicateur (parmi répondants)	Secteur pétrolier (4/11)	Secteur minier (8/28)
Sociétés avec plan de contenu local formalisé	2 / 4	5 / 8
Accessibilité des appels d'offres	4 / 4	3 / 8
Politique d'accompagnement fournisseurs	3 / 4	4 / 8
Déductions/incitations fiscales 2024	1 / 4	7 / 8

Détail des réponses par société et par question : Annexe 1

- Les plans de contenu local restent peu formalisés : seules 7 sociétés sur 12 répondantes en disposent. Dans le secteur pétrolier, ENI et Foxtrot , parmi les plus grands opérateurs, n'ont pas de plan formalisé, ce qui est en contradiction directe avec les obligations de la loi n°2022-408.
- Les appels d'offres sont plus ouverts dans le pétrolier (4/4) que dans le minier (3/8) : cinq sociétés minières répondantes ne rendent pas leurs AAO accessibles, limitant de facto la concurrence locale.
- Les déductions fiscales bénéficient massivement au secteur minier : 7 sociétés sur 8 répondantes en bénéficient, sur base de leurs conventions minières ou du CGI, contre 1 sur 4 dans le pétrolier. Ce constat mérite d'être mis en regard des performances de contenu local de ces mêmes sociétés.

7 Analyse des revenus du secteur extractif

Figure 18 : Tableau de bord - Indicateurs clés ITIE CI 2024



En 2024, le secteur extractif ivoirien a versé 858,88 milliards de FCFA répartis entre 16 bénéficiaires distincts, avec une parité entre le minier (50,0 %) et le pétrolier (50,0 %). La structure de ces revenus obéit à trois logiques différentes qu'il faut distinguer rigoureusement : la nature du paiement (numéraire ou en nature), l'affectation budgétaire (Budget État ou entités extra-budgétaires) et la traçabilité par projet (titre minier ou bloc pétrolier). Ces trois lectures structurent les sections 7.1 à 7.4 ci-après.

7.1 Paiements globaux du secteur extractif

La structure des revenus extractifs 2024 est marquée par une dualité fondamentale entre deux secteurs aux logiques fiscales opposées. Le minier est une industrie fiscalement intégrée au budget: en numéraire à 99,83 % et budgétaire à 93,65 %. Le pétrolier, à l'inverse, fonctionne sur un modèle CPP : 90,42 % de ses paiements sont en nature (Profit Oil État et quote-parts PETROCI recouvrés par PETROCI Holding et PETROCI CI 11), et 92,97 % de ses paiements totaux ne sont pas captés directement par le budget au stade du paiement. Cette dualité détermine l'ensemble de l'analyse qui suit.

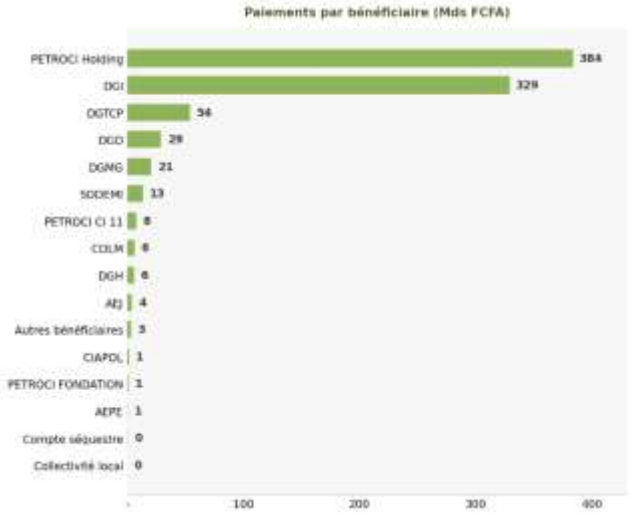
Tableau 123 : Structure globale des paiements extractifs 2024

Dimension	Minier (Mds)	% du minier	Pétrolier (Mds)	% du pét.	Total (Mds)	% du total
Paiements totaux	429,42	100,00%	429,46	100,00%	858,88	100,00%
En numéraire	*428,71*	*99,83%*	*41,15*	*9,58%*	*469,87*	*54,71%*
En nature	*0,71*	*0,17%*	*388,30*	*90,42%*	*389,01*	*45,29%*
Budget État	402,16	93,65%	30,21	7,03%	432,37	50,34%
Extra-budgétaire	27,26	6,35%	399,24	92,97%	426,51	49,66%
Désagrégé par projet	417,15	97,14%	405,03	94,31%	822,17	95,73%

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

7.1.1 Affectation entre bénéficiaires finaux

Figure 19 : Affectation des paiements extractifs par bénéficiaire



BUDGET ETAT - 432,37 (50,3%)		
DGI	329,03	38,3%
DGTCP	53,83	6,3%
DGD	28,97	3,4%
DGMG	20,55	2,4%

EXTRA-BUDG - 426,51 (49,7%)		
PETROCI Holding	383,79	44,7%
SODEMI	13,27	1,5%
PETROCI CI 11	7,78	0,9%
CDLM	6,18	0,7%
DGH	5,57	0,6%
AGENCE EMPLOI JEUNES	4,01	0,5%
Autres bénéficiaires	3,06	0,4%
CIAPOL	1,22	0,1%
PETROCI FONDATION	0,94	0,1%
Agence d'études et de promotion de l'emploi	0,53	0,1%
Compte séquestre	0,14	0,0%
Collectivité local	0,00	0,0%

Figure 20 : Affectation des paiements extractifs par secteur

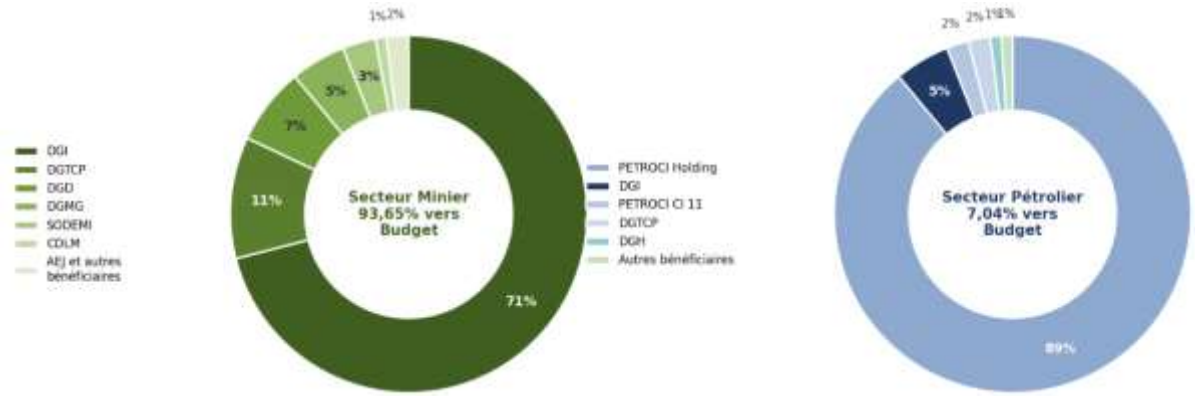


Tableau 124 : Tableau de traçabilité des paiements globaux

Bénéficiaire final	Total (Mds)	% Total	Minier	Pétrolier	Nature	Budget (o/n)	Flux principal
PETROCI Holding	383,79	44,69%	-	383,79	Nature*	NON	Profit Oil État (Pét.+Gaz), quote-parts CPP, DMO, sismiques
DGI	329,03	38,31%	306,11	22,92	Numér.	OUI	BIC, TA (85%), ITS, TVA, IRVM, bonus de signature...
DGTCP	53,83	6,27%	46,83	7,00	Numér.	OUI	Dividendes participations de l'État
DGD	28,97	3,37%	28,67	0,29	Numér.	OUI	Droits de Douane et taxes assimilées
DGMG	20,55	2,39%	20,55	-	Numér.	OUI	TA (15%), Redevances, Droits fixes
SODEMI	13,27	1,54%	13,27	-	Numér.	NON	Dividendes participations SODEMI
PETROCI CI 11	7,78	0,91%	-	7,78	Nature	NON	Quote-parts CPP bloc CI-11 (Pét.+Gaz)

Bénéficiaire final	Total (Mds)	% Total	Minier	Pétrolier	Nature	Budget (o/n)	Flux principal
CDLM	6,18	0,72%	6,18	-	Numér.	NON	Versements fonds dév. local minier
DGH	5,57	0,65%	-	5,57	Numér.	NON	Contrib. équip., formation, soc. oblig., droits fixes
AEJ	4,01	0,47%	4,01	-	Numér.	NON	Contribution Agence Emploi Jeunes
Autres bénéf.	3,06	0,36%	1,92	1,14	Numér.	NON	Paiements sociaux vol./oblig., environ.
CIAPOL	1,22	0,14%	1,20	0,01	Numér.	NON	Paiements environnementaux
PETROCI Fond.	0,94	0,11%	-	0,94	Numér.	NON	Paiements sociaux volontaires
AEPE	0,53	0,06%	0,53	-	Numér.	NON	Contribution Agence Promo. Emploi
Compte séquestre	0,14	0,02%	0,14	-	Numér.	NON	Réhabilitation environnementale
Collectivité loc.	0,005	0,00%	0,005	-	Numér.	NON	Taxes communales
TOTAL EXTRACTIF	858,88	100,00%	429,42	429,46			

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

7.1.2 Paiements en nature

Quote part – Etat

Les revenus en nature s'élèvent à 389,01 milliards de FCFA (45,29 % du total extractif), issus quasi exclusivement du secteur pétrolier (388,30 Mds), le minier ne comptant que 0,71 Mds de paiements sociaux et environnementaux en nature. Ils se répartissent entre la part de l'État sur le Profit Oil, déclarée par les opérateurs et recouvrée via PETROCI Holding pour le compte de la puissance publique (221,02 Mds), les quote-parts de PETROCI Holding en tant qu'associé dans les CPP (159,49 Mds, dont 8,45 Mds au titre de la Décote DMO) et les quote-parts de PETROCI CI 11 sur le bloc CI-11 (7,78 Mds).

Tableau 125: Profit Oil État – Puissance Publique par opérateur et par bloc 2024

Opérateur déclarant	Bloc	Pétrole (Mds)	Gaz (Mds)	Total (Mds)	% PO État
FOXTROT	CI-27	8,12	116,11	124,23	56,2%
ENI	CI-101 & CI-802	29,47	21,42	50,89	23,0%
CNR	CI-40	31,17	0,73	31,90	14,4%
CNR	CI-26	9,45	-	9,45	4,3%
PETROCI CI 11	CI-11	2,41	2,14	4,55	2,1%
TOTAL PROFIT OIL ÉTAT		80,62	140,40	221,02	100,0%

Source : Données ITIE ajustées (déclarations FD_PETROCI Holding).

Le montant recouvrés en 2024, au titre des revenus en nature de l'Etat a totalisé un montant de 166,9 Mds de FCGA dans le détail se présente comme suit :

Tableau 126: Profit Oil État : circuits de recouvrement 2024

Circuit de recouvrement	Mds FCFA	% PO brut
(I) PETROCI → DGI : pétrole commercialisé 2024	75,99	45,5%
(II) SIR → DGI : pétrole/gaz commercialisé SIR	9,55	5,7%
(III) CIE → DGI : gaz compensé factures électricité État	78,97	47,2%
(IV) Remboursement dette PETROCI (protocole 2019)	2,80	1,7%
Sous-total brut (V = I+II+III+IV)	167,31	100,0%
(–) Commission vente PETROCI (VI)	(0,37)	—
Profit Oil net recouvré DGI (VII = V–VI)	166,95	—

78,97 Mds FCFA (47,2 % du Profit Oil brut) sont recouvrés par compensation avec les factures d'électricité de l'État payées à la CIE. Ce mécanisme non-monétaire, fiscal mais invisible dans les flux de trésorerie budgétaires classiques, illustre la complexité des circuits de recouvrement pétroliers comparés au secteur minier.

Quote part – PETROCI Holding/PETROCI CI-11

Tableau 127 : Quotes-parts PETROCI Holding/PETRCI CI 11 en 2024

Flux	Volume	Mds FCFA	% Quote-parts
Ventes Pétrole PETROCI Holding-Associé	1 696 858 bbl	81,34	53,9%
Ventes Gaz PETROCI Holding-Associé	19 350 687 MMBTU	69,70	46,1%
Total PETROCI Holding hors DMO	—	151,04	100,0%
Décote DMO (obligation marché domestique)	25 792 bbl	8,45	—
Sous-total PETROCI Holding	—	159,49	—
Ventes Pétrole quote-part PETROCI CI 11 (CI-11)	39 795 bbl	1,86	—
Ventes Gaz quote-part PETROCI CI 11 (CI-11)	1 990 347 MMBTU	5,92	—
Sous-total PETROCI CI 11	—	7,78	—
TOTAL QUOTE-PARTS PETROCI	—	167,27	—

Note Minier : aucun revenu en nature

Conformément au Code minier et aux conventions minières, l'intégralité des paiements fiscaux du secteur minier est effectuée en numéraire ; seuls 0,71 Mds de paiements sociaux volontaires et environnementaux ont été exécutés en nature. Ce point différencie structurellement les deux secteurs dans l'analyse ITIE.

7.1.3 Paiements en numéraire

Les paiements en numéraire s'élèvent à 469,87 milliards de FCFA, dominés à 91,2 % par le secteur minier (428,71 Mds). Les 5 premiers contributeurs miniers représentent 74,1 % du total minier ; dans le pétrolier, PETROCI Holding seule concentre 51,4 % des paiements en numéraire du secteur.

Figure 21 : Top Contributeurs pétroliers (Mds FCFA)

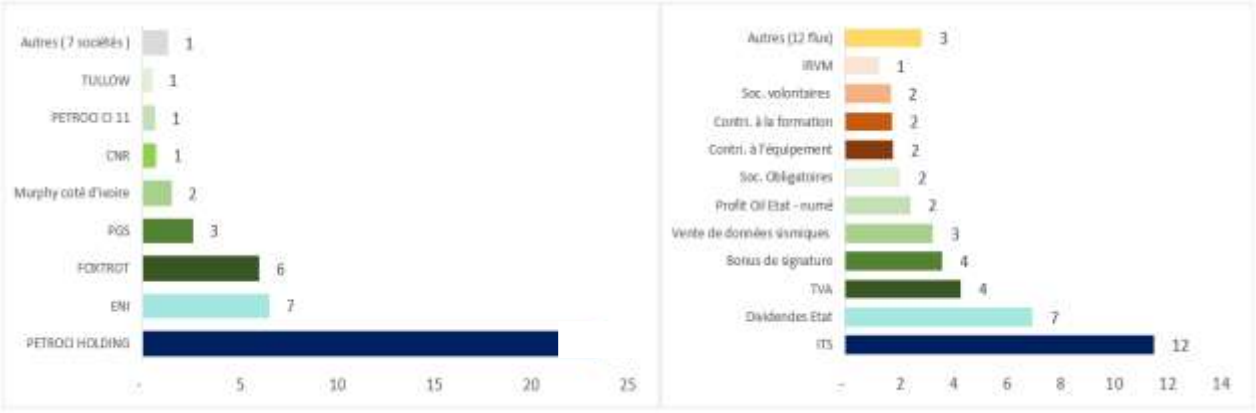


Figure 22 : Top contributeurs miniers (Mds FCFA)

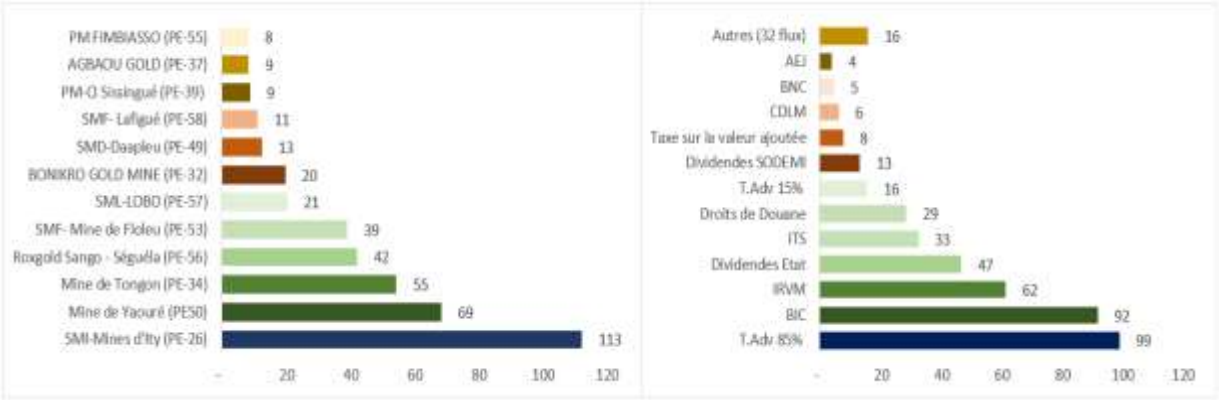


Tableau 128 : Paiements en numéraire par société

Société (Code titre)	Mds FCFA	% du secteur	% cumulé
SECTEUR PÉTROLIER (numéraire) - Total : 43,59 Mds	43,59	100,00%	—
PETROCI HOLDING	21,15	51,39%	51,39%
ENI	6,56	15,95%	67,34%
FOXTROT	6,05	14,71%	82,05%
PGS (données sismiques)	2,63	6,38%	88,43%
Murphy Côte d'Ivoire	1,51	3,68%	92,11%
Autres (CNR, PETROCI CI 11, TULLOW, CGG, ICE, autres)	3,25	7,89%	100,00%
SECTEUR MINIER — Total : 428,72 Mds	428,71	100,00%	—
SOCIETE DES MINES D'ITY (PE-26)	112,52	26,25%	26,25%
PERSEUS MINING YAOURE (PE-50)	68,64	16,01%	42,26%
SOCIETE DES MINES DE TONGON (PE-34)	54,65	12,75%	55,00%
ROXGOLD SANGO (PE-56)	42,43	9,90%	64,90%
SOCIETE DES MINES DE FLOLEU (PE-53)	39,32	9,17%	74,07%
SOCIETE MINIERE DE LA LOBO (PE-57)	20,55	4,79%	78,87%
BONIKRO GOLD MINE (PE-32)	19,91	4,64%	83,51%
SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU (PE-49)	12,62	2,94%	86,45%

Société (Code titre)	Mds FCFA	% du secteur	% cumulé
SOCIETE DES MINES DE LAFIGUE (PE-58)	11,34	2,65%	89,10%
PERSEUS MINING CI (PE-39)	8,94	2,09%	91,18%
AGBAOU GOLD OPERATIONS (PE-37)	8,53	1,99%	93,17%
PERSEUS MINING FIMBIASSO (PE-55)	8,36	1,95%	95,12%
Autres sociétés minières	20,90	4,88%	100,00%

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

7.1.4 Paiements par projet

Les paiements désagrégés par projet atteignent 822,17 milliards de FCFA (95,73 % du total). Le solde non ventilé (36,71 Mds) est lié, côté minier (12,28 Mds), aux paiements transmis en agrégé par société (dont 4,15 Mds de flux pourtant liquidés par projet, principalement DGMG) et, côté pétrolier (24,43 Mds), aux flux non liquidés par projet de PETROCI Holding (20,55 Mds), des sociétés de services sismiques (PGS et CGG, 3,10 Mds) et de CNR (0,74 Mds).

Paiements en FCFA		Reporté par projets			% Désagrégé
Secteur	Liquidé par projet	Oui	Non	Total général	
Hydrocarbure	Oui	397,82	0,00	397,82	100,00%
	Non	7,21	24,43	31,64	22,78%
Total Hydrocarbure		**405,03**	24,43	**429,46**	**94,31%**
Minier	Oui	121,54	4,15	125,69	96,70%
	Non	295,60	8,13	303,73	97,32%
Total Minier		**417,15**	12,28	**429,42**	**97,14%**
Total général		822,17	36,71	858,88	
		95,73%	*4,27%*		

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

Figure 23 : Top Contributeurs par projet (Mds FCFA)



Tableau 129 : Paiements par bloc - Secteur des hydrocarbures

Projet	Opérateur	Mds FCFA	Contr.%
CI-27	FOXTROT	200,17	49,4%
CI-101 & CI-802	ENI	106,76	26,4%
CI-40	CNR	54,51	13,5%
CI-26	CNR	23,55	5,8%
CI-11	PETROCI CI 11	16,19	4,0%

Projet	Opérateur	Mds FCFA	Contr.%
CI-524,803	TULLOW	0,51	0,1%
CI-709	Murphy Côte d'Ivoire	0,42	0,1%
CI-705	ICE OIL & GAZ	0,40	0,1%
CI-401	ENI	0,36	0,1%
CI-523	PETROCI HOLDING	0,30	0,1%
CI-525	PETROCI HOLDING	0,30	0,1%
CI-103	Murphy Côte d'Ivoire	0,28	0,1%
CI-205	ENI	0,27	0,1%
CI-102	Murphy Côte d'Ivoire	0,27	0,1%
CI-502	Murphy Côte d'Ivoire	0,27	0,1%
CI-531	Murphy Côte d'Ivoire	0,27	0,1%
CI-501	ENI	0,18	0,0%
Total		405,03	

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

Tableau 130 : Paiements par titre - Secteur minier

Projet	Opérateur	Total en FCFA	Contr.%
PE-26	SOCIETE DES MINES D'ITY	112,52	26,97%
PE-50	PERSEUS MINING YAOURE	68,64	16,45%
PE-34	SOCIETE DES MINES DE TONGON	54,65	13,10%
PE-56	ROXGOLD SANGO	42,92	10,29%
PE-53	SOCIETE DES MINES DE FLOLEU	39,32	9,43%
PE-57	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	20,55	4,93%
PE-32	BONIKRO GOLD MINE	19,97	4,79%
PE-49	SOCIETE DES MINES DE DAAPLEU	12,62	3,02%
PE-58	SOCIETE DES MINES DE LAFIGUE	11,35	2,72%
PE-39	PERSEUS MINING CÔTE D'IVOIRE	8,94	2,14%
PE-37	AGBAOU GOLD OPERATIONS	8,68	2,08%
PE-55	PERSEUS MINING FIMBIASSO	8,36	2,00%
AECI0198	CADERAC SA	3,57	0,86%
PE-44	HIRE GOLD MINE	1,77	0,42%
PE-48	COMPAGNIE MINIERE DU BAFING	1,48	0,35%
PE-36	COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	0,44	0,11%
PE-46	SHILOH MANGANESE	0,37	0,09%
PR0679	TIETTO MINERALS COTE D'IVOIRE	0,29	0,07%
PE-38	BONDOUKOU MANGANESE SA	0,23	0,06%
PE-43	AFEMA GOLD SA	0,14	0,03%
PE-47	LAGUNE EXPLOITATION BONGOUANOU	0,12	0,03%
PE-40	IVOIRE MANGANESE MINES S. A	0,04	0,01%
	Autres (17 projets)	0,18	0,04%
	Total général	417,15	

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

7.2 Revenus budgétaires

La contribution du secteur extractif au Budget de l'État s'établit à 652,59 milliards de FCFA (76,0 % des paiements totaux).

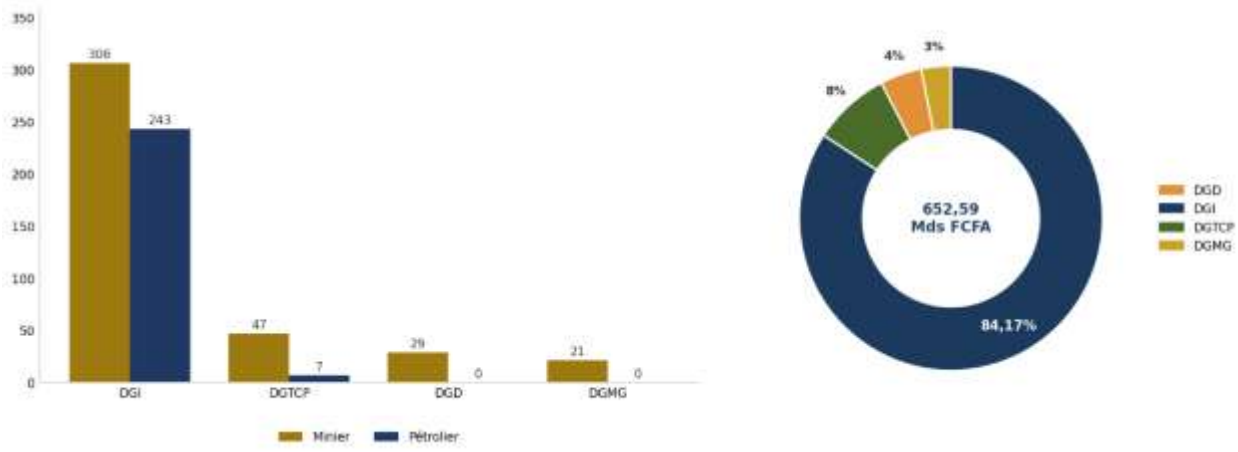
L'asymétrie sectorielle est fondamentale : le minier transfère 93,65 % de ses paiements au Trésor contre 58,3 % pour le pétrolier, les 41,7 % restants (179,03 Mds) correspondant pour l'essentiel aux quote-parts en nature conservées par PETROCI Holding et PETROCI CI 11 en tant qu'associés dans les CPP (167,27 Mds), aux flux versés à la DGH (5,57 Mds), aux ventes de données sismiques (3,28 Mds) et aux paiements sociaux et environnementaux extra-budgétaires. Le Profit Oil État, recouvré en nature auprès des opérateurs, est en revanche bien reversé au Trésor (220,21 Mds enregistrés par la DGI), ce qui explique que les recettes budgétaires pétrolières (250,43 Mds) excèdent les paiements pétroliers classés budgétaires au stade du versement par les sociétés.

Tableau 131: Revenus budgétaires 2024 par secteur (synthèse)

Secteur	Revenus budg. (Mds)	% total budg.	% propre du secteur
Pétrolier	250,43	38,37%	58,3% du pétrolier
Minier	402,16	61,63%	93,65% du minier
TOTAL EXTRACTIF	652,59	100,0%	76,0% du total

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.2.

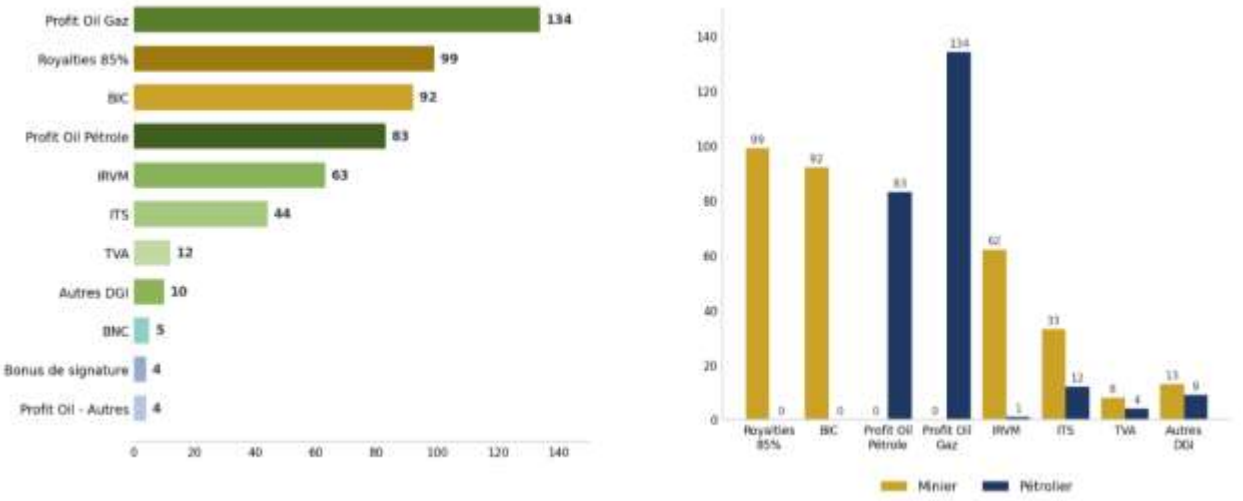
Figure 24 : Revenus budgétaires par régie (Mds FCFA)



DGI : 84,2 % des recettes budgétaires extractives

La DGI collecte 549,25 Mds FCFA, dont 306,11 Mds du minier (Taxes ad valorem + BIC + IRVM) et 243,13 Mds du pétrolier (le Profit Oil représentant 90,6 % de la collecte DGI pétrolière). Sa prédominance expose les recettes à une double dépendance : rentabilité minière (BIC/IRVM) et prix des hydrocarbures (Profit Oil).

Figure 25 : Structure des revenus collectés par la DGI (Mds FCFA)



7.2.1 Secteur des hydrocarbures

Le Profit Oil-État (Pétrole + Gaz = 220,21 Mds) représente 87,9 % des recettes budgétaires pétrolières, confirmant que la structure fiscale pétrolière est avant tout une fiscalité de partage de production. Le gaz naturel en constitue désormais la première composante (133,87 Mds, soit 60,8 % du Profit Oil enregistré), devant le pétrole brut (82,80 Mds).

Il convient de noter que sur ce total, 166,95 Mds ont été effectivement recouvrés (déclaration DGI) et 53,26 Mds constatés au titre de la Loi de règlement (voir encadré ci-après).

Tableau 132 : Revenus budgétaires pétroliers par flux et régie

Régie	Flux	Mds FCFA	% budg. pét.	% DGI pét.
DGI	Profit Oil État — Gaz	133,87	53,5%	55,1%
DGI	Profit Oil État — Pétrole	82,80	33,1%	34,1%
DGI	Profit Oil État (non ventilé)	3,55	1,4%	1,5%
DGI	ITS	11,56	4,6%	4,8%
DGI	TVA	4,32	1,7%	1,8%
DGI	Bonus de signature	3,62	1,4%	1,5%
DGI	IRVM	1,24	0,5%	0,5%
DGI	Autres (9 flux)	2,18	0,9%	0,9%
Sous-total DGI		243,13	97,1%	100,0%
DGTCP	Dividendes État	7,00	2,8%	—
DGD	Droits de Douane	0,29	0,1%	—
TOTAL BUDGÉTAIRE PÉTROLIER		250,43	100,0%	—

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.2.

Constatation en 2024 : les revenus de vente de gaz non recouvrés (53,26 Mds FCFA)

Pour la première fois en 2024, les revenus de vente de gaz non recouvrés sont constatés parmi les recettes budgétaires, pour un montant de 53,26 milliards de FCFA, en contrepartie d'un transfert de l'État au secteur de l'électricité (subvention). Ce montant est enregistré au titre de la Loi de règlement et non par voie d'encaissement effectif : il correspond à la valeur du gaz livré au secteur électrique dont la contrepartie financière n'a pas été recouvrée en trésorerie, mais qui est néanmoins retracée en recette budgétaire face à la charge de subvention correspondante.

En conséquence, le Profit Oil État Gaz enregistré en recettes budgétaires (133,87 Mds) se décompose en deux composantes : 80,60 Mds effectivement recouvrés et déclarés par la DGI, et 53,26 Mds constatés au titre de la Loi de règlement (ventes de gaz non recouvrées, contrepartie de la subvention au secteur de l'électricité). Cette opération de régularisation, sans flux de trésorerie, explique l'essentiel de l'écart entre le Profit Oil déclaré au stade du paiement et celui reversé au budget, et illustre la spécificité des circuits de recouvrement gaziers ivoiriens.

7.2.2 Secteur minier

Les recettes budgétaires minières (402,16 Mds) présentent une structure fiscale mixte profitabilité / production : le BIC (22,9 %) et l'IRVM (15,3 %) taxent les bénéfices et dividendes ; les taxes ad valorem (24,7 %) taxent la production indépendamment de la rentabilité. Ces 62,9 % des recettes minières issus de 3 flux concentrent l'essentiel de la volatilité fiscale.

Tableau 133 : **Revenus budgétaires miniers par flux et régie (flux ≥ 0,10 %)**

Régie	Flux	Mds FCFA	% budg. minier
DGI	Taxe Ad valorem (85%)	99,23	24,68%
DGI	BIC	92,12	22,91%
DGI	IRVM	61,62	15,32%
DGI	ITS	32,62	8,11%
DGI	TVA	7,79	1,94%
DGI	BNC	4,68	1,16%
DGI	TVA pour compte Tiers	2,27	0,56%
DGI	IRC	2,20	0,55%
DGI	RETENUE BIC et BNC	1,32	0,33%
DGI	FDFP	0,67	0,17%
DGI	AIRSI	0,40	0,10%
DGI	DROIT DE TIMBRE	0,39	0,10%
DGI	Autres	0,80	0,20%
Sous-total DGI		306,11	76,12%
DGTCP	Dividendes participations État	46,83	11,64%
DGD	Droits de Douane + Pénalités	28,67	7,13%
DGMG	Taxe Ad valorem (15%)	15,74	3,91%
DGMG	Taxe extraction carrières	1,54	0,38%
DGMG	Redevances Superficiaires	1,22	0,30%
DGMG	Droits fixes	1,07	0,27%
DGMG	Contribution Formation Mines	0,39	0,10%
DGMG	Autres DGMG (9 flux)	0,59	0,15%
Sous-total DGMG		20,55	5,11%
TOTAL BUDGÉTAIRE MINIE		402,16	100,00%

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.2.

Le BIC (22,91 %) et l'IRVM (15,32 %) constituent les principaux prélèvements assis sur les bénéfices et les distributions de dividendes. Les taxes ad valorem (24,68 %) reposent quant à elles sur la valeur de la production, indépendamment de la rentabilité des entreprises. À ces ressources fiscales s'ajoutent les dividendes des participations de l'État (11,64 %), qui traduisent la présence capitalistique de l'État dans les sociétés minières en vertu du des disposition du code minier.

Ainsi, les quatre principaux flux - BIC, taxes ad valorem, IRVM et dividendes - concentrent 74,55 % des recettes minières, révélant une forte dépendance des finances publiques à la performance du secteur extractif et aux cours internationaux des matières premières.

Tableau 134 : Revenus budgétaires miniers par société (en Mds FCFA)

Société (Code permis)	DGI	DGTCP	DGD	DGMG	TOTAL	% budg. min.
SMI (PE-26)	75,67	19,43	1,59	2,73	99,42	24,72%
Perseus Yaouré (PE-50)	47,07	14,54	1,85	2,93	66,40	16,51%
Mines Tongon (PE-34)	40,16	-	12,37	1,01	53,54	13,31%
Mines Floleu (PE-53)	32,81	5,12	-	1,37	39,30	9,77%
Roxgold Sango (PE-56)	33,70	-	2,95	1,90	38,55	9,58%
SML-LOBO (PE-57)	15,57	-	2,82	1,65	20,04	4,98%
Bonikro Gold (PE-32)	17,03	-	1,36	1,15	19,54	4,86%
Mines de Lafigué (PE-58)	8,06	-	2,82	0,47	11,34	2,82%
Mines Daapleu (PE-49)	1,83	7,11	-	0,11	9,05	2,25%
Perseus CI (PE-39)	7,13	0,26	0,92	0,28	8,60	2,14%
Perseus Fimbiasso (PE-55)	7,53	-	-	0,83	8,36	2,08%
Agbaou Gold (PE-37)	6,88	-	0,31	0,83	8,02	1,99%
Autres sociétés	12,66	0,37	1,68	5,30	20,00	4,97%
TOTAL MINIER	306,11	46,83	28,67	20,55	402,16	100,00%

7.2.3 Contribution des régies financières

Tableau 135 : Régies : contribution croisée minier / pétrolier

Régie	Minier (Mds)	% du minier	Pétrolier (Mds)	% du pétrolier	Total (Mds)	% budg. total
DGI	306,11	76,12%	243,13	97,09%	549,25	84,17%
DGTCP	46,83	11,64%	7,00	2,80%	53,83	8,25%
DGD	28,67	7,13%	0,29	0,12%	28,97	4,44%
DGMG	20,55	5,11%	-	0,00%	20,55	3,15%
TOTAL	402,16	100,00%	250,43	100,00%	652,59	100,00%

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.2.

7.3 Paiements sociaux, environnementaux et CDLM

Au-delà des flux fiscaux, les sociétés extractives ont versé 20,86 milliards de FCFA en flux sociaux, communautaires et environnementaux. Ces paiements, constituent l'indicateur de responsabilité sociale et environnementale des industries.

Figure 26 : Paiements sociaux, communautaires et environnementaux 2024 (en Mds FCFA)

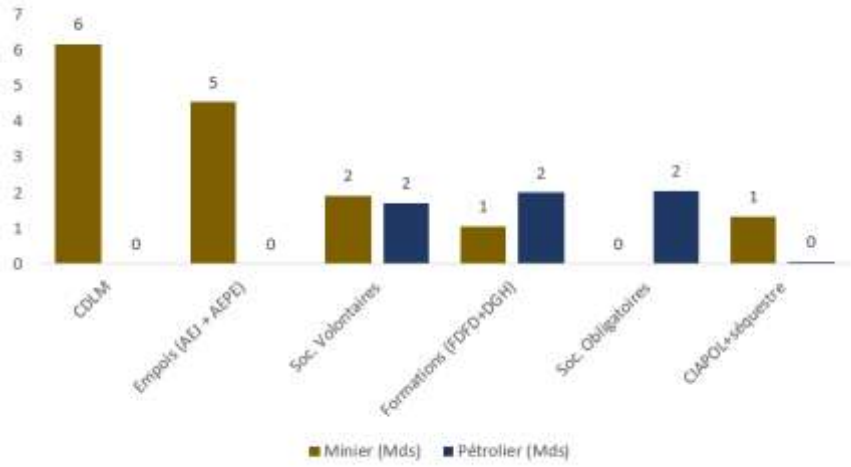


Tableau 136 : Paiements sociaux/CDLM/environnementaux par catégorie et secteur

Catégorie	Bénéficiaire	Minier (Mds)	% minier	Pétrolier (Mds)	% pétrolier	Total (Mds)
CDLM — Dév. local minier	CDLM	6,18	1,44%	-	0	6,18
Contributions emploi (AEJ+AEPE)	AEJ + AEPE	4,54	1,06%	-	0,00%	4,54
Paiements sociaux volontaires	Divers	1,92	0,45%	1,70	0,45%	3,62
Formation (FDFP + contrib.)	DGH+autres	1,05	0,25%	2,00	0,53%	3,06
Paiements sociaux obligatoires	DGH+autres	-	0	2,06	0,55%	2,06
Paiements environnementaux	CIAPOL+séquestre	1,35	0,31%	0,06	0,01%	1,40
TOTAL		15,04	3,50%	5,82	1,55%	20,86

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

- *CDLM (6,18 Mds) : 11 mines contributeurs — SMI 1,78 Md, Perseus Yaouré 1,66 Md, Tongon 0,88 Md.* Ce fonds finance les infrastructures et services dans les communautés riveraines des mines.
- *Contribution à l'emploi (AEJ + AEPE) (4,54 Mds) :* Roxgold Sango est le premier contributeur AEJ (3,88 Mds), en vertu de ses obligations contractuelles.
- *Contribution à la formation (3,06 Mds) :* Versement au titre de la formation professionnelle, notamment au FDFP, ainsi que les contributions versées à la DGH. Le secteur pétrolier représente 2,00 milliards FCFA, principalement versés par ENI et Murphy Côte d'Ivoire.
- *Paiements environnementaux (1,40 Md)* : CIAPOL perçoit 1,22 Md du minier (SMI, Tongon, Perseus) et 0,01 Md du pétrolier. Le compte de réhabilitation environnementale (0,14 Md) concerne uniquement le minier.
- *Paiements sociaux obligatoires pétroliers (2,06 Mds)* : ENI 1,06 Md, Murphy CI 0,45 Md, Foxtrot 0,33 Md.

Contributions CDLM : 2,22 % des contributions budgétaires des sociétés minières concernées

Le CDLM (Fonds de financement des actions de développement socio-économique local) est le mécanisme de redistribution locale des revenus miniers institué par le Code minier.

En 2024, 6,18 milliards de FCFA ont été versés par 11 sociétés minières. Pour évaluer le véritable poids de cette contribution, l'analyse porte sur le ratio CDLM rapporté aux contributions budgétaires propres de chaque société, qui constitue la base de comparaison la plus pertinente car elle mesure l'effort CDLM par rapport à l'effort fiscal principal.

Tableau 137 : CDLM 2024 : poids dans les contributions budgétaires de chaque société

Code	Société	CDLM (Mds)	% du CDLM	Contrib. budg. (Mds)	CDLM / budg.
PE-26	SOCIETE DES MINES D'ITY	1,78	1,78	28,88%	99,42
PE-50	PERSEUS MINING YAOURE	1,66	1,66	26,84%	66,40
PE-34	SOCIETE DES MINES DE TONGON	0,88	0,88	14,19%	53,54
PE-57	SOCIETE MINIERE DE LA LOBO	0,51	0,51	8,32%	20,04
PE-37	AGBAOU GOLD OPERATIONS	0,42	0,42	6,77%	8,02
PE-44	HIRE GOLD MINE	0,32	0,32	5,17%	1,31
PE-32	BONIKRO GOLD MINE	0,31	0,31	4,94%	19,54
PE-48	COMPAGNIE MINIERE DU BAFING	0,21	0,21	3,42%	1,27
PE-39	PERSEUS MINING CI	0,08	0,08	1,26%	8,60
PE-36	COMPAGNIE MINIERE DU LITTORAL	0,01	0,01	0,17%	0,41
PE-38	BONDOUKOU MANGANESE SA	0,00	0,00	0,04%	0,23
TOTAL	11 sociétés	6,18	100,00%	278,76	2,22%

Source : Données ITIE ajustées, détail par flux, par société et par projet est présenté en annexe 45.1.

Globalement, les contributions au CDLM représentent 2,22 % des contributions budgétaires des sociétés minières concernées. Cette proportion demeure relativement modeste au regard des recettes fiscales générées par le secteur, mais elle constitue un instrument important de redistribution territoriale des revenus extractifs.

.

8 Constatations & recommandations

8.1 Constatations et recommandations 2024

Priorité	Nombre	Nature
Priorité 1 — Mesure urgente	9	Non-conformité critique à la Norme ITIE 2023
Priorité 2 — Mesure rapide	10	Point de vigilance significatif ou écart à corriger
Priorité 3 — Mesure structurelle	3	Amélioration de moyen terme
Total	**22**	

Vue d'ensemble par thème

Thème	Constatations	Enjeu central	Levier d'action prioritaire	Nb P1
Gouvernance contractuelle et entreprises d'État	1 à 8	Transparence des attributions, gouvernance des Entreprises d'Etat (EE) (PETROCI CI-11, PETROCI Holding, SODEMI) et traçabilité des titres miniers	Révision du Code minier ; publication des CPP ; renforcement de la gouvernance des EE	5
Qualité des données et fiabilité des recettes	9 à 14	Audits de coûts à 0 % ; exportations d'or non exhaustives ; écarts significatifs avec la modélisation des recettes	Réconciliation systématique DGD/DGMG ; plan de rattrapage audits CI-101/CI-802, Généralisation de l'utilisation de la modélisation	2
Régime fiscal et durabilité des recettes	15 à 17	Régime ad valorem non progressif ; projections de recettes 2026-2030 exposées à ±3 300 M USD de volatilité ; FSD-CI créé mais non opérationnalisé	Mécanisme de progressivité dans le Code minier ; intégration FSD-CI dans le périmètre ITIE	0
Dépenses sociales et développement local	18 à 19	Comptes séquestres quasi inexistants ; CDLM : 5 rapprochements concluants sur 19 ; 6,17 Mds FCFA hors budget non tracés	Publication état séquestres par projet ; clarification des écarts CDLM	1
Environnement, EMAPE et transparence	20 à 21	142 t/an d'or EMAPE hors circuits formels ; 0 portail EIES ; incident environnementaux	Intégration progressive EMAPE dans le périmètre ITIE ; portail public EIES	1
Transition énergétique	22	Intensité carbone du réseau électrique (~0,50 tCO_2/MWh) ; nickel ivoirien exposé au règlement (UE) 2023/1542	Déclaration GES scope 1/2 dans les formulaires ITIE 2025 ; certification carbone du nickel ; scénarios de transition dans les projections de recettes	0

Détail des constatations

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
1	Publication incomplète des contrats pétroliers et miniers Constat a. Publication partielle des contrats extractifs La divulgation des contrats extractifs demeure incomplète : vingt-cinq CPP pétroliers actifs sur vingt-neuf ne sont pas publiés et treize conventions minières sur vingt-neuf permis d'exploitation restent indisponibles. Les CPP des blocs en production (CI-101, CI-11, CI-26, CI-27 et CI-40), qui génèrent l'essentiel des revenus pétroliers, ne sont pas accessibles au public. **b. Limites d'accessibilité et de traçabilité documentaire** Certains liens de publication sont inactifs et le cadastre minier ne permet pas d'identifier les actes d'octroi publiés au Journal Officiel. Cette situation traduit une application partielle de l'article 82 de l'Ordonnance n°2012-369. Voir Section 2.3. Impact Cette situation constitue une non-conformité à l'Exigence 2.4 de la Norme ITIE 2023 et limite la capacité des parties prenantes à vérifier les dispositions contractuelles relatives au partage de production, au cost recovery et aux engagements fiscaux, sociaux et environnementaux des opérateurs. Actions correctives • Publier l'ensemble des CPP, conventions minières, avenants et annexes manquants ; • Mettre en place un registre électronique centralisé avec liens actifs et documents téléchargeables ; • Intégrer les références des actes d'octroi dans les cadastres minier et pétrolier ; • Formaliser une politique de divulgation contractuelle avec délais et responsabilités de publication.	2.4	CN-ITIE / MMPE	1
2	**Généralisation du gré à gré dans l'attribution des blocs pétroliers en 2024** Constat a. Généralisation des attributions par négociation directe malgré la revalorisation du potentiel pétrolier Les sept blocs attribués en 2024 l'ont tous été par négociation directe, représentant 100 % des octrois de l'exercice, y compris sur des zones dont le potentiel géologique a été significativement revalorisé après les découvertes Baleine et Calao. Aucun arrêté motivant le recours au gré à gré, aucune justification des critères techniques et financiers retenus, et aucun dossier d'instruction n'ont été mis à disposition de l'AI. b. Réattributions de blocs à fort potentiel sans transparence comparative	2.2	DGH / MMPE	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Les blocs CI-504/706/708 attribués à ENI correspondent à des réattributions post-abandon sur des zones revalorisées, sans publication des termes comparatifs avec les contrats précédemment abandonnés. c. Points de vigilance sur les capacités financières des opérateurs Elephant Oil, attributaire des blocs CI-520/521/522, présente une capacité financière non établie, caractérisée notamment par l'absence de revenus opérationnels, des pertes cumulées et l'abandon de son projet d'introduction en bourse en septembre 2024. d. Déviations procédurales Des déviations procédurales avaient déjà été identifiées dans le rapport ITIE 2022 concernant les blocs CI-401, CI-801 et CI-803, sans mesures correctives documentées à ce jour. Impact Cette situation constitue une non-conformité à l'Exigence 2.2 de la Norme ITIE 2023 et accroît les risques de manque de transparence et de mise en concurrence dans l'attribution des actifs pétroliers. Elle peut limiter la capacité de l'État à optimiser les conditions économiques et expose certains blocs à un risque de non-exécution des engagements de travaux. Actions correctives • Publier pour chaque attribution les critères techniques, financiers et les justifications du recours au gré à gré ; • Pour ENI/CI-504/706/708 : publier les termes des contrats 2024 et une note comparative avec les contrats abandonnés. • Divulguer les engagements contractuels clés (bonus, programmes de travaux, garanties financières) ; • Renforcer le contrôle préalable des capacités techniques et financières des opérateurs ; • Formaliser dans le cadre réglementaire les conditions objectives de recours au gré à gré et aux appels d'offres.			
3	PETROCI CI-11 : gisement en fin de vie, liquidité sous tension et réhabilitation sous-financée Constat a. Déclin des réserves et tensions sur la situation financière Le bloc CI-11, en production depuis 1992, ne dispose plus que de 1,19 MMBBLS de réserves huile (3,24 % des réserves initiales) et d'environ deux années de réserves gazières. La situation financière de PETROCI CI-11 demeure contrainte par 54,4 Mds FCFA de créances sur CI-Énergies entièrement provisionnées, ce qui explique selon l'entreprise l'absence de dividendes versés à l'État sur la période 2020-2024. Les montants dus à l'État au titre des dividendes et parts de	2.6	PETROCI Holding / PETROCI CI-11	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	production atteignent 45,17 Mds FCFA, en hausse de 25,3 % sur un an. b. Manque de visibilité sur les flux recouvrés et les créances intra-groupe Les montants effectivement recouvrés sur les ventes n'ont pas été communiqués à l'Administrateur Indépendant. Par ailleurs, des créances intra-groupe significatives subsistent sans clarification détaillée sur leur nature, leur ancienneté et leur impact sur les capacités de reversement à l'État. c. Sous-couverture des obligations de réhabilitation La provision pour démantèlement a été réévaluée à 23 Mds FCFA (+78,8 %), tandis que les fonds séquestrés ne couvrent que 61,6 % de cette obligation, laissant apparaître un déficit de financement estimé à 8,8 Mds FCFA. Selon PETROCI Holding, un audit des coûts a été engagé sur CI-11. Impact La chaîne d'impayés CI-Énergies - PETROCI CI-11 - État constitue un risque systémique sur les flux de recettes publiques pétrolières. L'absence de dividendes depuis plusieurs années, dans un contexte de créances intra-groupe non explicitées (44,3 Mds FCFA), appelle une vérification indépendante de l'allocation des ressources de l'entité. Le déficit de couverture de la réhabilitation sur un gisement en fin de vie imminente expose l'État à un passif environnemental non couvert. Recommandations • Clarifier et publier le statut des créances impayées sur CI-Énergies (54,4 Mds FCFA) et des créances intra-groupe (44,3 Mds FCFA) : nature, ancienneté, plan de recouvrement et impact sur la capacité de reversement à l'État. • Publier les conclusions de l'audit des coûts engagé par PETROCI Holding sur CI-11, y compris le traitement des créances croisées et la politique de réinvestissement des bénéfices, afin d'établir si l'absence de dividendes reflète des contraintes opérationnelles réelles ou des choix d'allocation à clarifier. • Sécuriser le financement de la réhabilitation des sites : combler le déficit de 8,8 Mds FCFA avant la cessation de production et soumettre l'état du compte séquestre à un reporting trimestriel dans le cadre ITIE.			
4	PETROCI Holding : gouvernance des flux de trésorerie avec l'État Constat a. *Mécanismes de préfinancement adossés à la production future* L'encours total de financement de PETROCI Holding atteint 242,5 Mds FCFA au 31/12/2024, dont 77 % liés au préfinancement Repsol (187,5 Mds FCFA), remboursable par livraisons futures de brut Baleine sur 2025-2028. Ce recours	2.6	PETROCI Holding /DGI/SGTCP/DGB	3

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	à l'endettement pour financer la participation de PETROCI Holding dans le développement du champ Baleine correspond à un besoin de financement légitime et ne constitue pas en soi un point de vigilance. b. *Avance de trésorerie à l'Administration fiscale* Une avance de 50 Mds FCFA a été consentie par PETROCI Holding à la Direction Générale des Impôts le 31/12/2024, remboursable par prélèvement sur la part État des enlèvements de brut Baleine au cours de 2025. Le cadre d'autorisation de cette opération n'a pas été communiqué à l'AI. Intervenant alors que PETROCI Holding porte des besoins de financement importants pour ses propres opérations (242,5 Mds FCFA d'encours au 31/12/2024), cette avance appelle une clarification sur l'origine des fonds mobilisés et sur la priorisation des ressources de trésorerie du groupe. Impact L'avance de 50 Mds FCFA à la DGI, dont le cadre d'autorisation reste à clarifier, pose un double enjeu : (i) une moindre lisibilité de la priorisation des ressources de trésorerie de PETROCI Holding, alors que celle-ci porte par ailleurs des besoins de financement propres importants ; (ii) un défaut de traçabilité budgétaire sur cette avance. Actions correctives • Formaliser et documenter, pour toute avance de trésorerie consentie par PETROCI Holding à l'État ou à ses démembrements, l'autorisation préalable requise (délibération du Conseil d'administration, cadre légal ou budgétaire applicable). • Mettre en place un reporting régulier des avances de trésorerie entre PETROCI Holding et l'État, précisant leur origine (fonds propres ou endettement) et assurant leur suivi jusqu'à apurement complet.			
5	SODEMI : accumulation de réserves financières et traçabilité des dividendes de participations Constat a. Un modèle de revenus structurellement porté par les participations minières La SODEMI présente un résultat d'exploitation déficitaire (-4,77 Mds FCFA en 2024), compensé par un résultat financier de +10,35 Mds FCFA, provenant principalement des dividendes de participations minières (75,8 %) et de placements en emprunts obligataires d'État (TPCI, 37,99 Mds FCFA, soit 53 % du total bilan). Cette structure reflète pour partie le positionnement de la SODEMI, société d'État à caractère non commercial dont la mission historique de recherche et d'exploration minière est monétisée via des prises de participation plutôt que par une exploitation directe. La prédominance des revenus financiers n'est donc pas en soi un signal d'alerte. b. Accumulation de réserves non redéployées Le report à nouveau atteint néanmoins 58,8 Mds FCFA (87 % des capitaux propres), ce qui interroge sur le rythme de redéploiement de ces réserves vers la mission de recherche/exploration ou de nouvelles prises de participation minières, plutôt que leur maintien en placements financiers.	2.6	SODEMI	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	c. *Traçabilité limitée des dividendes des participations* Au 31/12/2024, 4 981,6 M FCFA de dividendes restent dus par SMI et SMD, sans réconciliation claire entre montants ordonnancés et encaissements effectifs. Impact Le modèle de revenus de la SODEMI, porté par ses participations minières, est cohérent avec son statut et son mandat. Le point de vigilance porte davantage sur le rythme de redéploiement des réserves accumulées au service de sa mission de développement minier, et sur la transparence des flux de dividendes issus de ses participations. Actions correctives • Clarifier la politique de redéploiement des réserves accumulées (nouvelles participations, activités de recherche) au regard du mandat de la SODEMI ; • Réconcilier et divulguer dans les prochains rapports ITIE les dividendes ordonnancés, encaissés et restant à recouvrer auprès de SMI et SMD ; • Renforcer le reporting sur la performance des participations minières détenues par la SODEMI.			
6	SODEMI : insuffisances de gouvernance et absence de cadres formels Constat a. Absence de cadres formels de gouvernance et de conformité L'analyse de la gouvernance de la SODEMI met en évidence l'absence de politique anticorruption formalisée ainsi que l'absence de cadre encadrant l'octroi de prêts et garanties aux participations, malgré des avances consenties à certaines sociétés telles que CMB (1 460 M FCFA). b. Insuffisance de transparence financière et de contrôle Les rapports d'audit de la SODEMI ne sont plus publiés depuis 2020, limitant la visibilité sur la situation financière de l'entreprise et sur l'effectivité des mécanismes de contrôle interne et externe. c. Faible formalisation des dispositifs de gestion des risques Aucune stratégie formalisée relative aux risques climatiques et à la transition énergétique n'a été identifiée. Par ailleurs, les procédures de diligence raisonnable fournisseurs et de vérification de la chaîne d'approvisionnement ne sont pas formalisées.	2.6	SODEMI	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Impact Cette situation limite la transparence et la redevabilité dans la gestion des actifs publics miniers et accroît les risques de gestion non encadrée des financements accordés aux participations. L'absence de publication régulière des audits réduit également la capacité des parties prenantes à apprécier la situation financière et les mécanismes de contrôle interne de la SODEMI. Actions correctives • Adopter et publier une politique anticorruption et un cadre formel encadrant les prêts et garanties accordés aux participations ; • Reprendre la publication annuelle des rapports d'audit et états financiers certifiés ; • Formaliser des procédures de diligence raisonnable et de suivi des risques fournisseurs ; • Développer une stratégie de gestion des risques climatiques et de transition énergétique adaptée au portefeuille minier de la SODEMI ; • Renforcer le reporting sur le suivi et le remboursement des avances consenties aux participations.			
7	Transactions indirectes sur titres miniers : lacune réglementaire et risques de traçabilité Constat **a. Absence d'encadrement des changements de contrôle indirects** Le Code minier ivoirien de 2014 n'impose aucune obligation explicite de notification ou d'approbation des changements de contrôle indirects des titres miniers. Pour 2024, la DGMG a communiqué 4 cessions et 3 transferts directs. Toutefois, l'analyse des annonces publiques internationales a permis d'identifier au moins 9 opérations supplémentaires non déclarées à l'administration, notamment des earn-in, share deals, options d'acquisition et accords NSR, portant sur des projets stratégiques tels que Samapleu-Grata (nickel-cuivre) et Odienné (or). b. Vérification limitée des capacités des cessionnaires Si le Code minier prévoit l'approbation des cessions directes, il ne prévoit pas explicitement de vérification préalable des capacités techniques et financières du cessionnaire équivalentes à celles exigées lors de l'attribution initiale du titre. c. Avancées et limites du projet de Code minier 2025 Le projet de Code minier 2025 introduit plusieurs avancées, notamment la définition des cessions indirectes, l'autorisation préalable, les délais de déclaration et la responsabilité solidaire sur la plus-value. Toutefois, certaines limites subsistent : absence d'articulation explicite avec le registre des bénéficiaires effectifs pour assurer la traçabilité	2 .2	DGMG / MMPE / CN-ITIE	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	complète des changements de contrôle ; absence de méthodologie fiscale spécifique pour les transactions atypiques telles que les accords NSR, les earn-in à paiements échelonnés ou les share deals offshore ; et absence d'exigence explicite de vérification des capacités techniques et financières des nouveaux détenteurs indirects des titres miniers. Impact Cette situation constitue une faiblesse au regard de l'Exigence 2.2 de la Norme ITIE 2023 et limite la traçabilité des changements effectifs de contrôle des actifs miniers. Elle crée des risques de perte de visibilité sur les bénéficiaires effectifs, de transfert insuffisamment suivi des obligations fiscales, environnementales et sociales, ainsi que de reprise de titres par des opérateurs dont les capacités techniques et financières n'auraient pas été formellement évaluées. Actions correctives • Introduire dans le nouveau Code minier l'obligation explicite pour tout cessionnaire de satisfaire aux mêmes qualifications techniques et financières que celles exigées du cédant lors de l'attribution initiale, avec une exigence renforcée pour les permis d'exploitation, actifs en production ou en développement, où la continuité opérationnelle, environnementale et sociale est directement en jeu.; • Compléter le projet de Code par des règles d'évaluation fiscale spécifiques aux transactions minières atypiques : valorisation des NSR sur la base de la valeur actualisée des flux futurs ; imposition des earn-in à chaque franchissement de seuil de participation ; détermination de la quote-part ivoirienne dans les share deals offshore fondée sur la valeur des ressources géologiques certifiées selon les standards internationaux reconnus (JORC, NI 43-101); • Intégrer dans le e-cadastre la traçabilité des changements de contrôle directs et indirects en lien avec le registre des bénéficiaires effectifs ;			
8	Non-conformité procédurale dans la gestion des cessions directes de titres miniers Constat a. Retards et incohérences dans le traitement des cessions Sur les 4 cessions directes communiquées par la DGMG pour 2024, le cas du permis PR-585 (or, Tchologo Exploration - Geoalliance SARL) met en évidence des retards procéduraux importants : demande introduite en avril 2021, arrêté de cession signé en août 2024, soit plus de trois ans après et postérieurement à l'expiration du titre au 1er août 2024, ainsi qu'un arrêté de renouvellement signé avec effet rétroactif deux ans après sa date d'effet. b. Absence de délais réglementaires opposables Le Code minier 2014 ne fixe aucun délai d'instruction contraignant pour les procédures de cession et de renouvellement, laissant à l'administration une large marge d'appréciation dans le traitement des dossiers. Le projet de Code minier	2.2	DGMG / CN-ITIE	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	2025 ne semble pas introduire de délais opposables ou de mécanismes automatiques de traitement en cas de retard administratif. Impact Cette situation constitue une faiblesse au regard de l'Exigence 2.2 de la Norme ITIE 2023 et crée des risques d'insécurité juridique sur la validité et la continuité des titres miniers. L'absence de délais encadrés et de critères objectifs opposables accroît également le pouvoir discrétionnaire de l'administration dans le traitement des dossiers et expose le processus à des risques de manque de transparence, de traitement différencié entre opérateurs et de corruption. Elle peut enfin affecter le suivi des obligations environnementales, sociales et fiscales pendant les périodes d'instruction prolongées et réduire la prévisibilité du cadre administratif pour les investisseurs. Mesure corrective • Introduire dans le nouveau Code minier et ses textes d'application des délais d'instruction opposables pour les demandes de cession et de renouvellement ; • Définir des critères objectifs et publiés d'approbation ou de rejet des demandes de cession ; • Mettre en place un tableau de bord public des délais de traitement administratif des dossiers miniers ; • Formaliser des mécanismes assurant la continuité des obligations environnementales, sociales et fiscales durant les périodes d'instruction ;			
9	Audits de coûts pétroliers : absence de réalisation en 2024 Constat **a. Absence d'audits de coûts pétroliers en 2024** La Loi n°2025-986 portant règlement du budget de l'État pour l'exercice 2024 fait ressortir un taux de réalisation des audits de coûts pétroliers de 0 %, contre un objectif initial de 60 %. b. Limites du cadre de suivi et de transparence La non-publication des rapports d'audit est encadrée par les dispositions relatives au secret professionnel (article 70 du Livre des Procédures Fiscales et article 31 des CPP). Aucun cadre formalisé de suivi des coûts pétroliers ni code de déontologie spécifique applicable aux vérificateurs du secteur extractif n'a été identifié. c. Risques liés au contexte de développement du gisement Baleine Cette situation intervient alors que les coûts de développement du gisement Baleine (~1,7 Md USD) sont en phase active de récupération dans le cadre des CPP CI-101 et CI-802, avec un plafond de cost oil de 75 % et une reportabilité illimitée	4.10	DGH / DGI / CN-ITIE	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	des coûts non récupérés. Impact Cette situation constitue une faiblesse au regard de l'Exigence 4.10 de la Norme ITIE 2023 et limite la capacité de l'État à vérifier la conformité et la sincérité des coûts recouvrables déclarés par les opérateurs pétroliers. Dans un régime de partage de production, l'absence de contrôle effectif des coûts augmente les risques de surestimation des dépenses récupérables, d'érosion des revenus de l'État et de perte progressive des droits de contestation liés aux délais contractuels applicables. Actions correctives • Élaborer un plan prioritaire de rattrapage des audits de coûts sur les exercices non audités, en ciblant en priorité les blocs CI-101 et CI-802 ; • Mettre en place un cadre formalisé de suivi des coûts pétroliers et de gestion des risques fiscaux ; • Définir des modalités de publication d'informations agrégées sur les audits compatibles avec les obligations de confidentialité ; • Adopter un code de déontologie applicable aux vérificateurs fiscaux du secteur extractif ;			
10	Coûts miniers (AISC) : polarisation du secteur et points de vigilance Constat a. Absence de divulgation structurée des coûts miniers En l'absence d'obligation réglementaire de divulgation des coûts miniers par projet, l'analyse s'est appuyée sur les données publiques AISC publiées par les groupes miniers cotés. b. Polarisation des profils de coûts du secteur Les données 2023-2025 montrent une forte polarisation entre mines récentes à faibles coûts (Lafigué, Yaouré, Ity, Séguéla : 701-1 010 USD/oz hors royalties) et mines matures à coûts élevés (Tongon, Bonikro, Agbaou, Sissingué : 1 407-2 064 USD/oz). La moyenne sectorielle progresse de 946 USD/oz en 2023 à 1 096 USD/oz en 2024 (+16 %). c. Points de vigilance sur certaines trajectoires opérationnelles Tongon affiche un AISC élevé (1 724 USD/oz) et une baisse de production de -42 % sur trois ans dans un contexte de fin de cycle. Séguéla et Lafigué enregistrent des hausses rapides d'AISC malgré des profils opérationnels favorables. Par ailleurs, aucune donnée AISC n'est publiée pour Abujar, représentant environ 8 % de la production nationale.	4.10	DGMG / DGI / MMPE / CN-ITIE	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Impact L'absence de divulgation structurée des coûts limite la capacité des parties prenantes à apprécier la rentabilité réelle des projets et à anticiper les risques sur les recettes fiscales futures et les obligations de réhabilitation. La hausse simultanée des coûts et des royalties couplée à un scénario défavorable d'évolution des prix peut impacter les marges des mines matures et affecter leur durée de vie économique. L'absence de données sur Abujar crée un angle mort sur une part significative de la production nationale. Actions correctives • Introduire une obligation de divulgation annuelle des coûts AISC par projet ; • Vérifier et publier l'état des provisions de fermeture et de réhabilitation des mines matures, notamment Tongon ; • Mettre en place dans le cadre ITIE un tableau de bord annuel de suivi des AISC par mine, comme outil d'alerte sur les situations nécessitant un approfondissement au regard des obligations fiscales et environnementales résiduelles. • Mandater une étude sectorielle annuelle de suivi des AISC par mine intégrant une modélisation de l'impact fiscal (IS, royalties) selon différents scénarios de prix de l'or et de trajectoires de coûts, comme outil d'aide à la décision pour le CN-ITIE et les administrations concernées			
11	Audit des coûts miniers : absence de cadre systématique et opportunité du projet de Code minier 2025 Constat **a. Absence de mécanisme formel d'audit des coûts miniers** Le Code minier 2014 prévoit uniquement un suivi « économique et comptable » général sans mécanisme formel d'audit des coûts miniers, contrairement au secteur pétrolier. b. Faible visibilité sur les contrôles fiscaux miniers La DGI n'a communiqué aucune donnée relative aux contrôles fiscaux miniers réalisés en 2024, limitant la visibilité sur les dispositifs de contrôle effectivement mis en œuvre dans le secteur. c. Opportunités et limites du projet de Code minier 2025 Le projet de Code minier 2025 introduit plusieurs avancées, notamment l'audit des comptes et installations ainsi qu'une obligation de documentation des prix de transfert intra-groupe. Toutefois, aucun audit systématique des coûts d'investissement (CAPEX) n'est explicitement prévu avant l'entrée en production des mines industrielles, alors que cette phase concentre les principaux risques de surévaluation des dépenses déductibles et de prix de transfert intra-groupe.	4.10	DGMG / DGI / MMPE / CN-ITIE	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Impact Cette situation limite la capacité de l'État à contrôler les coûts servant de base au calcul de l'assiette fiscale minière et expose les recettes publiques à des risques de surévaluation des investissements, de gonflement des charges déductibles et de prix de transfert insuffisamment encadrés, notamment dans le contexte des nouveaux projets miniers en développement. Actions correctives • Finaliser l'adoption du nouveau Code minier et de ses décrets d'application relatifs aux audits de coûts ; • Introduire un audit systématique des CAPEX avant l'entrée en production des nouvelles mines industrielles ; • Mettre en œuvre un dispositif de contrôle des prix de transfert appliqué aux transactions intra-groupe minières ; • Renforcer les capacités de contrôle de la DGI et de la DGMG sur les coûts miniers et les transactions intra-groupe et les prix de transfert; • Intégrer dans le reporting ITIE un suivi des audits et contrôles fiscaux miniers réalisés.			
12	**Exportations d'or : qualité des données et points de vigilance sur la traçabilité** Constat a. Absence de traçabilité de la composition du doré Les exportations de doré sont enregistrées en poids brut sans ventilation entre or fin, argent et autres composantes minérales, alors que les ratios de composition varient significativement selon les mines. Cette situation ne permet pas de vérifier si la valeur FOB déclarée reflète l'ensemble des composantes commercialisées. b**. Divergence sur les exportations d'argent du groupe Ity/SMI** Les données DGMG font apparaître des exportations d'argent imputées au groupe Ity, alors qu'aucune production d'argent n'est déclarée par SMI dans les formulaires ITIE 2024. c**. Traçabilité limitée des flux EMAPE et des bureaux d'achat** Des écarts persistent entre les données DGD et DGMG relatives aux bureaux d'achat, dans un contexte où les autorités ivoiriennes et l'étude SWISSAID 2024 estiment que 30 à 140 tonnes d'or artisanal quitteraient annuellement le territoire hors circuit officiel. Impact Ces écarts réduisent la fiabilité des statistiques nationales d'exportation et limitent la capacité des parties prenantes à apprécier la contribution réelle du secteur aurifère à l'économie nationale. L'absence de traçabilité détaillée des			

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	exportations et des flux artisanaux renforce également les risques de fraude, de contrebande et de blanchiment liés aux flux aurifères. Actions correctives • Mettre en place une réconciliation systématique des données DGD et DGMG avant publication ; • Introduire dans les déclarations douanières une ventilation obligatoire de la composition du doré exporté ; • Clarifier les divergences relatives aux exportations d'argent du groupe Ity/SMI ; • Renforcer le suivi et la traçabilité des exportations des bureaux d'achat et des flux EMAPE ; • Publier des analyses comparatives avec les données miroir des principaux pays importateurs d'or ivoirien.			
13	Commercialisation du brut de l'État : points de vigilance sur la concentration des ventes et les transactions intra-groupe Constat a. Concentration des ventes PETROCI sur un acheteur unique L'analyse des 30 cargaisons exportées en 2024 n'a pas révélé d'anomalie majeure de valorisation. Toutefois, PETROCI a vendu 59 % de ses volumes CI-101/CI-802 à Augusta Energy sur T1-T3 2024, contre 9 acheteurs différents pour ENI. Sur 5 appariements PETROCI/ENI, l'écart neutralisé pondéré annuel est limité à -0,15 USD/bbl, mais un écart ponctuel de -2,73 USD/bbl est observé en avril sur un appariement de 11 jours. b. Différentiel de valorisation entre les bruts Baleine et Espoir Le brut Espoir (CNR/CI-26) a enregistré une prime moyenne de +1,43 USD/bbl par rapport au Brent, tandis que le brut Baleine (ENI/CI-101) a été commercialisé avec une décote moyenne de -1,98 USD/bbl, soit un différentiel supérieur à 3 USD/bbl entre deux qualités de brut considérées comme relativement comparables. Ce différentiel pourrait notamment s'expliquer par l'absence de cotation de référence pleinement établie pour le brut Baleine, entré récemment en production. c. Transactions intra-groupe ENI nécessitant un suivi Les cargaisons commercialisées par ENI vers sa filiale Eni R&M en février-mars 2024 présentent les décotes les plus élevées observées dans le portefeuille ENI (-5,08 USD/bbl et -5,40 USD/bbl), avec un prix contractuel figé à 79,66 USD/bbl dans un contexte où le Brent évoluait entre 84 et 85 USD/bbl. Les informations disponibles dans le cadre du présent rapport ne permettent pas d'apprécier pleinement les paramètres contractuels sous-jacents à ces transactions. d. Absence de déclaration de qualité des bruts exportés	4.2/3.3	PETROCI / DGH / CN-ITIE	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	ENI et CNR n'ont pas communiqué les caractéristiques techniques des cargaisons exportées, notamment la densité API et la teneur en soufre, limitant les possibilités de comparaison détaillée des prix entre exportateurs. Impact Ces éléments limitent la capacité des parties prenantes à apprécier pleinement l'optimisation de la commercialisation des parts de l'État et les conditions économiques appliquées aux ventes de brut. La concentration des ventes peut réduire la diversification des débouchés commerciaux, tandis que l'absence d'informations détaillées sur la qualité des bruts et certaines transactions intra-groupe réduit la transparence sur les mécanismes de formation des prix. Actions correctives • Mettre en place un suivi de la concentration des ventes de brut par acheteur et par bloc ; • Requérir la déclaration systématique des caractéristiques de qualité des cargaisons exportées (densité API, teneur en soufre) ; • Renforcer la revue des transactions intra-groupe au regard du principe de pleine concurrence ; • Divulguer les paramètres essentiels des contrats de commercialisation des parts de l'État ; • Assurer un suivi annuel des écarts de valorisation entre les différents bruts ivoiriens dans les prochains rapports ITIE.			
14	Hausse de la taxe ad valorem et limites structurelles du régime fiscal minier Constat **a. Relèvement de la taxe ad valorem sur l'or** L'Article 36 de l'Annexe fiscale à la Loi de Finances n°2024-1109 relève de +2 points les taux de la taxe ad valorem sur l'or à compter du 1er janvier 2025, portant le taux maximal de 6 % à 8 % pour un prix supérieur à 2 000 USD/oz. Les recettes additionnelles attendues sont estimées à 41,4 Mds FCFA. Le texte précise que les dispositions de l'article 164 du Code minier relatives à l'intangibilité du régime fiscal ne s'appliquent pas à cette révision. b. Limites structurelles du régime fiscal face à la hausse des cours L'analyse des projections de recettes 2025-2030 montre que l'effet de la hausse du taux à 8 % demeure temporaire : la part de la redevance dans la marge brute progresse de 10,6 % en 2024 à 11,6 % en 2025, avant de retomber à 10,1 % en 2026 puis entre 9,5 % et 9,8 % à partir de 2027 malgré la poursuite de la hausse des cours de l'or. Les simulations montrent que le maintien du ratio de captation observé en 2023 (14,6 %) face à une marge projetée passant d'environ 891 USD/oz en 2023 à 3 574 USD/oz en 2027 aurait nécessité un taux de l'ordre de 16-18 %. La pression fiscale globale demeure plafonnée autour de 31-33 % du chiffre d'affaires à partir de 2027, tandis que la marge nette cumulée projetée des investisseurs sur 2026-2030 atteint 21 999 M USD contre 14 291 M USD de recettes cumulées pour l'État. L'impôt sur	2.1 / 5.1	CN-ITIE / MMPE / DGI / Ministère des Finances	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	les sociétés, qui représente 55-58 % des recettes fiscales minières, demeure proportionnel et non progressif. Le projet de Code minier 2025 maintient par ailleurs le régime de BIC de droit commun sans mécanisme spécifique de captation des superprofits liés à la flambée des cours. **c. Risque d'instabilité fiscale lié aux ajustements discrétionnaires** L'absence de mécanisme automatique de progressivité de la fiscalité minière crée un risque de révisions discrétionnaires répétées lors des cycles haussiers des prix, chaque ajustement nécessitant une dérogation au principe de stabilité fiscale conventionnelle. Impact Cette réforme génère un gain budgétaire immédiat significatif dans un contexte de prix historiquement élevés de l'or. Elle met toutefois en évidence les limites structurelles du régime fiscal minier ivoirien pour assurer une captation automatique, progressive et durable de la rente minière exceptionnelle, tout en préservant la stabilité et la prévisibilité du cadre fiscal applicable au secteur. Actions correctives • Intégrer dans le nouveau Code minier un mécanisme automatique de progressivité de la fiscalité minière indexé sur les cours de l'or ; • Engager au sein du CN-ITIE une réflexion sur l'introduction de mécanismes de captation des superprofits miniers adaptés au contexte ivoirien ; • Renforcer les capacités techniques des parties prenantes ITIE en matière de modélisation économique et de simulation fiscale des projets et contrats miniers, afin d'alimenter le débat multipartite sur la captation de la rente minière, l'évolution du régime fiscal et les impacts des réformes envisagées ; • Réaliser une analyse d'impact de la réforme sur les marges minières, les recettes publiques et la soutenabilité du cadre fiscal afin d'éclairer les arbitrages et le débat multipartite sur l'évolution du régime fiscal minier.			
15	**Stabilisation des recettes extractives : de l'analyse ITIE à la création du FSD**-CI Constat a. Forte exposition des finances publiques à la volatilité des cours L'analyse des projections de recettes extractives 2025-2030 met en évidence une forte dépendance des recettes publiques à l'évolution des cours des matières premières. Les recettes aurifères de l'État sont projetées entre 1 325 M USD et 3 267 M USD selon les scénarios retenus, avec une amplitude d'environ ±3 300 M USD sur cinq ans entre	5.3	CN-ITIE / MMPE / Ministère des Finances	3

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	scénario haut et scénario bas. Plus de 80 % de la croissance projetée des recettes résulte de l'effet prix et non de l'effet volume. Le régime fiscal actuel ne comporte pas de mécanisme automatique de stabilisation permettant de lisser les recettes en période de volatilité des cours. **b. Création du Fonds Souverain Stratégique pour le Développement de la Côte d'Ivoire (FSD-CI)** En réponse à cet enjeu, le Conseil des ministres du 15 avril 2026 a adopté une ordonnance portant création du FSD-CI, structuré autour de trois sous-fonds : Fonds de Développement des Infrastructures, Fonds de Stabilisation Économique et Fonds de Placements Financiers Stratégiques. Le fonds sera notamment alimenté par une quote-part des revenus tirés de l'exploitation des ressources minières et pétrolières. c. Paramètres opérationnels restant à préciser À la date de finalisation du rapport, plusieurs paramètres structurants restent non définis publiquement : quote-part des recettes extractives affectée à chaque sous-fonds, règles de tirage et d'investissement, modalités de reporting public et articulation avec les mécanismes existants de redistribution des revenus extractifs (CDLM, FDL, budget général). Impact La création du FSD-CI constitue une avancée importante pour la gestion de long terme des recettes extractives et répond directement aux enjeux de stabilisation identifiés par l'analyse ITIE. Son efficacité en matière de transparence, de gouvernance et de stabilisation budgétaire dépendra toutefois de la clarté de ses règles d'alimentation, de gouvernance et de reddition de comptes, ainsi que de son intégration dans le périmètre de suivi ITIE. Actions correctives • Intégrer les flux affectés au FSD-CI dans le périmètre de déclaration ITIE dès sa première année d'opération, avec désagrégation par sous-fonds ; • Publier une règle budgétaire de référence fondée sur les prix des matières premières servant de base à l'alimentation du Fonds de Stabilisation Économique ; • Aligner la gouvernance du FSD-CI sur les Principes de Santiago applicables aux fonds souverains ; • Soumettre au CN-ITIE les principaux paramètres de gouvernance et de fonctionnement du FSD-CI afin d'alimenter le débat multipartite ; • Réaliser, sous l'égide du CN-ITIE, une étude comparative internationale (benchmark) des mécanismes de stabilisation budgétaire et des fonds souverains adossés aux revenus extractifs, afin d'alimenter le débat multipartite sur les modalités de gouvernance, les règles d'alimentation, les mécanismes de stabilisation contre-cyclique, les politiques			

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	d'investissement et les exigences de transparence applicables au FSD-CI ; • Clarifier l'articulation entre le FSD-CI et les mécanismes existants de redistribution des revenus extractifs au profit des collectivités et communautés locales.			
16	Durabilité des recettes aurifères 2026-2030 : cartographie des risques et points de vigilance Constat **a. Forte dépendance des recettes aux cours de l'or et aux nouveaux projets** Les projections 2025-2030 montrent une forte sensibilité des recettes publiques aux cours de l'or et à la mise en production des nouveaux projets. Un scénario bas à 4 000 USD/oz en 2027 réduirait les recettes cumulées de 3,4 Mds USD (-24 %) par rapport au scénario central. Les projets Koné, Doropo et Assafou représentent environ 40 % de la production projetée à l'horizon 2030 ; un retard de 12 mois de Koné entraînerait un manque à gagner estimé à 550 M USD sur 2027. b. Pressions sur les coûts et transactions intra-groupe Les coûts opérationnels progressent d'environ +7 % par an. Les charges intra-groupe (management fees, financement, assurances, logistique) demeurent un point de vigilance pour l'assiette fiscale. Le projet de Code minier 2025 renforce toutefois leur encadrement via les plafonds de déductibilité prévus par le CGI applicables aux prestations de services, intérêts financiers et redevances intra-groupe. c. Risques de durabilité des réserves La fermeture progressive de Tongon (2028), Agbaou et Sissingué (2029) retirera environ 9 tonnes/an de production du parc existant. Sur la base des réserves publiées, la durée de vie fiscale moyenne du secteur est estimée à environ 12 ans. Le maintien du niveau de recettes au-delà de 2035 dépendra d'un effort soutenu d'exploration et de renouvellement des réserves, notamment hors du corridor Ity-Séguéla. Impact Cette cartographie met en évidence la forte exposition des recettes extractives à la volatilité des cours, à l'exécution des nouveaux projets et à la maîtrise des coûts. Elle souligne également l'importance du renouvellement des réserves minières pour préserver les recettes fiscales futures. Actions correctives • Elaborer et intégrer la cartographie des risques aurifères dans le cadrage macroéconomique et budgétaire ; • Accompagner la mise en œuvre des nouvelles dispositions du projet de Code minier relatives aux transactions intra-	5.3	CN-ITIE / MMPE / DGI	3

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	groupe ; • Intégrer dans les rapports ITIE un indicateur de durabilité des réserves minières permettant aux parties prenantes d'évaluer la trajectoire de long et moyen terme des recettes fiscales ; • Réaliser un suivi régulier des structures de financement et de l'endettement intra-groupe des sociétés minières afin d'identifier les risques de sous-capitalisation et leurs impacts potentiels sur l'assiette fiscale.			
17	Comptes séquestres de réhabilitation : insuffisances de suivi et risque de passif environnemental Constat a. Absence de données exhaustives sur les garanties de réhabilitation minières L'article 144 du Code minier impose la constitution de garanties financières de réhabilitation pour les permis d'exploitation industrielle. Toutefois, la DGMG n'a communiqué aucune donnée consolidée sur les comptes séquestres dans le cadre du rapport ITIE 2024. Seules trois sociétés ont déclaré des versements : SMI (107,6 M FCFA), SMF (23,5 M FCA) et SMD (7,3 M FCFA). Le dernier PV du CSCS disponible (2022) faisait déjà état d'un écart d'environ 9 Mds FCFA entre garanties requises et garanties constituées. b. Secteur pétrolier : absence ou incertitude sur les mécanismes de sécurisation Pour le bloc CI-802 (ENI/Baleine), l'article 20.8 du CPP prévoit l'alimentation trimestrielle d'un compte séquestre à compter de la première production commerciale (août 2023). Aucun versement n'a toutefois été déclaré en 2024 et l'ouverture effective du compte n'a pas été confirmée par ENI ou la DGH. c. Risques accrus pour les sites en fin de vie Les risques sont particulièrement élevés pour les mines en fin de cycle (Tongon, Sissingué, Agbaou) ainsi que pour CI-11, dont la provision de démantèlement atteint 23 Mds FCFA avec un déficit de couverture estimé à 8,8 Mds FCFA. Impact Cette situation constitue une faiblesse au regard de l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE 2023 et limite la visibilité sur le niveau réel de couverture des obligations de réhabilitation environnementale. Elle expose également l'État à un risque de passif environnemental non provisionné en cas de défaillance des opérateurs. Actions correctives • Publier un état exhaustif des comptes séquestres et garanties de réhabilitation par projet minier et pétrolier ; • Confirmer l'ouverture et l'alimentation du compte séquestre prévu au titre du CPP CI-802 (ENI/Baleine) ; • Réactiver et publier régulièrement les travaux du CSCS ;	6.2	DGMG / DGH/ MMPE / CN-ITIE	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	• Vérifier les niveaux de couverture avant tout renouvellement de permis en fin de vie ; • Engager une évaluation indépendante du passif environnemental potentiel agrégé du secteur extractif ivoirien, notamment pour les mines et les blocs pétroliers en fin de vie, comme base de dimensionnement des obligations de garantie et d'alerte sur les risques à la charge de l'État..			
18	CDLM/FDL : déficit de traçabilité, écarts de rapprochement et enjeux de couverture du mécanisme Constat a. Couverture limitée du rapprochement CDLM/FDL Sur 19 entités examinées, cinq présentent un rapprochement concluant, dont trois avec des montants nuls : Ity, Sissingué, Daapleu, Floleu et Fimbiasso. Des écarts non justifiés, totalisant 34,3 millions FCFA, sont relevés pour Yaouré, Bonikro, Agbaou, Hiré et la Compagnie minière du Littoral. Le rapprochement n'a pas pu être finalisé pour Tongon, La Lobo, Shiloh Manganèse et la Compagnie minière du Bafing en raison de formulaires partiels ou non transmis. b. Écarts et déclarations non confirmées Des écarts significatifs sont constatés notamment pour Tongon, Bonikro, La Lobo, Floleu, Roxgold Sango et Fimbiasso. Leur interprétation doit toutefois tenir compte des différents calendriers de paiement : trimestriels, annuels en N+1 ou ponctuels. La base contractuelle de la contribution de Tongon reste à clarifier. La contribution 2024 de Roxgold Sango a été versée en février 2025. Pour Fimbiasso, un paiement de 364,6 millions FCFA est intervenu en 2025 au titre du T4 2023 au T3 2024 ; les contributions relatives aux T2 et T3 2023 restent à confirmer ou à régulariser. **c. Retards d'opérationnalisation et d'exécution** Plusieurs CDLM n'étaient pas pleinement opérationnels en 2024, notamment Floleu, Fimbiasso et Lafigué, tandis que Tongon fonctionnait encore sous le régime d'un CDL. Le taux global apparent de décaissement atteint 78,4 %, mais reste faible à Daloa (3 %), Yaouré (32,4 %), Bonikro-Divo (39 %) et Agbaou-Divo (43,3 %). Cette situation résulte principalement de la mise en place récente du CDLM de Daloa et de projets non encore achevés dans les autres localités. L'analyse des décaissements demeure par ailleurs limitée à 12 CDLM/CDL sur 19, sept mécanismes n'ayant pas transmis de déclaration.	6.1	MMPE/CN-ITIE/CDLM	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	d. **Couverture partielle des carrières industriels et de l'EMAPE** Le Code minier prévoit des contributions sociales applicables aux carrières industrielles et à certaines activités artisanales et semi-industrielles. Des engagements sociaux sont déjà formalisés dans certains actes d'octroi ou de cession de carrières. Toutefois, les modalités opérationnelles prévues à l'article 126 du Code minier restent en attente de finalisation réglementaire et aucun mécanisme centralisé de suivi de ces engagements n'est actuellement intégré au dispositif ITIE. Impact Les déclarations manquantes, les écarts non justifiés et l'absence d'informations harmonisées sur les périodes couvertes limitent la traçabilité des contributions au développement local. Les retards d'opérationnalisation des CDLM et d'exécution des projets différèrent l'utilisation des ressources au bénéfice des communautés. L'absence de cadre réglementaire et de dispositif centralisé pour les autres catégories d'exploitation limite également la couverture du mécanisme de développement local. Actions correctives • Requérir la transmission des formulaires de déclaration manquants. • clarifier les bases contractuelles et les périodes couvertes par les contributions, notamment pour Tongon, Bonikro, Roxgold Sango et Fimbiasso ; • confirmer ou régulariser les contributions de Fimbiasso relatives aux T2 et T3 2023 ; • accélérer l'opérationnalisation des CDLM récemment créés ou non encore installés ; • assurer le suivi des projets en cours, des montants engagés et des échéances d'exécution ; • Adopter dans les meilleurs délais le décret d'application de l'article 126 du Code minier, définissant les modalités des contributions sociales des titulaires d'autorisations artisanales, semi-industrielles et de carrières industrielles. • Mettre en place un mécanisme centralisé de suivi des engagements sociaux des titulaires de carrières, en s'appuyant sur les protocoles d'accord existants comme base de référence et en définissant des indicateurs de mise en œuvre publiables dans le cadre ITIE. • Publier annuellement les rapports de gestion CDLM dans le cadre ITIE, conformément à l'obligation de transmission avant le 31 mars prévue par le Décret n°2022-918.			
19	EMAPE : contribution économique non captée, risques environnementaux et enjeux de formalisation	3.2 / 3.3 / 6.3	MMPE / DGMG / CN-ITIE	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Constat a. Importance économique et faiblesse des données de traçabilité L'EMAPE constitue un pan majeur du secteur extractif ivoirien, présent dans 24 des 31 régions du pays, mobilisant plus de 500 000 personnes et couvrant plus de 500 sites artisanaux dont environ 240 illégaux recensés. Les estimations disponibles présentent des écarts très importants : la DGMG déclare environ 0,7 tonne d'or produite légalement en 2024, tandis que plusieurs estimations officielles ou indépendantes évaluent les volumes hors circuits formels entre 30 et 142 tonnes/an. Les exportations certifiées via les bureaux d'achat agréés atteignent seulement 23 kg en 2024, contre 727 kg de production déclarée par la DGMG, révélant la faiblesse structurelle des circuits de traçabilité formels. b. Enjeux fiscaux et de gouvernance Sur la base d'une estimation conservatrice de 35 tonnes d'or artisanal non déclaré, les pertes fiscales directes liées au droit de sortie (3 %) sont estimées à environ 49 Mds FCFA par an, hors IS, TEE et autres prélèvements. Les risques de contrebande, de flux financiers illicites et de faiblesse de traçabilité sont également relevés par l'Évaluation nationale des risques CENTIF 2025. La multiplicité des estimations disponibles (0,7 t à 142 t) traduit l'absence de base statistique consolidée pour orienter les politiques publiques. c. Risques environnementaux et défis de formalisation Le PAN Mercure (2023) identifie l'EMAPE comme principale source d'émissions anthropiques de mercure en Côte d'Ivoire. Des enquêtes menées dans certaines zones frontalières montrent également que l'orpaillage clandestin repose largement sur des mécanismes informels, rendant sa formalisation particulièrement complexe. Plusieurs initiatives sont en cours — PAN Mercure, projet planetGOLD et Projet de Rationalisation de l'Orpaillage — mais leurs résultats mesurables ne sont pas encore disponibles. Impact Cette situation limite fortement la visibilité sur la contribution économique, fiscale et environnementale réelle de l'EMAPE. Elle réduit également la capacité des parties prenantes à apprécier l'ampleur des flux hors circuits formels et les risques associés en matière de gouvernance, de traçabilité et d'environnement. Actions correctives • Engager une intégration progressive de l'EMAPE dans le périmètre de déclaration ITIE, en commençant par les SCOOPS et les bureaux d'achat agréés ; • Réaliser une étude de quantification et de cartographie des flux EMAPE afin d'harmoniser les estimations disponibles et disposer d'une base statistique fiable ;			

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	• Mettre en place un tableau de suivi des programmes de formalisation et de réduction de l'usage du mercure ; • Renforcer la traçabilité des exportations d'or artisanal via les bureaux d'achat agréés ; • Le CN-ITIE devrait identifier les lacunes persistantes nécessitant des mesures complémentaires : (i) mécanisme de traçabilité de l'or artisanal de la mine à l'export, permettant de capter les flux hors circuits formels ; (ii) dispositif de financement adapté aux artisans; (iii) renforcement du dispositif KYC/AML spécifique aux bureaux d'achat agréés; (iv) mécanisme de collecte fiscale adapté aux réalités terrain des exploitants artisanaux et de petites mines .			
20	Transparence environnementale : déficit de divulgation publique des données environnementales Constat a. Accessibilité limitée des EIES et documents environnementaux Malgré les dispositions de la Loi n°2023-900 consacrant le droit à l'information environnementale et l'obligation de publication des EIES, aucune plateforme gouvernementale de divulgation en ligne n'est opérationnelle à ce jour. Les EIES, arrêtés d'approbation et rapports de suivi environnemental ne sont accessibles qu'auprès des administrations concernées sur demande. Les rapports d'audit environnemental ne sont pas publiés. Seules certaines sociétés cotées publient volontairement une partie de leur documentation environnementale. b. Couverture limitée du reporting RSE Sur 39 sociétés couvertes par le périmètre ITIE, seules 18 ont fourni des réponses exploitables au questionnaire RSE (46 %). Parmi les sociétés répondantes, plusieurs opérateurs majeurs ne disposent pas de politique genre formalisée (Bonikro, Agbaou, Hiré Gold, PETROCI CI-11, Foxtrot, CML) et certaines ne disposent pas de politique sociale formalisée (PETROCI Holding, PETROCI CI-11, CML). c. Transition institutionnelle en cours La Loi n°2023-900 prévoit la création d'une nouvelle Agence autonome de l'environnement et d'une Police de l'environnement. Toutefois, les décrets d'application nécessaires à leur opérationnalisation ne sont pas encore publiés. Impact Cette situation limite la capacité des parties prenantes à accéder aux informations environnementales et sociales relatives aux projets extractifs. Actions correctives • Mettre en place un portail public de divulgation des EIES, arrêtés d'approbation et rapports de suivi environnemental des projets extractifs ; • Requérir des sociétés importantes la formalisation de politiques genre et sociales ; • Finaliser les décrets d'application de la Loi n°2023-900 relatifs à la nouvelle Agence environnementale et à la Police de	6.4	ANDE / MINEDDTE / MMPE / CN-ITIE	2

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	l'environnement ; • Introduire dans le reporting ITIE un indicateur annuel de transparence environnementale couvrant la publication des EIES, audits environnementaux et rapports RSE.			
21	Risques liés à la transition énergétique pour le secteur extractif Constat Trois risques documentés pèsent sur le secteur extractif ivoirien, sans remettre en cause sa viabilité à court terme. Compétitivité ESG et financement. L'intensité carbone du réseau électrique (~0,50 tCO_2/MWh, 66 % gaz) dégrade les scores ESG des groupes miniers cotés et peut conditionner le financement des nouveaux projets (Koné, Doropo, Sipilou - ~40 % de la production 2030) par les banques membres de la Net Zero Banking Alliance. Nickel ivoirien et marché européen des batteries. Le règlement (UE) 2023/1542 imposera des seuils d'empreinte carbone pour les batteries vendues en Europe à partir de 2030. Sans certification carbone, le nickel ivoirien (CMB/Bafing, ~1,37 Mt en 2024) sera désavantagé face aux productions canadienne et norvégienne . Stranded assets et cohérence climatique. Les investissements offshore (Baleine Phase 2 ~1,7 Md USD, Calao, durée de vie 20-25 ans) sont exposés à un risque de rentabilité réduite dans un scénario de transition accélérée (prix < 40 $/bbl post-2030, scénario Net Zero AIE). La coexistence entre expansion gazière et objectif de 45 % d'énergies renouvelables d'ici 2030 (CDN 2022) fragilise par ailleurs le positionnement de la CI pour accéder aux financements climatiques concessionnels, dont le potentiel dépasse significativement les 35 M USD déjà obtenus via REDD+. Impact Renchérissement potentiel du coût du capital, conditionnalité sur le financement des nouveaux projets, perte de compétitivité du nickel sur les marchés batteries européens et accès limité aux financements climatiques concessionnels. L'absence de données GES dans le périmètre ITIE prive les parties prenantes d'un outil de suivi adapté aux exigences réglementaires internationales. Mesure corrective • Intégrer dans les formulaires ITIE 2025 la déclaration des émissions GES scope 1 et scope 2 par projet (Norme ITIE 2023, Exigence 3.4). • Lancer une étude de faisabilité sur la certification carbone du nickel ivoirien (CMB/Bafing) en anticipation des seuils applicables à partir de 2030. • Intégrer un scénario de transition accélérée dans les projections de recettes extractives et requérir de PETROCI Holding une analyse de sensibilité aux scénarios de prix de long terme de l'AIE (Norme ITIE 2023, Exigence 5.3 b). • Formaliser une note stratégique clarifiant le rôle du gaz comme énergie de transition alignée sur la CDN 2022.	5.3 / 2.6 /2.1	*CN-ITIE / MMPE / PETROCI/ SODEMI*	3

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
22	Cohérence des recettes minières aurifères : écarts entre données ITIE et modélisation fiscale Constat L'analyse de cohérence rapprochant les données ITIE compilées d'une modélisation fiscale indépendante fondée sur les données publiques des opérateurs cotés révèle un écart global de -87,6 Mds FCFA (-26,9 %) entre les encaissements théoriquement attendus (325,7 Mds) et les recettes aurifères compilées (238,1 Mds) pour l'exercice 2024 : Taxe ad valorem (-19,4 Mds, -16 %) : l'écart est concentré sur trois cas documentés — Abujar + La Lobo (-9,1 Mds), Lafigué (-4,9 Mds) et Tongon (-3,4 Mds). Hors ces cas documentés, la taxe ad valorem présente une cohérence globale satisfaisante. IS (-67,5 Mds, -43 %) : l'écart net s'élève à 67,6 milliards FCFA, dont 48 milliards FCFA pour Yaouré, 9,5 milliards FCFA pour Abujar–La Lobo et 7,6 milliards FCFA pour Ity–Daapleu–Floleu. Pour Yaouré, l'absence d'IS déclaré resulte de l'exonération de cinq ans prévue par la convention minière de 2019. L'articulation de ce régime particulier avec l'article 13 du Code minier, qui pose le principe de non-dérogation aux dispositions légales, doit être documentée et clarifiée. Dividendes (-0,8 Mds, -2 %) : l'écart net est limité à 0,8 milliard FCFA. Ce résultat global masque toutefois des dividendes supérieurs à la modélisation pour Ity–Daapleu–Floleu et l'absence de dividendes déclarés pour Séguéla, Abujar–La Lobo, Bonikro–Hiré et Tongon. Ces situations doivent être rapprochées des bénéfices distribuables et des décisions des organes sociaux. Impact L'absence de justification détaillée des principaux écarts limite l'évaluation de l'exhaustivité et de la cohérence des recettes aurifères. Elle peut également masquer des différences de période, d'assiette, de régime conventionnel, de traitement fiscal ou de rattachement des paiements. Mesures correctives • Solliciter auprès de la DGI les éléments justifiant le régime d'exonération d'IS appliqué à Perseus Mining Yaouré, notamment son fondement juridique, la période couverte et son articulation avec l'article 13 du Code minier. • Documenter les autres écarts significatifs, notamment pour Abujar–La Lobo, Lafigué, Tongon et Ity–Daapleu–Floleu, en rapprochant les assiettes, liquidations, déductions, périodes de rattachement et encaissements. • Institutionnaliser cette analyse de cohérence dans les prochains rapports ITIE comme outil systématique de contrôle de qualité des données fiscales — en élargissant progressivement le périmètre aux autres substances (manganèse, nickel), en intégrant une modélisation de la rente minière par mine (marge brute, part État, ratio de captation) et en affinant les hypothèses conventionnelles au fur et à mesure de la publication des contrats miniers. • Mandater une analyse approfondie de l'impact du projet de Code minier 2025 sur la structure des recettes aurifères — notamment sur le mécanisme de dividende prioritaire pour l'État actionnaire, la progressivité de la taxe ad valorem et le	4.10, 4.9, 5.3, 4.1	*DGI / DGMG / CN-ITIE*	1

N°	Constatations du rapport ITIE 2024	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	régime de captation des superprofits — afin d'alimenter le débat multipartite avec des projections fiscales comparatives entre le régime actuel et le régime réformé, mine par mine et sur la période 2026-2030. • Soumettre au CN-ITIE, sur la base de cette modélisation enrichie, une analyse de sensibilité des recettes aurifères aux principaux paramètres fiscaux (taux ad valorem, taux IS, seuils de déclenchement des mécanismes de progressivité) permettant aux parties prenantes d'évaluer les arbitrages entre attractivité des investissements et optimisation de la captation de la rente minière par l'État.			

8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieures

La présente section fait le point sur l'état d'avancement des recommandations formulées dans les rapports ITIE-CI de 2018 à 2023. Sur les 46 recommandations recensées, 10 ont été mises en place, 15 sont en cours de mise en œuvre, 3 n'ont pas encore été mise en place et 18 sont en attente de réponse du Conseil National ITIE-CI.

Tableau de synthèse

Mise en place	En cours	Non mis en place	En attente
10 / 46	16/ 46	3 / 46	17 / 46

Détail par exercice

Recommandations 2023

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Transparence des flux financiers, de production et d'exportation	En attente	Publier régulièrement les données sur la production, les exportations et les paiements des entreprises extractives (impôts, redevances, dividendes, contributions sociales et environnementales) ainsi que les montants perçus par l'État.
Formalisation EMAPE et traçabilité de la production artisanale	En attente	Enregistrer tous les acteurs EMAPE via le registre numérique national et mettre en place un mécanisme de traçabilité de la production artisanale d'or et de diamants.
Portail open data pour la centralisation des données ITIE	En attente	Créer un portail open data centralisant toutes les données ITIE : paiements, licences, production et bénéficiaires effectifs.
Renforcement de la participation citoyenne	En attente	Renforcer les capacités de la société civile et des collectivités locales à l'analyse et à l'utilisation des données ITIE.

Recommandations 2022

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Consultation et consentement des communautés	En attente	Mettre en place un système accessible au public centralisant les résultats des consultations des communautés (EIES). La DGH et la DGMG n'ont pas fourni les informations requises par la norme ITIE (ventilation par genre, modalités).
Déviations dans l'octroi des licences minières	En attente	L'analyse des dossiers d'octroi a révélé des déviations par rapport à la réglementation en vigueur. Des mesures correctives sont attendues.
Divulgation des contrats pétroliers	En attente	Seuls 8 des 14 CPP actifs sont publiés, avec de nombreux liens inactifs. La norme ITIE exige la divulgation complète et l'explication de tout écart.
Divulgation des contrats miniers	En attente	Le cadastre minier ne fournit pas les références précises des actes d'octroi. Le CN-ITIE a publié 10 conventions minières sur 29 permis d'exploitation signés depuis l'entrée en vigueur du Code Minier.
Propriété effective — accessibilité des registres	En cours	Le registre BE – ITIE est accessible mais les données demeurent partielles. Le registre central des bénéficiaires effectifs n'est pas accessible au public en vert des texte en vigeur.
Dépenses opérationnelles et d'investissement des entreprises d'État	En attente	PETROCI CI-11, PETROCI Holding et SODEMI n'ont fourni aucun détail sur leurs politiques de sous-traitance et de gestion des dépenses, laissant ces pratiques opaques.
Ventilation des données de production minière	Mis en place	Données communiquées par société
Première vente de PETROCI CI-11	En attente	PETROCI CI-11 n'a pas communiqué de données détaillées sur la première vente de ses parts de production dans le bloc CI-11, contrairement aux exigences de la norme ITIE.
Déclaration des revenus par projet	En attente	En 2022, 86 % des flux étaient ventilés par projet (374,8 Mds FCFA). Des lacunes persistent dans le secteur minier et pour les revenus en nature dans les hydrocarbures (29,3 Mds FCFA non désagrégés).
Formalisation du secteur artisanal (EMAPE)	En attente	La production artisanale d'or est estimée à 30-40 tonnes/an (~1,6 Md USD) mais reste majoritairement non déclarée. Des écarts majeurs sont relevés entre les données douanières ivoiriennes et celles des Émirats arabes unis (2 787 kg importés vs 26 kg déclarés à l'export).

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Transparence des opérations de SWAP	En attente	Des différences de prix notables entre blocs ont été observées dans les opérations de SWAP effectuées par PETROCI Holding pour le compte de l'État, soulevant des questions de cohérence et de traçabilité.
Écart dans les revenus pétroliers et gaziers	En attente	Un écart de 182,76 Mds FCFA subsiste entre les recettes de vente des parts de l'État déclarées (167,3 Mds) et les revenus figurant dans le TOFE (349,46 Mds), hors bonus de signature.
Projections de recettes — hydrocarbures	En attente	Les projections disponibles pour le gisement Baleine et les champs CI-802 et CI-101 n'incluent pas d'estimations de recettes futures, contrairement aux exigences de la norme ITIE.
Risques de corruption dans le secteur extractif	En attente	Malgré une amélioration de l'IPC (40 → 45/100 en 2024), des risques subsistent : exploitation informelle, absence de dispositifs anti-corruption formels, contrôles CENTIF insuffisants.
Fonds de Développement Local (FDL)	En attente	Des manquements sont observés dans la mise en œuvre du FDL (0,5 % du CA). PERSEUS MINING Yaouré n'a constitué son CDLM qu'en février 2023, malgré une production depuis 2021.

Recommandations 2021

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Suivi des ventes de parts de l'État (SIR/CIE)	En cours	PETROCI-Holding ne tient pas de suivi détaillé par facture des volumes de gaz livrés à la CIE. Les données sur les factures réglées par la CIE à CI Énergie ne sont pas systématiquement transmises à PETROCI.
Conformité au décret 2012-1122 — plafonnement des compensations	En cours	Les montants compensés en 2018, 2019, 2021 et 2024 ont excédé le seuil réglementaire de 50 Mds FCFA, atteignant 78,9 Mds FCFA en 2024. La subvention reversée à CI Énergie a été calculée de manière non conforme.
Réhabilitation des sites miniers — garanties financières	En cours	Écart de 9 Mds FCFA dans la provision pour garantie autonome (5,4 Mds reconstitués sur 14,4 Mds attendus). Retards dans la réévaluation des garanties pour les mines d'Agbaou, Hiré et Bonikro.

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Taxe ad valorem — liquidation et recouvrement	En cours	Plusieurs entreprises ont acquitté la taxe ad valorem auprès de la DGMG sans s'acquitter de la part revenant à la DGI (85 % des droits dus au budget de l'État, selon l'art. 15 de l'ordonnance n°96-600).
Système de management anti-corruption (PETROCI)	Mise en place	Politique anticorruption implémentée et publiée
Exhaustivité des données de production minière	Non mis en place	Plusieurs sociétés ont réglé la taxe ad valorem sur des valeurs de production non reportées par la DGMG, révélant des lacunes dans l'exhaustivité des données communiquées.
Contrôle des exportations d'or / intégration EMAPE dans l'ITIE	Non mis en place	Ecarts persistant entre données officielles et données d'autres sources notamment pour l'or.
Clarification des dividendes dus aux actionnaires publics	Mise en place	L'écart entre les dividendes déclarés par Agbaou Gold pour 2019 et les paiements effectifs rapportés à la SODEMI et à l'État a été clarifié.
Conformité des octrois et transferts de permis	Non mis en place	L'évaluation a mis en évidence plusieurs insuffisances dans les procédures d'octroi des permis et contrats (mines et hydrocarbures), sans mise en conformité attestée à ce stade.

Recommandations 2020

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Mise en œuvre des recommandations des rapports ITIE antérieurs	En cours	Le groupe multipartite est chargé de mettre en œuvre un plan d'action pour l'implémentation des recommandations des rapports précédents.
Dettes et créances envers l'État — bilan PETROCI Holding au 31/12/2024	En cours	Le détail des dettes et créances financières envers l'État figurant au bilan de PETROCI Holding reste à clarifier.

Recommandations 2019

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Statut juridique et politique de dividendes de PETROCI CI-11	En cours	La politique communiquée non cohérente avec l'analyse des états financiers de la société
Publication des états financiers des entreprises d'État	En cours	La publication régulière et complète des états financiers des sociétés d'État reste incomplète notamment pour les comptes audités.
Octroi des permis — procédures et transparence (DGH)	En cours	Une note explicative a été produite et les références de l'AMI ont été partagées. Les recommandations d'une étude sur l'octroi ont été intégrées au plan de travail 2023.
Rapprochement des données de production (DGMG)	En cours	Des écarts significatifs subsistent entre les données de production communiquées par la DGMG et celles déclarées par les entreprises.
Exhaustivité des déclarations ITIE — entreprises d'État	Mise en place	Une étude sur la transparence des entreprises d'État a permis de clarifier la nature des opérations publiées dans leurs états financiers.
Assurance des données — sensibilisation des entités déclarantes	Mise en place	Des ateliers de sensibilisation ont été organisés avec les entités défaillantes. Des rencontres périodiques avec les nouvelles entreprises du périmètre sont mises en place.
Évaluation des procédures d'octroi et de transfert	Mise en place	Une étude approfondie a été réalisée. Certaines faiblesses sont en cours de correction ; les autres ont été intégrées au plan d'actions 2023.
Inclusion des sous-traitants dans le périmètre ITIE	En cours	Des discussions et ateliers ont été engagés. Le rapport ITIE 2021 a fait l'objet d'une expérimentation. La mise en œuvre complète reste en cours.

Recommandations 2018

Recommandation	Statut	Observations / Constat
Données désagrégées sur la production et l'exportation de diamants	Mise en place	Les données désagrégées par exportateur sont communiquées à la section 4.2.2.5 du rapport ITIE 2019.
Évaluation des écarts dans l'octroi des licences	Mise en place	L'évaluation de la conformité de l'application des critères d'octroi, de transfert et de renouvellement des permis a été réalisée.
Amélioration des registres des licences minières et pétrolières	En cours	Le cadastre pétrolier a été amélioré (ajout des dates de demande). Des fonctionnalités de visualisation de l'historique restent à déployer pour le cadastre minier.
Divulgation des contrats miniers et pétroliers	En cours	Les contrats pétroliers depuis 2019 sont publiés intégralement. Les conventions minières sont en cours de publication.
Prêts, subventions et garanties des entreprises d'État	Mise en place	Les données SODEMI sont divulguées. Un rapport sur l'endettement des entreprises publiques est publié régulièrement.
Accords de troc (SWAP) — publication des clauses contractuelles	Mise en place	Les données des opérations de SWAP sont divulguées à la section 4.2.1.2 avec un exemple en annexe. Les clauses contractuelles régissant ces opérations et les compensations avec CI Énergie et la SIR restent à publier.
Propriété effective — mise en conformité avec l'exigence 2.5 ITIE	En cours	Une plateforme de propriété effective a été développée avec l'appui du projet GRSE/GIZ et un projet de loi sur le registre public a été préparé. Le registre n'est toujours pas accessible au public.
Contribution et formalisation du secteur artisanal	En cours	Des discussions ont été engagées lors des sessions 2022. Une documentation est prévue dans le rapport ITIE 2021. Le plan de travail 2023 inclut une étude dédiée au secteur artisanal.

9 Annexes (Fichier Excel Joint au rapport)

Annexe 1	Compilation questionnaire général.
Annexe 2	Etude d'impact environnemental et consultations communautaires.
Annexe 3	Critères techniques et financiers pour l'octroi de titres miniers.
Annexe 4	Liste des Permis et autorisations minières octroyées en 2024.
Annexe 5	La méthode de sélection des échantillons des dossiers d'octroi.
Annexe 6	Checklist Octroi des licences – minier.
Annexe 7	Actionnariat et bénéficiaires effectifs des cessionnaires.
Annexe 8	Liste des permis et autorisations minières renoncées en 2024.
Annexe 9	Liste des renouvellements des permis et des autorisations minières en 2024.
Annexe 10	Cadastre des permis pétroliers valides au 31/12/2025.
Annexe 11	Répertoire des titres miniers - au 31/12/2024.
Annexe 12.1	Actionnariat & Bénéficiaires effectifs Sociétés du périmètre ITIE 2024.
Annexe 12.2	Tableau comparatif— Propriétés légales & bénéficiaires effectifs.
Annexe 13	Dispositions légales régissant les entreprises d'Etat et leurs relations avec l'Etat.
Annexe 14	Exemple d'illustration de l'opération de SWAP.
Annexe 15	Ventes du Pétrole et du Gaz naturel : Part Etat et PETROCI 2024.
Annexe 16	Dispositions prévues dans les contrats de commercialisation de PETROCI CI-11.
Annexe 17	Détail de la production de l'EMAPE par région en 2024.
Annexe 18	Détail de production de la carrière en 2024.
Annexe 19	Détail des exportation Pétrolières par expédition déclaré par les sociétés.
Annexe 20	Détail des ventes de Pétrole brut à la SIR en 2024.
Annexe 21	Détail des exportations minières par expédition en 2024.
Annexe 22	Profil des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement.
Annexe 23	Le détail des entreprises retenues dans la déclaration unilatérale.
Annexe 24	Nomenclature des flux de paiement.
Annexe 25	Détail des exportations de Pétrole Brut - Part de l'Etat en 2024.
Annexe 26	Détail des ventes du Pétrole Brut et du GAZ - Part de l'Etat à la SIR.
Annexe 27	Détail des ventes de Gaz à CI Énergie.
Annexe 28	Détail des ventes de gaz compensées avec les factures d'électricité.
Annexe 29	Détail de commercialisation (pétrole brut-Gaz) - Part PETROCI.
Annexe 30	Détail recouvrement des Revenus en nature - Part PETROCI (2024).
Annexe 31	Détail de commercialisation du pétrole brut - Part PETROCI CI-11 (2024).
Annexe 32	Sommaire du contrat de transport de gaz des blocs CI-26 et CI-40
Annexe 33	Etat des soumissions des formulaires de déclaration
Annexe 34	Fiche de conciliation par société
Annexe 35	Tableau détail des paiements sociaux Obligatoires - Secteur Pétrolier
Annexe 36	Tableau détail des paiements sociaux Volontaires - Secteur Pétrolier
Annexe 37	Détail des dépenses PETROCI Fondation

Annexe 38	Décaissements CDLM au titre de l'exercice 2024
Annexe 39	PAIEMENTS SOCIAUX VOLONTAIRES- SECTEUR MINIER
Annexe 40	Tableau détail des paiements environnementales - Secteur Pétrolier
Annexe 41	Tableau détail des paiements environnementales - Secteur Minier
Annexe 42.1	Détail des Dons PETROCI Holding
Annexe 42.2	Dépenses sociales Volontaires PETROCI CI-11
Annexe 43.1	Tableau des effectifs par société Pétrolière
Annexe 43.2	Tableau des effectifs par société Minière
Annexe 44.1	Détail des sous-traitants : Secteur Pétrolier
Annexe 44.2	Détail des sous-traitants : Secteur Minière
Annexe 45.1	Compilation des paiements extractifs en 2024
Annexe 45.2	Détail des revenus budgétaires en 2024
Annexe 46	Rapport de Certification de l'IGE

Immeuble Ennour 6ème étage
Centre Urbain Nord
1082 Tunis – TUNISIE
Tél : +216 36 36 29 54
Mail : enerteam@enerteam.tn
Web : https://enerteam.tn/