

DIRECTION GENERALE

00034 /2024/ARSEE/DG/LMC

Libreville, le 19 JAN. 2024

Le Directeur Général
Au
Directeur Général de CODER
Libreville

Objet : Avis de non Objection sur les tarifs du projet CODER

Pièce jointe :

- Simulation des économies réalisées sur Substitution du gasoil par KWh Hydro

Monsieur le Directeur Général,

Conformément au Décret n° 00292/PR/MRICAAL du 17 novembre 2022 complétant le Décret n° 00256/PR/MRIC du 28 avril 2015, la Direction Générale des Relations avec les Institutions Constitutionnelles Non parlementaires est notamment chargée de traiter les avis des Autorités Administratives Indépendantes.

A ce titre, j'ai transmis comme support d'aide au traitement qu'elle aura à effectuer, **l'avis favorable quant à l'approbation des tarifs** sous réserve de leur optimisation à **81,97 FCFA/KWh** pour les Chutes de l'Impératrice à Fougamou (CDI) et à **124,04 FCFA/KWh** pour les chutes de Fe2 à Mitzic (affiné relativement aux derniers modèles reçus).

En effet, ce projet s'analyse **globalement**, c'est-à-dire en considérant **l'ensemble constitué** par les unités **de production** (usines de CDI 120 MW sur la Ngounié et de FE2 54 MW sur l'Okano) et les **lignes de transport associées**.

Les sensibilités montrent que le **tarif final est influencé dans l'ordre** par le **TRI projet**, les coûts de **l'EPC**, les **Frais de Développement** et les coûts **O&M**.

Au Plan Opérationnel : ce projet, d'une énergie propre, décarbonée et sans impact sur l'environnement (pas de bassin de rétention) permet de **répondre à la demande de l'intérieur du pays, de la capitale** (1/4 de production installée supplémentaire et **d'interconnecter les provinces** (du Woleu Ntem jusqu'à Libreville en passant par Mouila) grâce à **600 Km de lignes de transport**.

Au Niveau Financier, le recours au financement en direct de l'Etat réduit le cout des lignes (- 33% et 390 Milliards de moins sur la concession).

L'économie de 258 milliards minimum (données expertisées par la SEEG) générée par le remplacement de l'énergie thermique par l'énergie hydroélectrique **rembourse** le montant total de **l'investissement** de 295 milliards en **un an**.

Je recommande pour le financement des lignes de recourir à un endettement de l'Etat Gabonais en direct aux conditions concessionnelles.

Notre calcul se base sur une négociation avec baisse de 10% du TRI projet, puis 10% sur l'EPC, 10% sur les Frais de Développement et 10% sur l'O&M. Les tarifs finaux se présenteraient comme ci-dessous (avec une partie Transport qui représente 1/3 du tarif final) :

Tarifs finaux basé une baisse de 10% du TRI projet, puis 10% sur l'EPC, 10% sur les Frais de Développement et 10% sur l'O&M sur les modèles financiers (7.12.2023)				
	Fe2	%	CDI	%
Tarif production	79,14	64%	53,77	66%
tarif transport (Guichet Public)	44,9	36%	28,2	34%
Tarif final	124,04		81,97	

Source : modèles financiers CDI, FE2, Lignes HT public

-CODER 2023

Je recommande de continuer à négocier sur le TRI projet, l'EPC, les Frais de Développement et l'O&M qui tirent les prix à la baisse.

Concernant la mise en œuvre opérationnelle, ma recommandation de création d'une société de transport et distribution de l'Energie Electrique « SGTDEL » reste d'actualité (cf. Note du 22.11.2023 jointe).

Les économies réalisées sur le carburant permettraient le financement des investissements en un an (page 5).



Au plan Opérationnel :

- ✓ Ce projet **augmentera très significativement (+23,8%) la capacité installée existante** (174 MW supplémentaires / total existant de 730 MW source : PAT), répartie entre 120 MW pour **CDI (+16,44%** de capacité installée) et 54 MW pour **FE2(+ 7,4%)** ;
- ✓ **L'intérieur du pays aura de l'électricité en continu et en quantité** alors qu'**aujourd'hui**, les groupes thermiques ne tournent **au mieux que 3 heures par jour** ;
- ✓ Les **600 Kms de lignes** à construire vont permettre pour la **première fois d'interconnecter les provinces de tout le Gabon** et donc de pouvoir déplacer l'énergie produite des zones en sous consommation vers les zones en ayant besoin, et cela **à tout moment** ;
- ✓ **L'Energie produite est décarbonée, propre sans impact sur l'environnement** (aménagements au fil de l'eau sans bassin de rétention).

Au niveau Financier :

Le tableau ci-après, présente le benchmark du projet CODER sur le plan international.

Tableau I : Benchmark du projet CDI et Fe2 sur le plan international.

	Benchmark	
	International	National
		CODER (Hors lignes)
Ratios de Référence Internationaux		
LCOE (Ratio Coût et Production) en €/MWh	30 à 50 Max	42,31
CAPEX en €/KW	900 à 3,000 Max	2 697,02

Sources : Modèles financiers CDI, Fe2 du 13.12.2023. Cour des Comptes France 2021 -p35: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2021-12/20211213-S2021-2052-analyse-cout

L'analyse (benchmark international) du LCOE et du CAPEX révèle que le coût du projet CODER (Fe2 et CDI) se situe dans les normes internationales.

K

Le tableau ci-dessous présente les variations des différents paramètres qui influent sur le tarif.

L'élasticité du tarif par rapport à une variable signifie que quand cette variable varie de 1%, le tarif varie de x FCFA dans le même sens.

Tableau II : Analyse des sensibilités des paramètres de variation du tarif

CDI	1			2			3			4		
Variation	TRI projet -1,52%			EPC -10%			frais dev -10%			O&M -10%		
%	14,55%	13,03%	-1,52%	100,00%	90,00%	-10,00%	100,00%	90,00%	-10,00%	100,00%	90,00%	-10,00%
tarif FCFA/K	68,429	60,574	-7,855	68,429	63,361	-5,068	68,429	67,41	-1,019	68,429	67,716	-0,713
Elasticité	Tarif/TRI		5,17	Tarif/EPC		0,51	Traif/Devex		0,10			

Fe2	1			2			3			4		
Variation	TRI projet -1,5%			EPC -10%			frais dev -10%			O&M -10%		
%	14,60%	13,10%	-1,50%	100,00%	90,00%	-10,00%	100,00%	90,00%	-10,00%	100,00%	90,00%	-10,00%
tarif FCFA/K	100,802	89,108	-11,694	100,802	92,751	-8,051	100,802	99,834	-0,968	100,802	99,852	-0,95
Elasticité	Tarif/TRI		7,80	Tarif/EPC		0,81	Tarif/Devex		0,097			

Source

modèles financiers CODER 7.12.23

L'Analyse des sensibilités montre aussi bien pour CDI que pour FE2 que les variables qui influencent le plus le tarif final sont **dans l'ordre** : le TRI projet, les coûts de l'EPC, les Frais de Développement et les coûts O&M.

Le prix « optimisé » est donc le prix de derniers Modèles reçus de CODER le 7.12.2023 avec une **baisse de 10% du TRI projet, puis une baisse de 10% de l'EPC couplée à une baisse de 10% des Frais de Développement et une baisse de 10% de l'O&M** (sur base des montants vérifiés par CODER).

- ✓ Comme présenté dans notre avis précédent en pièce jointe, le financement des lignes se ferait en Guichet public.
- ✓ Les tarifs seraient ceux-ci-dessous.

Tarifs finaux basé une baisse de 10% du TRI projet, puis 10% sur l'EPC, 10% sur les Frais de Développement et 10% sur l'O&M sur les modèles financiers (7.12.2023)				
	Fe2	%	CDI	%
Tarif production	79,14	64%	53,77	66%
tarif transport (Guichet Public)	44,9	36%	28,2	34%
Tarif final	124,04		81,97	

Source : modèles financiers CDI, FE2, Lignes HT public -CODER 2023

f

Au Niveau du financement des lignes au guichet public :

Nos observations sur la mise en œuvre d'une société pour le **financement, l'exploitation et la gestion du transport et de la distribution de l'Electricité en République Gabonaise et lors des échanges transfrontaliers** avec les pays voisins restent inchangées (cf. pièce jointe).

Economies de gasoil

La substitution du KWh thermique par un kWh Hydro (selon calcul détaillé en pièce jointe et vérifié par la SEEG) sont repris ci-dessous.

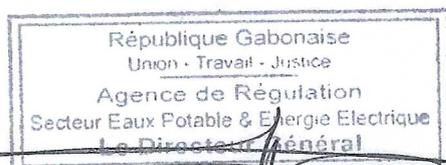
	SEEG	ARSEE	Ecart
Prix du gasoil (en FCFA)	1080	1100	20
Coût moyen marginal pondéré FCFA/KWh	344	388	43,94
Economie SEEG (en MFCFA)	258 662	305 280	46 618

Source : simulations ARSEE/expertise SEEG du 8.01.2024

Pour un Cout Moyen Marginal pondéré de 388 FCFA/Kwh, le prix final du Gasoil s'établit à environ 2 à 2,5 fois ce cout marginal (personnel, consommables...etc.) soit un prix de 1.100 FCFA/litre de Gasoil.

L'économie de 305 Milliards de FCFA (selon l'ARSEE) ou de 259 milliards (selon la SEEG), réalisée uniquement sur poste carburant avec un tarif de l'ordre de 100 FCFA/kWh financerait la totalité des investissements de Fé2+CDI (295 Milliards) en un an.

Comptant sur votre bienveillante collaboration, veuillez agréer **Monsieur le Directeur Général**, l'assurance de ma parfaite considération.



Emmanuel BERRE

coût marginal kWh thermique gas oil

base : achat : groupe, huile, entretien, pièces détachées, personnel, frais de structure, etc...

basé sur le seul consommable gas oil

Rol groupe black-start
kVA 1100
kW 880
CAT DE1100 GC

sur la base données constructeur

https://www.cat.com/fr_FR/products/new/power-systems/electric-power/diesel-generator-sets/105400.html

% charge	consol/h	W (kWh)	kWh/h
100%	227	880	3,876651982
75%	170	660	0,257954545
50%	118	440	3,882352941
25%	70	220	0,257575758
			3,728813559
			0,268181818
			3,142857143
			0,318181818
			3,657668906
			0,273398174

pondération consommation réelle

1,28 0,35

coût moyen marginal kWh (FCFA)
coût moyen marginal pondéré kWh (FCFA)

	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
Gasoil FCFA/l	500	600	700	800	900	1000	1100	1200
coût moyen marginal kWh (FCFA)	138	165	193	220	248	275	303	331
coût moyen marginal pondéré kWh (FCFA)	176	212	247	282	317	353	388	423

Production substituée CDI
Production substituée FE2
TOTAL/an

	770	135 773	162 927	190 082	217 237	244 391	271 546	298 700	325 855
Production substituée CDI	770	135 773	162 927	190 082	217 237	244 391	271 546	298 700	325 855
Production substituée FE2	290	51 135	61 362	71 589	81 816	92 043	102 270	112 498	122 725
TOTAL/an	1060	186 908	224 290	261 671	299 053	336 435	373 816	411 198	448 579

Coûts projets CDI + FE2
Prix Achat kWh hydro
Total achat hydro par an

	295 200	100	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000
Coûts projets CDI + FE2	295 200	100	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000
Prix Achat kWh hydro	100	100	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000	106 000
Total achat hydro par an	106 000	000 000	000 000	000 000	000 000	000 000	000 000	000 000	000 000

b