



REPUBLIQUE DU CONGO

Ministère de l'Énergie et de l'Hydraulique
Société Nationale d'Électricité

Schéma Directeur Production Transport

Schéma Directeur Transport

Schéma Cible 2035 - Version provisoire

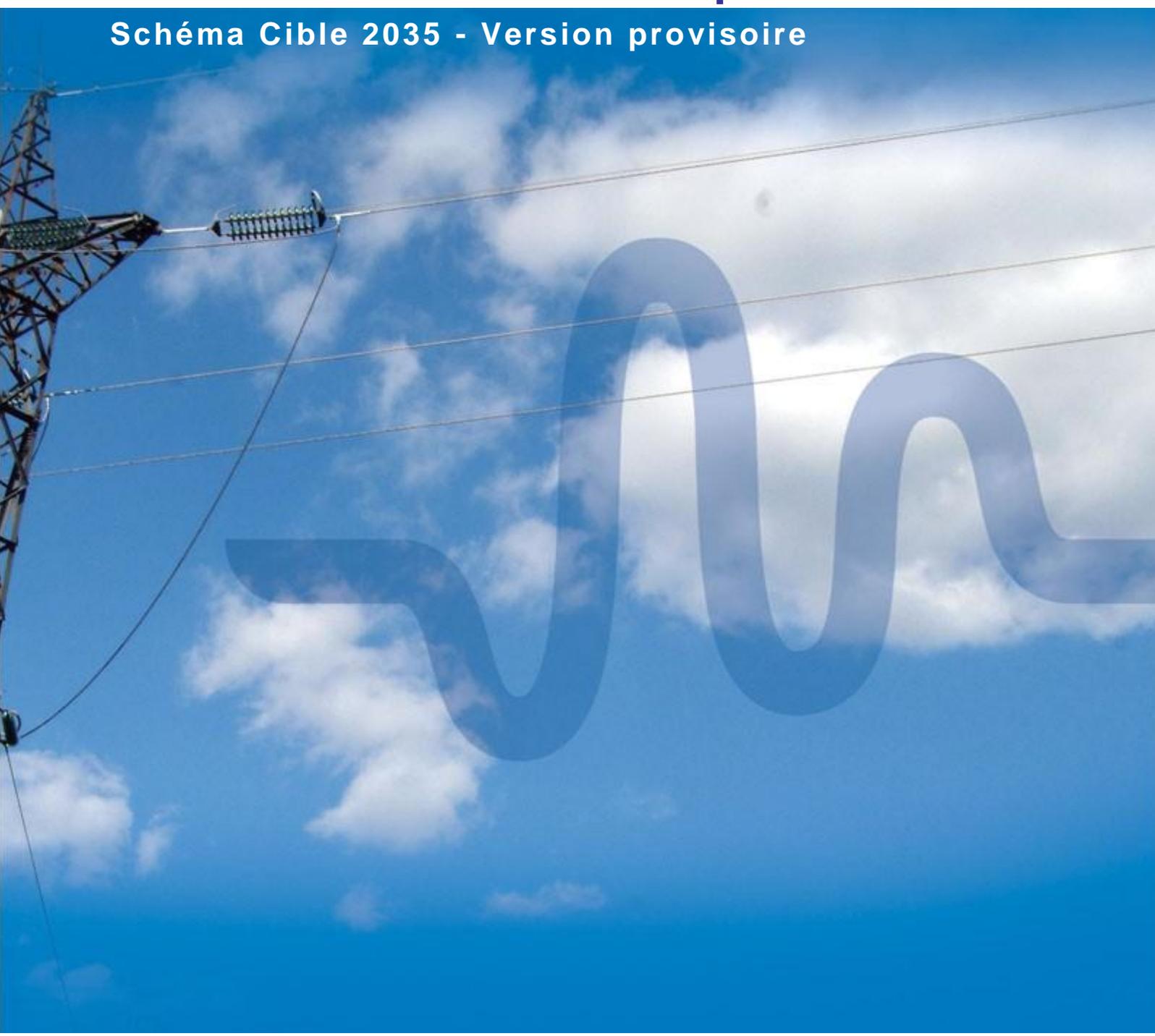


TABLE DES MATIERES

1. SYNTHESE	5
2. INTRODUCTION	7
2.1 SITUATION ACTUELLE	7
2.2 OBJECTIFS.....	7
3. METHODOLOGIE	7
3.1 SCHEMA DIRECTEUR	8
3.2 SCHEMA DIRECTEUR TRANSPORT.....	8
3.2.1 Principe général d'un renforcement de réseau, et approche technico-économique	9
3.2.2 Situations représentatives	9
3.2.3 Calcul du gain annuel associé à un nouvel ouvrage.....	9
3.2.4 Calcul du coût d'un nouvel ouvrage.....	10
3.2.5 Calcul de la rentabilité d'un nouvel ouvrage et comparaison de solution	10
3.2.6 Méthodologie du plan d'expansion réseau	10
3.2.7 Critères pour l'élaboration d'un schéma cible	11
4. HYPOTHESES	12
4.1 PREVISION DE LA DEMANDE.....	12
4.2 HYPOTHESES DE PRODUCTION.....	12
4.3 HYPOTHESES TRANSPORT	13
5. ETUDE DU RESEAU A L'HORIZON 2035	14
5.1 CHOIX DES CENTRES A RACCORDER SUR LE RNI.....	14
5.2 RACCORDEMENT DES BARRAGES.....	16
5.2.1 Raccordement du barrage de Chollet.....	16
5.2.1.1 Artère 220 kV	16
5.2.1.2 Artère 400 kV	18
5.2.1.1 Comparaison	19
5.2.2 Raccordement des barrages de Sounda, Mourala, Kouembali, Nyanga et Makabama et du rojet de Zanaga	19
5.2.2.1 Alternative 400 kV	19
5.2.2.2 Alternative 220 kV	33
5.2.2.1 Comparaison des alternatives	43
5.3 POINTE NOIRE.....	43
5.3.1 Raccordement du Port Minéralier	44
5.3.2 Alternative n°1	45
5.3.3 Alternative n°2	47

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

5.3.4	Comparaison des alternatives	48
5.4	BRAZZAVILLE	49
5.5	AUTRES ZONES	53
5.5.1	Ouesso	53
5.5.2	Dolisie	55
5.5.3	Réseau 110 kV de la Bouenza	58
5.5.4	Makoua	61
5.5.5	Ewo	62
5.5.6	Mossaka	62
5.5.7	Madingou	63
6.	CONCLUSION	64
	ANNEXES	66
A.1.	INFORMATIONS	67
A.1.1	CARTE DU RÉSEAU ACTUEL	67
A.1.2	RAPPEL DES PROJETS TRANSPORT PRIS EN COMPTE	68
A.2.	RÉPARTITION DES CHARGES PAR POSTE	69
A.2.1	CHOIX DE L'ALIMENTATION DES LOCALITÉS À ÉLECTRIFIER	69
A.2.2	CHARGE PAR POSTE	71
A.3.	DONNÉES COMPLÉMENTAIRES SUR LES RENFORCEMENTS	73
A.3.1	RACCORDEMENT DE CHOLLET	73
A.3.2	LIAISON LOUDIMA - TSIELAMPO	75
A.3.3	RACCORDEMENT MOURALA ET ZANAGA	77
A.3.3.1.	Raccordement de Mourala et Zanaga sur Loudima	77
A.3.3.2.	Raccordement de Mourala et Zanaga sur le futur poste de Nyanga	77
A.3.4	RACCORDEMENT DE MAKABAMA	78
A.3.5	RACCORDEMENT DE KOUEMBALI	78
A.3.5.1.	Liaison supplémentaire Djambala - Zanaga	78
A.3.5.2.	Passage à 2 conducteurs sur la ligne Kouembali - Zanaga	79
A.3.5.3.	Passage en double tresse sur la ligne Kouembali - Zanaga	80
A.3.5.4.	Ajout d'une ligne Kouembali - Tsielampo	81
A.3.6	RACCORDEMENT DU PORT MINÉRALIER	81
A.3.7	RENFORCEMENT DE L'AXE NGO - BRAZZAVILLE	82
A.3.8	RENFORCEMENT DE L'ALIMENTATION DE MBOUONO	84
A.3.9	RACCORDEMENT DE DOLISIE	85
A.4.	RENFORCEMENTS PROPOSÉS	86

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.4.1	LISTE DES RENFORCEMENTS.....	86
	A.4.1.1. Renforcements poste	86
	A.4.1.2. Renforcements ligne.....	88
A.4.2	CALCUL DES COURANTS DE COURTS-CIRCUITS.....	90
A.4.3	CARTE GÉOGRAPHIQUE DU RÉSEAU THT À L'HORIZON 2035.....	92

ACRONYMES

CCG	Cycle Combiné Gaz
CEC	Centrale Electrique du Congo
CED	Centrale Electrique de Djéno
CTB	Centrale Thermique de Brazzaville
DDO	Distillate Diesel Oil (diesel)
DT	Double Terne (ligne)
END	Energie Non Desservie
GWh	Giga Watt heure (10^9 Wh)
kWh	kilo Watt heure (10^3 Wh)
LOLP	Loss of Load Probability
MEH	Ministère de l'Energie et de l'Hydraulique
MVA	Méga Volt Ampère
MVA _r	Méga Volt Ampère réactif
MW	Méga Watt
MWh	Méga Watt heure (10^6 Wh)
RNI	Réseau National Interconnecté
O&M	Exploitation et Maintenance
SNE	Société Nationale d'Electricité (Congo)
SNEL	Société Nationale d'Electricité (RDCongo)
ST	Simple Terne (ligne)
TAG	Turbine à Gaz
TAV	Turbine à Vapeur

1. SYNTHÈSE

L'étude du Schéma Directeur Transport fait suite à l'étude de la prévision de la demande, l'étude du schéma directeur Production et au schéma directeur Distribution sur Brazzaville et Pointe Noire.

L'étude a été menée suivant une **approche technico-économique**, basée sur le respect des critères techniques et sur la comparaison économique des solutions élaborées. **Un investissement sera recommandé s'il est rentable, c'est-à-dire si son coût est couvert par les gains générés par sa réalisation**, gain en termes de réduction des pertes transport, réduction de l'énergie non distribuée (END) et substitution de production (possibilité d'utiliser une production moins onéreuse)

Le Schéma Directeur Transport, qui **se base sur les hypothèses retenues depuis le début du projet**, est une aide à la décision pour les investissements à réaliser sur le réseau.

L'analyse a porté sur les 3 situations représentatives suivantes :

- La pointe en période hydraulique
- La pointe en période d'étiage
- Une charge intermédiaire

Afin d'identifier les contraintes éventuelles, et de valoriser les gains des renforcements.

L'étude a commencé par l'élaboration d'un critère pour choisir le type d'alimentation pour les localités actuellement isolées ou à électrifier : raccordement au RNI ou alimentation locale.

L'étude a ensuite porté sur le renforcement du réseau de Transport du RNI, à Pointe Noire, Brazzaville, pour le raccordement des barrages et du minier à Zanaga. Les renforcements les plus économiques sont rappelés ci-dessous :

- Le renforcement du réseau de Transport à Pointe Noire consiste à faire rentrer en coupure les nouveaux postes CT1, Pointe Noire Est et le futur Port Minéralier sur le réseau existant.
- Le renforcement du réseau de Transport sur Brazzaville porte sur le remplacement du réseau 30 kV par un réseau 110 kV, sur l'entrée en coupure du futur poste au Nord Ouest de la ville sur la ligne Djiri - Tsielampo et de Mbouono sur la ligne existante Tsielampo - Mindouli.
- Le raccordement de Chollet se fera par prolongement de l'ossature 220 kV depuis Makoua.
- Les barrages de Mourala, Nyanga, Makabama et Kouembali seront raccordés sur une boucle 220 kV entre Loudima et Ngo, et Zanaga sera raccordé à Nyanga à l'Ouest et Kouembali à l'Est. La charge du minier de Zanaga étant importante, les barrages auront à fournir de la puissance réactive sur N-1. Le $\cos(\varphi)$ des alternateurs doit donc être de 0.8.
- Le barrage de Sounda sera raccordé sur MGK2 et Loudima par une ligne simple terne mais double conducteur, et Loudima sera raccordé sur Tsielampo par une ligne double conducteur double terne. Le niveau de tension le plus économique est le 220 kV, car le surcoût du 400 kV n'est pas couvert par le gain sur les pertes, dans la mesure où les flux de puissance sont relativement limités par rapport à la capacité d'une ligne 400 kV.

La tenue de la tension sur Brazzaville en N-1 est satisfaisante avec une alimentation en 220 kV, moyenne une amélioration de la compensation réactive en HTA ou l'ajout de 2

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

capacités 25 MVA en 220 kV.

La ligne 220 kV actuelle servira à l'alimentation des postes source entre Pointe Noire et Brazzaville.

- Par rapport aux projets de construction de lignes 110 kV déjà décidés, il est intéressant d'exploiter au départ la ligne en 30 kV si les conditions d'alimentation répondent aux critères techniques (chute de tension, intensité maximale admissible), et de ne l'exploiter en 110 kV que lorsque le coût d'investissement associé sera couvert par le gain sur les pertes. Les postes de Makoua, Mossaka et Ewo doivent donc être exploités en 30 kV à leur construction.

Le montant total des renforcements (hors projet déjà décidés, et hors renforcements de la transformation HT/MT sur Brazzaville et Pointe Noire qui sera comptabilisée dans la partie SD Distribution) s'élève à 257 milliards de FCFA.

Le réseau ainsi développé permettra de faire face à l'augmentation forte de la demande du Congo et de raccorder les interconnexions avec les pays voisins (Cameroun, Gabon, Kabinda, RDC). L'impact du bouclage lié à la réalisation de l'interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire a été simulé.

Il est rappelé qu'un schéma directeur :

- **se base sur un certain nombre d'hypothèses**, dont la modification peut invalider une partie de l'étude et nécessiter une remise à jour d'une partie du schéma directeur
- **doit être revu périodiquement**, tous les 10 ans env., ou avant si des modifications structurantes interviennent

2. INTRODUCTION

Ce rapport présente l'étude du schéma cible à l'horizon 2035 du réseau de Transport du Congo, 1^{ère} étape de l'étude du schéma directeur Transport, qui comporte 3 parties : l'étude du réseau cible à l'horizon de l'étude (2035, objet de ce rapport), puis l'étude de l'échéancier d'investissement pour établir le calendrier des mises en service des différents ouvrages retenus pour le réseau cible, et enfin une étude dynamique sur le réseau cible (2035).

2.1 SITUATION ACTUELLE

La Société Nationale d'Electricité au Congo (SNE) gère les ouvrages électriques, propriété de l'Etat.

Le système électrique est composé du Réseau National Interconnecté (RNI, desservant les 2 agglomérations principales : Brazzaville et Pointe Noire), et de centres isolés. Le système électrique du Congo, composé d'une ossature 220 kV simple circuit reliant Pointe Noire - Brazzaville - Oyo, est interconnecté avec le réseau de la République Démocratique du Congo par une ligne 220 kV qui relie les capitales Brazzaville et Kinshasa. La carte du réseau actuel est présentée en Annexe A.1.1.

Le parc de production existant pour le RNI comprend 3 centrales thermiques (364.5 MW installés pour 308 MW de puissance disponible), majoritairement alimentées au gaz et 3 centrales hydrauliques (209 MW installés pour 194 MW de puissance disponible, qui est de plus fortement réduite en période d'étiage).

Pour le RNI, en 2015, la pointe de puissance a atteint 407 MW, pour une énergie annuelle produite de 2 627 GWh. Pour 2035, toujours pour le RNI la pointe est prévue à 1 444 MW, pour une valeur annuelle de l'énergie à 9 947 GWh. Ce qui signifie qu'en 20 ans la demande va être multipliée par plus de 4, il est donc nécessaire de renforcer fortement la puissance installée au Congo sur la période étudiée 2015-2035.

2.2 OBJECTIFS

Le but de ce rapport est de présenter différentes options de renforcement du réseau de Transport du Congo pour la période 2015-2035 pour le Réseau National Interconnecté (RNI).

Un schéma directeur est une aide à la décision pour les investissements qui vont structurer le système électrique, et le réseau de Transport en particulier dans le cadre de ce rapport.

3. METHODOLOGIE

L'étude du schéma directeur Transport du Congo s'inscrit dans l'étude du Schéma Directeur Production Transport Distribution. L'organisation de l'étude du schéma directeur, puis les points méthodologiques spécifique à la partie transport sont rappelés dans les paragraphes ci-dessous.

3.1 SCHEMA DIRECTEUR

L'étude du Schéma Directeur du Congo est organisée de manière séquentielle et comporte les étapes suivantes, présentées de manière chronologique :

1. élaboration de 3 scénarios de prévision de la demande (haut, intermédiaire et bas) jusqu'à l'année cible 2035
2. sur la prévision de la demande retenue (scénario intermédiaire) :
 - élaboration de 2 scénarios de renforcement production (développement majoritairement hydraulique ou thermique) à mettre en œuvre pour couvrir la demande, et sélection de celui au moindre coût
 - élaboration du Schéma Directeur Distribution, permettant notamment de déterminer la puissance appelée par les différents postes source (existants ou à créer).
3. élaboration du schéma directeur Transport, qui se base sur les 3 résultats précédents retenus, à savoir la prévision de demande (scénario intermédiaire), le plan de renforcement production (scénario développement hydraulique) et la répartition des charges par poste source.
Le schéma directeur Transport comporte 3 parties :

1. élaboration du réseau cible à l'horizon de l'étude (2035), objet de ce rapport
2. définition de l'échéancier d'investissement pour établir le calendrier des mises en service des différents ouvrages du réseau cible retenu
3. étude dynamique sur le réseau cible (2035).

Il est rappelé qu'un schéma directeur :

- **se base sur un certain nombre d'hypothèses**, dont la modification peut invalider une partie de l'étude et nécessiter une remise à jour d'une partie du schéma directeur
- **doit être revu périodiquement**, tous les 10 ans env., ou avant si des modifications structurantes interviennent

3.2 SCHEMA DIRECTEUR TRANSPORT

L'objectif d'un schéma directeur Transport est de déterminer les ouvrages à réaliser sur la période couverte par l'étude (2016 - 2035), ainsi que les périodes (optimales économiquement) de mise en service correspondantes.

Un schéma directeur repose sur une approche technico-économique, dont le principe est expliqué dans les paragraphes suivants.

3.2.1 PRINCIPE GENERAL D'UN RENFORCEMENT DE RESEAU, ET APPROCHE TECHNICO-ECONOMIQUE

Le renforcement d'un réseau électrique, par l'ajout d'un nouvel élément, permet généralement :

- une diminution de la défaillance, et donc de l'énergie non distribuée
- une réduction des pertes réseau
- une meilleure utilisation des groupes ou des importations économiques, et donc une réduction du coût de production. C'est en particulier le cas pour le raccordement des centres isolés au réseau principal.

A ce renforcement, il est donc possible d'associer un gain mesuré par la réduction de la défaillance, la réduction des pertes réseau et la diminution du coût de l'énergie (production ou importation plus économique rendue possible par la mise en service de l'ouvrage).

Il est donc possible de conclure que, d'un point de vue économique, **le réseau devra être renforcé à chaque fois que le gain associé à un ouvrage sera supérieur au coût de cet ouvrage**, et que le réseau sera correctement dimensionné lorsque le gain obtenu par n'importe quel ouvrage supplémentaire sera inférieur à son coût.

3.2.2 SITUATIONS REPRESENTATIVES

Pour limiter le nombre de situations à étudier, il convient de déterminer les situations représentatives qui seront analysées. Ces situations représentatives sont déterminées à partir de la monotone de charge et des plans de démarrage (en fonction du coût des groupes de production démarrés). Chaque situation est représentative pour un certain nombre d'heures par an.

2 niveaux de charge seront analysés : la pointe, représentative pendant 10 % du temps, et la charge intermédiaire, représentative pendant les 90 % du temps restant.

3.2.3 CALCUL DU GAIN ANNUEL ASSOCIE A UN NOUVEL OUVRAGE

Pour chacune des situations analysées évoquées ci-dessus, le gain associé à un nouvel ouvrage de transport peut se décomposer en trois parties, qui sont ensuite additionnées :

- la réduction des pertes occasionnée par l'exploitation d'un nouvel ouvrage est calculée en comparant la valeur des pertes réseau avec et sans l'ouvrage. Le volume d'énergie économisée par la réduction des pertes est obtenu en multipliant cette puissance par le nombre d'heures sur un an correspondant à la situation analysée. Cette énergie est valorisée au coût de production marginal, soit celui du dernier groupe démarré (dans l'ordre d'appel des groupes classés suivant leur coût de production croissant), le plus cher.
- Le gain par substitution de production est obtenu en comparant les plans de production avec et sans l'ouvrage. Pour chaque groupe, la différence (si différence il y a) de puissance produite entre les 2 plans de production, est valorisée par le coût du kWh de ce groupe, et multiplié par le nombre d'heures annuel correspondant à la situation analysée.
- Pour la réduction de l'énergie non distribuée, on prend en compte tous les défauts pour lesquels le nouvel ouvrage va réduire l'énergie non distribuée. Le volume de réduction de

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

l'énergie non distribuée associée à chaque défaut est multipliée par le taux d'occurrence de défaut pour cet ouvrage, et par le nombre d'heures sur un an correspondant à la situation analysée. Cette énergie est ensuite valorisée au coût de l'énergie non distribuée. Le coût de l'énergie non distribuée s'élève à 600 FCFA/kWh en 2035.

3.2.4 CALCUL DU COUT D'UN NOUVEL OUVRAGE

En ce qui concerne le calcul de l'investissement, on calcule l'annuité de l'investissement total en prenant en compte le taux d'actualisation et la durée de vie de l'ouvrage. L'annuité est calculée par la formule suivante :

$$A = \frac{i V (1 + i)^t}{(1 + i)^t - 1}$$

où i représente le taux d'actualisation, V le montant de l'investissement total et t la durée de vie de l'ouvrage.

Le taux d'actualisation s'élève à 6 %, la durée de vie des ouvrages prise en compte est de 40 ans.

3.2.5 CALCUL DE LA RENTABILITE D'UN NOUVEL OUVRAGE ET COMPARAISON DE SOLUTION

La rentabilité d'un ouvrage est mesurée par le Ratio Bénéfice sur Coût : RBC. Si ce gain annuel est supérieur à l'annuité du renforcement, celui-ci est rentable et doit être ajouté au réseau. Dans le cas contraire, il est plus économique de ne pas renforcer le réseau et d'accepter l'éventualité, en cas de perte d'un ouvrage, de délester une partie de la consommation. Ce calcul nécessite d'évaluer la situation sans le nouvel ouvrage.

Les renforcements rentables les plus intéressants, du point de vue économique, sont ceux pour lesquels le ratio gain annuel sur coût de l'annuité est le plus élevé.

Lorsque le besoin de renforcement est nécessaire, l'évaluation de la situation sans renforcement ne présente pas d'intérêt. Pour comparer plusieurs solutions sans avoir à évaluer l'état initial, il convient de comparer le bilan de chaque solution, à savoir la somme de l'annuité et des différents gains annuels.

3.2.6 METHODOLOGIE DU PLAN D'EXPANSION RESEAU

Dans le cadre d'un schéma directeur, l'étude se porte d'abord à l'année cible : 2035. Il s'agit de déterminer le schéma (dit schéma cible) du réseau à cet horizon.

Ce schéma cible doit répondre :

- au scénario retenu élaborée par l'étude de la prévision de la demande,
- à la répartition de la charge par poste source déterminée dans le cadre du schéma directeur distribution, basé aussi sur la prévision de consommation,
- au schéma directeur production retenu, basé aussi sur la prévision de consommation,

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

La structure du réseau initial à renforcer est celle du réseau actuel, renforcé des ouvrages en construction et ceux déjà planifiés. La charge raccordée est celle prévue en 2035 par la prévision de la demande, avec la répartition retenue par le schéma directeur distribution ; les moyens de production sont ceux définis dans le schéma directeur production retenu. C'est à partir de ce réseau initial que les annuités et gains annuels de chacun des ouvrages du schéma cible sont évalués et additionnés pour calculer le gain et l'annuité totale du schéma cible.

Lorsque la situation le permettra, différentes possibilités de renforcement seront proposées : jusqu'à trois (3) alternatives de renforcements seront élaborées. Un réseau à structure radiale ne permet pas autant d'alternatives de renforcement qu'un réseau maillé. Leurs gains et annuités respectives seront évalués, afin de déterminer le schéma le mieux adapté. Le schéma retenu sera sélectionné en accord avec la SNE.

Pour le schéma cible sélectionné, il est nécessaire de déterminer la période à laquelle les renforcements prévus sont à réaliser. Pour cela, deux analyses intermédiaires seront effectuées par exemple pour les années 2021 et 2028. Pour chacune de ces années et pour le schéma cible retenu, le calcul du gain annuel de l'ouvrage sera effectué et comparé à l'annuité. Pour l'année retenue pour le calcul, si ce gain est inférieur au coût, cet ouvrage devra être mis en service après l'année retenue. Inversement, si le gain est supérieur à l'annuité, l'ouvrage devra être mis en service avant l'année retenue pour le calcul. Pour ces ouvrages, un calcul similaire sera effectué pour la seconde année intermédiaire afin de déterminer si la mise en service doit avoir lieu avant ou après cette seconde année intermédiaire. En récapitulant les résultats précédents, on en déduit le plan d'investissement sur la période étudiée.

Les années intermédiaires étudiées pourront être modifiées en accord avec SNE en fonction des résultats de l'étude pour faire apparaître au mieux les étapes clefs des évolutions nécessaires, et en fonction du schéma directeur production.

3.2.7 CRITERES POUR L'ELABORATION D'UN SCHEMA CIBLE

Le schéma cible, grâce aux nouveaux ouvrages, doit respecter les critères de planification et d'exploitation de SNE, en particulier :

- Les intensités admissibles des ouvrages : la répartition des flux de puissance doit être compatible avec les capacités de transit des ouvrages, non seulement en régime normal (tous les ouvrages en service) mais également en cas de régime dégradé « règle du N-1 » (indisponibilité d'un ouvrage). La perte des différents ouvrages sera étudiée de manière détaillée. Ce sont les situations les plus contraignantes contre lesquelles on veut se prémunir.
- Les plages d'exploitation des différents niveaux de tension : les tensions en chaque nœud du réseau doivent rester comprises dans des plages d'exploitation en situation normale et en régime dégradé, ces plages contractuelles sont définies au § 4.3.
- La tenue du matériel aux puissances de court-circuit : le développement des moyens de production et des ouvrages de transport s'accompagne d'une augmentation progressive des puissances de court circuit. Il convient de s'assurer que les niveaux atteints ne dépassent pas les capacités constructives du matériel sous tension à chacun des postes.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

- Stabilité du réseau : les renforcements envisagés ne doivent pas dégrader la stabilité du système : tout défaut éliminé par le fonctionnement normal des protections ne doit pas entraîner de perte de synchronisme dans le système

4. HYPOTHESES

4.1 PREVISION DE LA DEMANDE

Dans le scénario intermédiaire retenu pour la prévision de la demande, la pointe système 2035 s'élève à 1 444 MW pour une énergie annuelle de 9 947 GWh (en intégrant les pertes transport).

Hors pertes Transport, ces 1 386 MW de charge se répartissent de la manière suivante :

- 376 MW pour Brazzaville
- 550 MW pour pointe Noire (cette charge sera augmentée suite au déplacement du futur port minéralier initialement localisé à Madingo Kayes)
- 461 MW pour les autres centres de consommation (réduite suite au déplacement du port minéralier de Madingo Kayes vers Pointe Noire)

Le facteur de charge global s'élève à 75.9 %, et varie fortement suivant le type de clientèle.

La valeur de la charge intermédiaire, représentative pendant 90 % du temps, s'élève donc à 1 058 MW.

La répartition par poste source est présentée en annexe A.2.2.

4.2 HYPOTHESES DE PRODUCTION

Le parc de production utilisé est celui retenu suite au schéma directeur Production pour 2035, et est rappelé ci-dessous :

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Puissance (MW)	Date de mise en service	Puissance Installée	Puissance Pointe	Puissance Creux	Puissance Pointe Etiage	Puissance Creux Etiage
Moukoulou	1979	74	70	62	26	26
CTB	2007	32.5	16			
Imboulou	2010	120	110	85	75	64
CEC	2010	292	292			
CED TAG 2 (réhab.)	2016	20	20			
Djoué (réhab.)	2016&17	18	17	17	17	17
CEC (conv. CCG)	2019	140	140			
Djoué (ext.)	2021	18	17	17	17	17
Mourala	2022	101	90	75	75	65
Sounda	2024&25	500	340	340	340	340
Kouembali	2029	150	140	115	85	75
Chollet	2031	150*	110	110	110	110
Nyanga	2032	230	215	170	170	140
Makabama	2035	150	140	115	85	75

* part pour le Congo, la puissance installée s'élevant à 300 MW

4.3 HYPOTHESES TRANSPORT

Les projets Transport (en cours de réalisation ou décidés) intégrés dans l'étude sont présentés en annexe A.1.2.

Plage de tension autorisée :

	Situation en N	Situation en N-1
Plage de tension en HT et THT	Un +/- 5 %	Un +/- 10 %

Taux d'indisponibilité des différents ouvrages :

Type de groupe	Taux d'indisponibilité Programmé	Taux d'indisponibilité Fortuit
Ligne 220 kV - hors zone urbaine	1 semaine / an *	0.5 % / 100 km
Ligne 220 kV - zone urbaine	1 semaine / an *	1 % / 100 km

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Ligne 110 kV - hors zone urbaine	1 semaine / an *	1 % / 100 km
Ligne 110 kV - zone urbaine	1 semaine / an *	2 % / 100 km
Transformateur	1 semaine / an	0.1 %

* la semaine de maintenance sur une ligne est principalement liée à la maintenance des ouvrages postes (DJ, sectionneur). Elle est mise à profit pour la maintenance ligne, comme le remplacement et nettoyage des isolateurs, la peinture des pylônes, ...

Energie Non Distribuée (END) : en cas de N-1 conduisant à des surcharges, ou à une chute de tension hors des plages admises, un volume de charge sera délesté pour un retour aux conditions opérationnelles. Le volume d'END associé à cette situation sera multiplié par la durée de l'indisponibilité de l'ouvrage dans la situation étudiée.

5. ETUDE DU RESEAU A L'HORIZON 2035

Le schéma directeur distribution, portant sur les 2 principales agglomérations, a permis de répartir la charge sur les postes source, et de définir les besoins en nouveaux postes source. La première étape est de déterminer le type d'alimentation des localités actuellement isolées, et de déterminer le poste de raccordement pour celles qui seront raccordées au RNI, afin d'affecter leur consommation sur les différents postes source.

L'étude du schéma cible sera divisée en 3 zones indépendantes : Pointe Noire, Brazzaville et le reste du pays. L'étude de chaque zone fera l'objet d'un chapitre spécifique, qui présentera la comparaison technico-économique de plusieurs schémas identifiés.

5.1 CHOIX DES CENTRES A RACCORDER SUR LE RNI

Le critère guidant le choix des centres isolés à raccorder au RNI est technico-économique : un centre isolé sera raccordé au RNI si le bilan économique de son raccordement et de son alimentation par le RNI est inférieur à celui d'une alimentation par un groupe électrogène isolé.

Le coût annuel d'une alimentation par le RNI intègre :

- le coût annuel (annuité) d'investissement de la ligne 33 kV, de la cellule 33 kV coté poste source et du poste 33/0.4 kV (avec le coût d'élargage le cas échéant). On considère une durée de vie de 40 ans.
- le coût annuel des pertes sur la ligne 33 kV (les pertes sur le réseau BT seront en effet identiques dans les 2 cas, il n'y a pas lieu de les mentionner)
- le coût annuel de l'énergie livrée à partir du réseau (au coût marginal de production)
- le coût de l'END lors des indisponibilités de la ligne (il apparaît qu'il reste inférieur au coût d'installation d'un groupe diesel de secours. D'autre part, les localités étant initialement

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

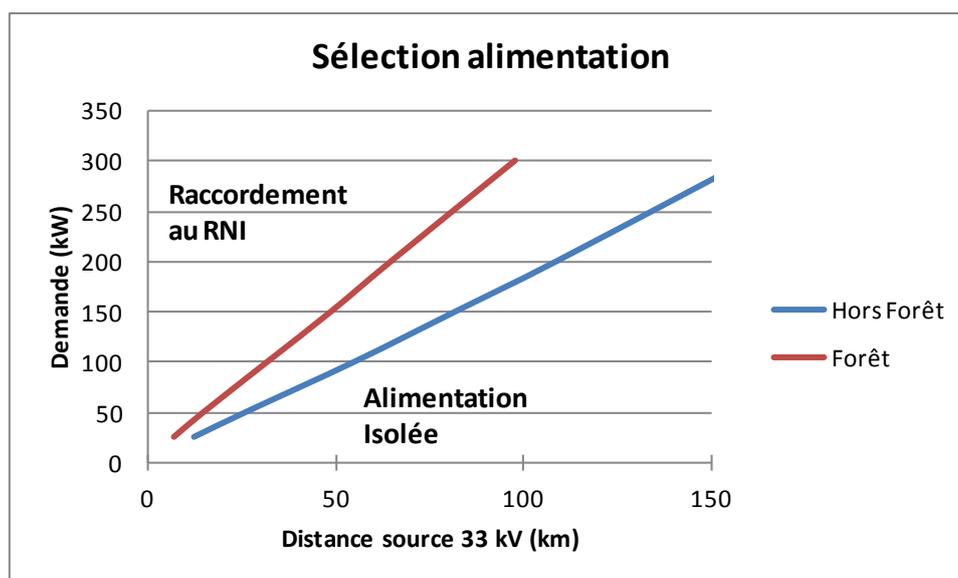
alimentées par un groupe électrogène, il est probable que le groupe soit laissé sur site pour couvrir les indisponibilités de la ligne),

- le coût de l'entretien annuel de la ligne et de l'élagage éventuel

Le coût de l'alimentation (isolée) par groupe électrogène intègre :

- le coût d'investissement (annuité) de 2 groupes électrogènes (il apparaît que le coût d'investissement du 2^{ème} groupe est rentabilisé par l'END évitée sur indisponibilité du 1^{er} groupe). On considère une durée de vie de 15 ans pour ces groupes électrogènes.
- le coût annuel d'entretien du groupe
- le coût du carburant (diesel) pour fournir l'énergie (coût majoré pour tenir compte du coût de transport). L'exercice montre que ce coût représente env. 85 % du coût du kWh

Sur la base de cette comparaison, le critère de sélection du type d'alimentation (isolé/raccordement au RNI), présenté ci-dessous, dépend de la consommation de la localité (puissance à la pointe) et de sa distance par rapport au point électrifié par le RNI le plus près (un poste source ou une autre localité électrifiée en MT).



Le tableau présentant le raccordement préconisé en 2035 pour la liste des localités à électrifier établie par la prévision de la demande est présenté en Annexe A.2.1.

L'utilisation de panneaux photovoltaïques, ainsi que de la micro-hydraulique, permet de réduire le coût de production du kWh. Cela revient donc à réduire les distances à partir desquelles l'alimentation isolée est plus rentable qu'un raccordement au RNI.

5.2 RACCORDEMENT DES BARRAGES

5.2.1 RACCORDEMENT DU BARRAGE DE CHOLLET

La puissance du barrage de Chollet prévue pour le Congo s'élève à 150 MW, avec un raccordement en 2029. Ce raccordement est étudié en premier, car il est décorrélé des alternatives éventuelles sur le reste du réseau.

Pour son raccordement, 2 solutions ont été comparées :

- prolongement de l'artère 220 kV jusqu'à Chollet, par la construction d'une ligne Makoua-Chollet, et exploitation en 220 kV des lignes Oyo - Owando et Owando - Makoua
- création d'une dorsale 400 kV entre Chollet et Brazzaville. La longueur de cette ligne, d'env. 730 km, impose la création de 2 postes intermédiaires pour des contraintes de profile de tension et de mise sous tension des ouvrages

Le réseau Liouesso - Ouessou est autonome, la charge à la pointe atteint 13.6 MW, pour une puissance installée de 19 MW hydraulique et de 4.5 MW thermique.

5.2.1.1 Artère 220 kV

L'artère 220 kV est actuellement construite jusqu'à Owando, et doit être prolongée prochainement jusqu'à Makoua. La ligne Chollet - Makoua reste donc le seul tronçon à construire. Une comparaison a été menée pour déterminer s'il était plus intéressant de construire une ligne simple conducteur ou double conducteur.

Il apparait que le surcoût pour construire une ligne double conducteur est tout juste couvert par le gain sur les pertes. Le bilan des 2 solutions est équivalent (coût annuel de 2.899 milliards de FCFA pour une ligne ST simple conducteur, et 2.925 milliards de FCFA pour une ligne ST double conducteur). Le coût des pertes étant sous-évalué (pertes couvertes par le groupe marginal, à savoir la CEC, fonctionnant avec du gaz à un prix inférieur au marché), l'avantage est donné à la ligne double conducteur.

Les détails de cette comparaison sont présentés en Annexe A.3.1.

La ligne Makoua - Chollet aura une longueur d'environ 275 km, à travers la forêt équatoriale sur la plupart de sa longueur.

Il sera nécessaire de passer en 220 kV les postes d'Owando et de Makoua, et de remplacer les transformations actuelles 110/30 kV de ces postes par des transformations 220/30 kV.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
Makoua	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/33kV 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Owando	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/33kV 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Oyo	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					8 622	573

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Makoua	220	ST Alm 2x570 mm	98.4	275	27 060	1 798.4
			Elagage	15	265	3 975	264.2
Total						31 035	2 063

Le coût du raccordement de Chollet en 220 kV s'élève à 39.7 milliards de FCFA.

Le coût Transport de l'évacuation de la production de Chollet est déterminé à partir des éléments ci-dessous :

- Annuité de l'investissement : 2 636 MFCFA
- O&M : 453 MFCFA
- Pertes annuelles entre Chollet et Ngo (1.3 MW sur Chollet - Makoua, 0.5 MW sur Makoua - Owando, 0.7 MW sur Owando - Oyo, 0.4 MW sur Oyo - Gamboma, 0.2 MW sur Gamboma - Ngo) : 950 MFCFA

Le coût annuel (avec l'annuité, les pertes jusqu'à Ngo, et la maintenance) s'élève à 4.07 milliards de FCFA, pour une énergie produite de 964 GWh : le coût du transport pour Chollet s'élève à 4.2 FCFA/kWh.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

5.2.1.2 Artère 400 kV

Ce paragraphe présente l'alternative d'un raccordement de Chollet en 400 kV.

Le raccordement sera effectué sur le poste 400 kV de Brazzaville, la longueur de la ligne sera d'environ 730 km. Il est nécessaire de créer 2 postes 400 kV entre Chollet et Brazzaville pour limiter la longueur des tronçons, pour des questions de profil de tension et de mise sous tension de la ligne. Il est donc proposé de créer un poste à Makoua, et l'autre à Ngo. Le plan de tension n'étant pas tenu le long du trajet, chaque tronçon de ligne sera compensé à chaque extrémité.

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	1	1 082	71.9
	Réactance 65 MVar	400	649	1	649	43.2
Makoua	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 65 MVar	400	1 059	1	1 059	70.4
	Réactance 50 MVar	400	844	1	844	56.1
Ngo	Création échelon 400 kV	400	492	1	492	32.7
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
Tsielampo	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	1	1 082	71.9
	Réactance 50 MVar	400	844	1	844	56.1
Total					13 053	868

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Tsielampo	400	ST Alm 2x570 mm ²	134.8	730	98 410	6 540.5
			Elagage	20	265	5 300	352.2
Total						103 710	6 893

Le montant du raccordement de Chollet en 400 kV s'élève à 114 milliards de FCFA, pour une annuité de 7 760 MFCFA.

En intégrant l'O&M (1 300 MFCFA), et en négligeant les pertes, le coût annuel s'élève à 9.1 milliards de FCFA, pour une énergie de 964 GWh : le coût du transport s'élève alors à 9.4 FCFA/kWh.

5.2.1.1 Comparaison

L'alternative 400 kV présente un investissement de 114 milliards de FCFA, près de 3 fois supérieur à celui de l'alternative 220 kV, dont l'investissement s'élève à 40 milliards de FCFA. L'écart d'annuité investissement et O&M annuel (9 milliards pour l'alternative 400 kV, 3.1 milliards pour l'alternative 220 kV) s'élève à près de 6 milliards de FCFA. Or le gain annuel sur les pertes est inférieur à 950 MFCFA, soit 15% du surcoût.

Sur la base des hypothèses de l'étude, l'alternative 400 kV est donc écartée par rapport à la solution 220 kV.

5.2.2 RACCORDEMENT DES BARRAGES DE SOUNDA, MOURALA, KOUEMBALI, NYANGA ET MAKABAMA ET DU ROJET DE ZANAGA

La puissance prévue pour le barrage de Mourala est de 101 MW, avec un raccordement en 2022. Ce barrage est localisé 140 km au Nord de Loudima, et 30 km au Nord de Nyanga

La puissance prévue pour le barrage de Sounda s'élève à 500 MW, avec un raccordement en 2024.

La puissance prévue pour le barrage de Kouembali s'élève à 150 MW, avec un raccordement en 2029.

La puissance prévue pour le barrage de Nyanga est de 230 MW, avec un raccordement en 2032. Ce barrage est localisé entre Mourala et Loudima, 110 km au Nord de Loudima

La puissance prévue pour le barrage de Makabama est de 150 MW, avec un raccordement en 2035. Ce barrage est localisé entre Nyanga et Loudima, 35 km à l'ouest de cet axe.

La mise en service du projet Zanaga est prévue avec l'arrivée de Sounda en 2024, avec une pointe à 115 MW, puis une augmentation à 145 MW en 2028, puis une augmentation à 310 MW en 2032.

5.2.2.1 Alternative 400 kV

La première alternative est présentée et décrite ci-dessous :

- Raccordement de Sounda en 400 kV par ligne simple terre en triangle Sounda - MGK2, Sounda - Loudima, MGK2 - Loudima. Cette solution permet :
 - l'anticipation de la liaison MGK2 - Loudima pour la mise en service de la conversion du CCG de la CEC, cette ligne pouvant être exploitée dans un 1^{er} temps en 220 kV
 - permet de ne pas mettre les 2 lignes 400 kV sur un même pylône sur la zone à haut niveau céramique entre Mboundi et Loudima
- Création de 2 circuits 400 kV entre Loudima et Tsielampo
- Raccordement des barrages de Mourala, Nyanga et Makabama en 220 kV sur Loudima
- Raccordement de Kouembali sur Djambala (et exploitation de la ligne Djambala - Ngo en 220 kV)
- Raccordement du projet minier Zanaga sur Nyanga à l'Ouest (ligne double terre) et Kouembali à l'Est (ligne simple terre)

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

En 2035, les flux restent relativement limités de Loudima vers Tsielampo (230 MW à la pointe hydraulique, et 275 MW environ à la pointe en période d'étiage), avec l'injection de Chollet sur Brazzaville. La chute de tension sur la ligne existante impose d'avoir 2 lignes minimum en N-1. La liaison Pointe Noire - Brazzaville doit donc avoir 3 lignes en parallèle.

La liaison Loudima - Tsielampo doit être construite en technique double terre, la comparaison entre l'investissement d'une ligne double terre 400 kV en 2019, ou l'investissement entre 2 lignes simple terre (400, ou 400&220 kV) est présenté en Annexe A.3.2.

Raccordement de Mourala, Zanaga et Nyanga et Kouembali

Le barrage de Mourala est mis en service en 2022, celui de Kouembali en 2029 et celui de Nyanga en 2032.

Le projet de Zanaga est connecté en 2024, avec une puissance de pointe de 115 MW, la puissance de pointe passe à 145 MW en 2028, puis à 310 MW en 2032. Le facteur de charge de la mine est élevé. La charge de la mine doit être fortement compensée en réactive, avec un $\cos(\varphi)$ de la mine à 0.98, c'est-à-dire qu'avec une charge à 265 MW, la charge réactive doit être réduite à 54 MVAR (87 MVAR avec un $\cos(\varphi)$ de 0.95, le $\cos(\varphi)$ naturel d'une usine avec de nombreux moteurs asynchrones est souvent plus bas) par enclenchement de condensateur. Avec Zanaga à pleine puissance, en cas de N-1, il est nécessaire d'avoir 2 lignes. En effet, avec une seule ligne, la consommation réactive de la ligne dépasse 100 MVAR. Si les barrages de Nyanga, Mourala et Makabama peuvent fournir cette puissance en période hydraulique, la chute de tension dépasse 25 kV. Le barrage de Kouembali ne peut fournir cette puissance, le plan de tension s'effondre complètement, entraînant le déclenchement des process industriels de la mine et celui du barrage de Mourala sur protection min de tension. La charge maximale que peut alimenter Kouembali à la pointe hydraulique avec Zanaga en antenne sur une ligne simple est de 200 MW (la consommation réactive de la ligne n'est que de 40 MVAR), moyennant une chute de tension de 20 kV entre le barrage et la mine.

Il est donc nécessaire d'avoir 2 lignes coté Nyanga.

Raccordement de Mourala et de Zanaga

Le barrage de Mourala arrive en 2022. Il est raccordé sur Loudima. Le site du barrage de Nyanga est situé entre les 2 postes précédents. Le projet de Zanaga est mis en service en 2024. A cette date, la puissance vient de l'Ouest : Mourala, Sounda et la CEC.

Le raccordement proposé est d'anticiper le poste du barrage de Nyanga à la mise en service de Zanaga pour y raccorder Mourala et Zanaga. Les lignes étant relativement longues et peu chargées, il est nécessaire d'installer une réactance au poste de Nyanga pour éviter que Mourala soit en absorption en fonctionnement, et pour la mise sous tension des lignes vers Zanaga.

Le coût d'investissement d'une liaison ST Mourala - Loudima et d'une liaison DT Loudima - Zanaga (38 milliards de FCFA) est quasi identique à celui d'une liaison ST Mourala - Nyanga, et de liaisons DT Loudima - Nyanga et Nyanga - Zanaga (38.3 milliards de FCFA). En revanche, les pertes seront plus faibles avec l'anticipation du poste de Nyanga, la puissance de Mourala partant sur Zanaga et déchargeant la ligne Nyanga - Loudima. Dans la première alternative, la puissance passe par Loudima, parcourant le double de distance.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

La comparaison des coûts et des gains des différentes alternatives est présentée en Annexe A.3.3.

Raccordement de Makabama

Le barrage de Makabama sera raccordé sur une nouvelle ligne 220 kV simple terre simple conducteur entre Nyanga et Loudima. La comparaison entre une ligne Makabama - Loudima simple ou double conducteur est présentée en Annexe A.3.4.

Raccordement de Kouembali

En 2035 (et depuis la mise en service de Chollet en 2031), le flux vers Zanaga vient de plutôt de Kouembali, en particulier à la pointe hydraulique. L'investissement d'une ligne supplémentaire entre Djambala et Zanaga n'est pas rentabilisé par le gain sur les pertes. En revanche, la construction d'une ligne simple terre double conducteur ou d'une ligne double terre entre Zanaga et Kouembali est rentabilisé par le gain sur les pertes, la première solution présentant un bien meilleur RBC.

La création d'une nouvelle liaison Kouembali - Brazzaville n'est pas rentable non plus, le gain sur les pertes ne couvrant que 60 % de l'annuité d'investissement.

Les comparaisons des coûts et des gains des différentes alternatives sont présentées en Annexe A.3.5.

Le schéma du raccordement des barrages est présenté ci-dessous :

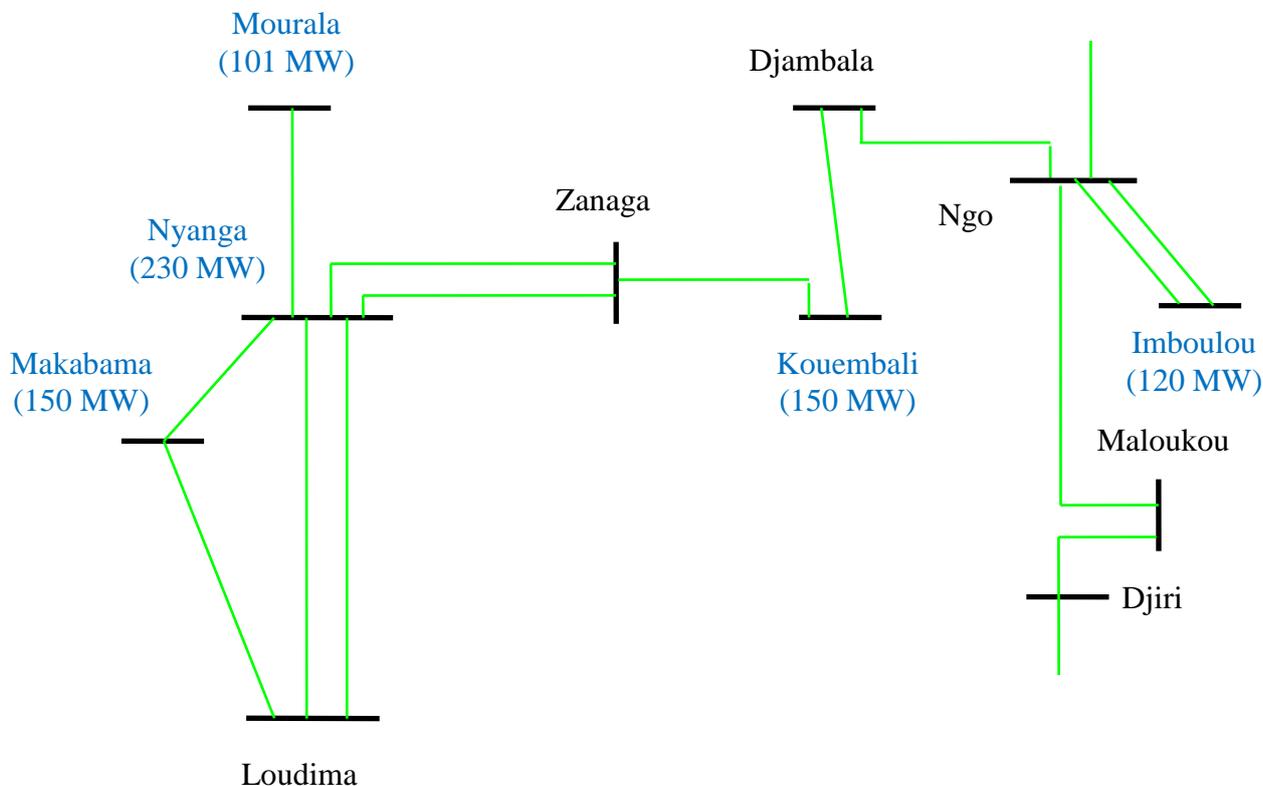


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Renforcement de l'axe Ngo - Brazzaville

En 2035, le flux sur la ligne Ngo - Djiri s'élève à 152 MW à la pointe hydraulique, 104 MW à la pointe étiage et en charge intermédiaire.

En cas de N-1 sur la ligne Ngo - Maloukou, le flux sur la ligne Kouembali - Zanaga s'élève à 295 MW à la pointe hydraulique, à 212 MW à la pointe étiage, et à 236 MW en charge intermédiaire.

En cas de N-1 sur la ligne Djambala - Zanaga, la situation est identique sur la ligne Ngo - Maloukou, dont le flux s'élève à 295 MW à la pointe hydraulique, à 212 MW à la pointe étiage, et à 236 MW en charge intermédiaire.

En 2035, la réalisation d'une nouvelle liaison n'est pas rentable, car le gain annuel sur les pertes (542 MFCFA) ne couvre que la moitié de l'annuité d'investissement (1 282 MFCFA).

La comparaison des coûts et des gains est présentée en Annexe A.3.7.

Le barrage d'Imboulou (120 MW de puissance installée) est actuellement en antenne. Le bouclage sera réalisé avec la mise en service de Kouembali, en 2029, par son raccordement sur Zanaga. Le flux sur la ligne dans la situation actuelle s'élève à une centaine de MW à la pointe, et à 60 à 80 MW en situation de charge intermédiaire. Jusqu'en 2014, les pertes sur la ligne actuelle s'élèvent à env. 2.5 MW avec un flux de 100 MW, et à env. 1.2 MW avec un flux de 65 MW. Le doublement de la ligne permet de diviser les pertes par 2, mais le gain généré (196 MFCFA/an, plus faible qu'en 2035 car le flux est moindre) couvrira moins de 20 % de l'annuité de la ligne.

En 2019, avec la conversion des GT de la CEC, la ligne entre Pointe Noire et Brazzaville sera doublée, le déclenchement de la ligne Ngo - Djiri aura des conséquences moindres sur le système que celles actuellement (ce doublement interviendra avant le doublement éventuel de la ligne Ngo - Djiri), car la tension sera mieux tenue, ce qui devrait supprimer les blacks-outs partiels sur Brazzaville suite au déclenchement de la ligne venant d'Imboulou.

L'END en cas de déclenchement de la ligne Ngo - Djiri sera limitée à :

- l'activation éventuelle du plan de délestage avant reprise de la charge perdue (sur la partie Sud du réseau) par une augmentation de la production (thermique). Avec l'hypothèse de 2 déclenchements par an et d'une reprise de la charge en 1 heure suite à chaque déclenchement, cette END moyenne s'élève à 144 MWh, soit 31 MFCFA annuels entre 2020 et 2024 (valorisée à 200 FCFA/kWh), et 44 MFCFA entre 2025 et 2028 (valorisée à 300 FCFA/kWh).
- la charge du réseau Nord, car sa puissance appelée est dans la zone de cavitation du groupe (l'exploitant ne devant pas faire fonctionner le groupe sous 15 MW et pas plus d'une heure autour de cette valeur). Le montant de l'END varie entre 217 MFCFA en 2020 et 540 MFCFA en 2028.

Une autre cause d'END pourrait intervenir à la pointe si la ligne déclenche pendant l'indisponibilité d'un CCG (programmé ou fortuit), mais cette occurrence résultant de la combinaison des probabilités, s'élève à 1.12 heure par an, l'END associée est donc limitée (17.4 MFCFA annuels entre 2020 et 2024, et 26.1 MFCFA entre 2025 et 2028).

Le coût principal de l'indisponibilité de la ligne Ngo - Maloukou (maintenance ou incident) sera la substitution de la production d'Imboulou injectée sur le réseau au Sud de Ngo par de la production thermique (CCG). Ce surcoût, qui décroît avec la montée de la charge du réseau Nord, s'élève à

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

355 MFCFA en 2020 et à 342 MFCFA en 2028.

A partir de 2029, le gain annuel généré par la ligne se « limite » au gain sur les pertes et s'élève à env. 540 MFCFA, soit moins de la moitié de l'annuité d'investissement de la ligne. Entre 2020 et 2028, le gain annuel varie entre 840 et 1 100 MFCFA, mais reste encore sous le coût de l'annuité.

La ligne n'est donc pas rentabilisée.

Les différents calculs sont aussi présentés en Annexe A.3.7.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
MGK2	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV	400	722	1	722	48.0
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	1	1 082	71.9
	Réactance 35 MVar	400	703	1	703	46.7
	Travée transfo 400 kV	400	591	2	1 182	78.6
	AT 400/225kV 300 MVA	400	1 837	2	3 674	244.2
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
Loudima	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	4	4 328	287.6
	Réactance 35 MVar	400	703	2	1 406	93.5
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
	Travée transfo 400 kV	400	591	1	591	39.3
	AT 400/225kV 300 MVA	400	1 837	1	1 837	122.1
	Travée Tfo 220 kV	220	400	1	400	26.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	3	1 338	88.9
Tsielampo	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
	Travée transfo 400 kV	400	591	2	1 182	78.6
	AT 400/225kV 300 MVA	400	1 837	2	3 674	244.2
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
Sounda	Création échelon 400 kV	400	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	400	0	0	0	0.0
	Travée ligne 400 kV	400	722	2	1 444	96.0
Mourala	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Nyanga	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	6	2 676	177.9
	Travée réactance 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
Makabama	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	3	1 338	88.9
	Travée Tfo 220 kV	220	400	4	1 600	106.3
	Tfo 220/MT 100 MVA	220	1 323	4	5 290	351.6
Kouembali	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Djambala	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/MT 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Ngo	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					51 534	3 425

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Sounda	MGK2	400	ST Alm 2x570 mm ²	134.8	80	10 785	716.8
			Elagage	20	50	1 000	66.5
Sounda	Loudima	400	ST Alm 2x570 mm ²	134.8	105	14 155	940.8
			Elagage	20	50	1 000	66.5
Loudima	MGK2	400	ST Alm 2x570 mm ²	134.8	160	21 569	1 433.5
			Elagage	20	80	1 600	106.3
Loudima	Tsielampo	400	DT Alm 2x570 mm ²	201.5	255	51 376	3 414.5
Mourala	Nyanga	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	31	2 440	162.2
			Elagage	15	31	465	30.9
Nyanga	Loudima	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	110	13 133	872.8
			Elagage	15	65	975	64.8
Nyanga	Makabama	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
			Elagage	15	50	750	49.8
Makabama	Loudima	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	90	7 085	470.9
			Elagage	15	5	75	5.0
Nyanga	Zanaga	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	115	13 730	912.5
			Elagage	15	115	1 725	114.6

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Kouembali	Zanaga	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	133	13 087	869.8
			Elagage	15	30	450	29.9
Kouembali	Djambala	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
Total						163 272	10 851

Le montant de l'investissement se monte à 214.8 milliards de FCFA, pour une annuité de 14.3 milliards de FCFA.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Répartition des flux sur le réseau 400 kV à la pointe hydraulique

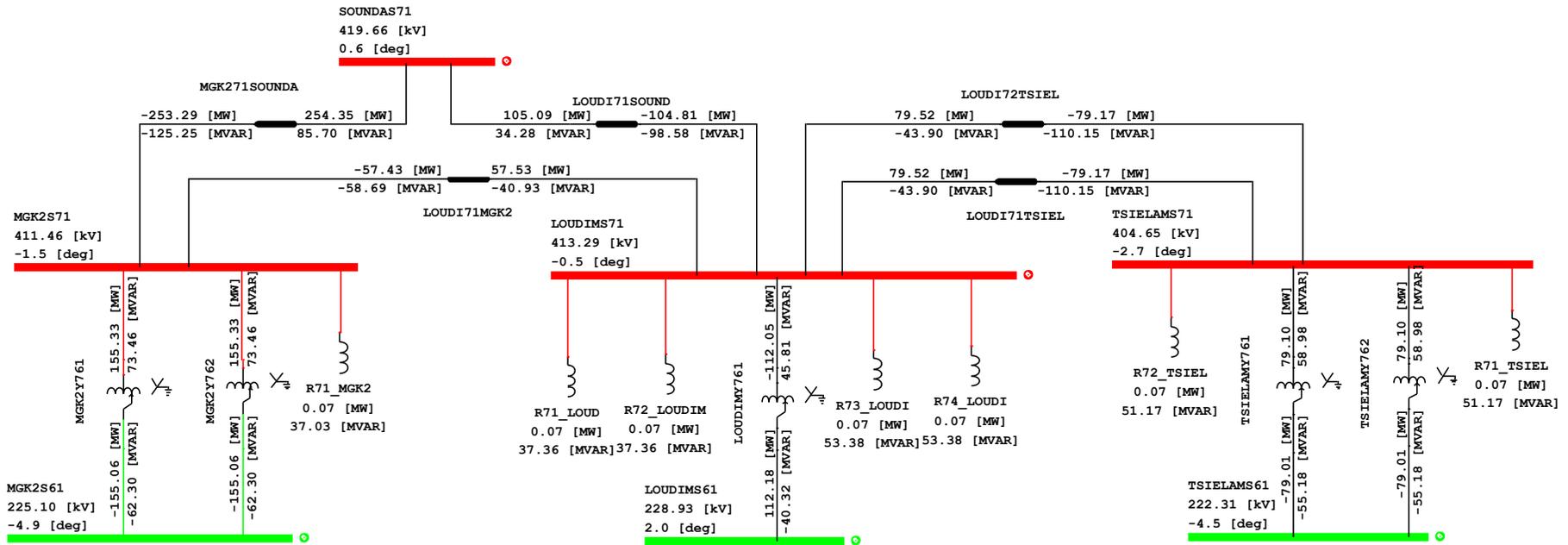


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Répartition des flux sur le réseau 400 kV à la charge intermédiaire

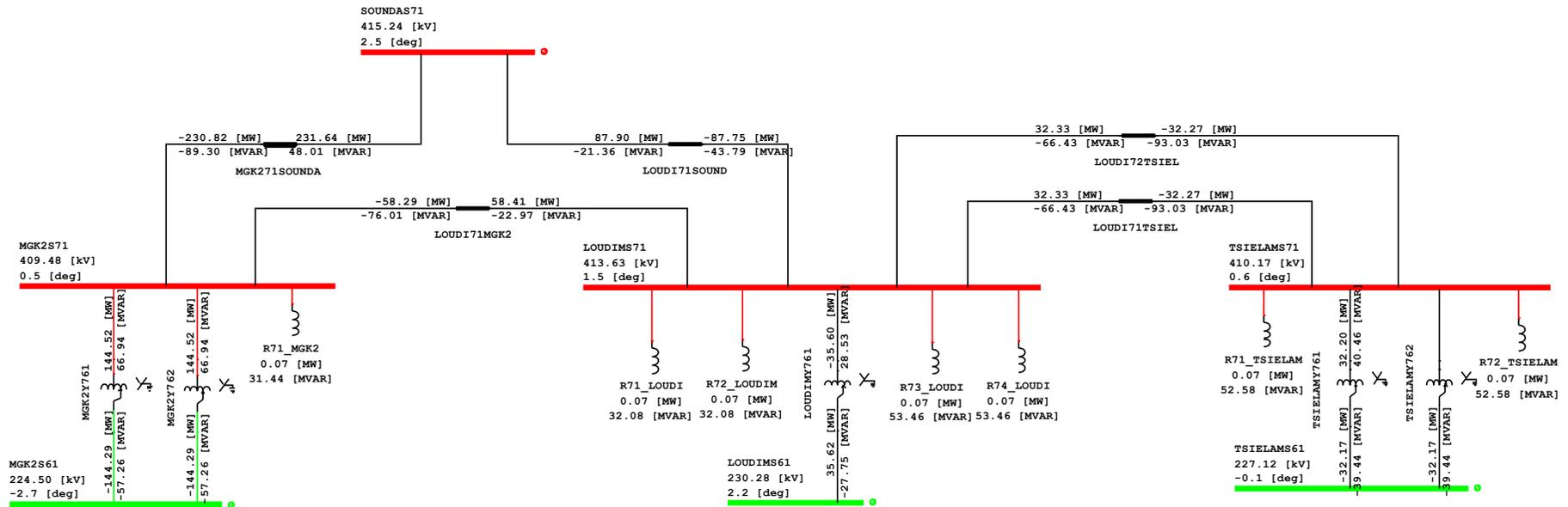


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire

La mise en service de l'interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire entraîne un flux de bouclage entre les 2 systèmes de Pointe Noire vers Brazzaville puis vers Kinshasa, dont la valeur, dépendant des situations, est présentée dans le tableau ci-dessous.

Ce flux de bouclage est en quelque sorte un flux d'Inga vers Kinshasa par le réseau du Congo. En effet, le barrage d'Inga est raccordé à Kinshasa par 3 lignes de 260 km (avec une ligne 400 kV simple terre et une ligne 220 kV double terre). Le projet d'interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire prévoit de relier Inga à Pointe Noire par une ligne 400 kV double terre d'env. 320 km de long, Pointe Noire étant relié à Brazzaville par un axe double 400 kV de 400 km environ : il existe entre Inga et Kinshasa un axe de 260 km coté RDC, et un axe de 700 km via le Congo. Il existe aussi un flux de bouclage de la CEC et Sounda vers Brazzaville par le réseau de la SNEL, mais celui-ci est beaucoup plus faible car le flux de puissance de Pointe Noire vers Brazzaville (de 100 à 300 MW suivant les situations) est beaucoup plus faible que celui d'Inga vers Kinshasa (1 200 à 1 600 MW dans la simulation).

Le flux de bouclage dépend directement et très majoritairement de la consommation de Kinshasa (et donc du flux d'Inga vers Kinshasa), de la charge des 3 futurs postes de Boma, Moanda et Kabinda (l'augmentation de leur charge réduisant le flux), et de la mise en service d'une 2^{ème} ligne 400 kV entre Inga et Kinshasa (cela réduira le flux de bouclage, en réduisant l'impédance entre Inga et Kinshasa).

		Pointe Hydro	Pointe Etiage	Charge Interm.
Flux bouclage*		81	45	90
SNE	Sans bouclage	34.15	25.97	24.01
	Avec bouclage	31.49	29.054	24.95
SNEL	Sans bouclage	52.43	52.26	25.7
	Avec bouclage	41.48	43.36	21.26

* Il n'y a pas d'échange de puissance entre les 2 pays.

Flux sur l'ossature 400 kV avec le flux de bouclage à la pointe hydro :

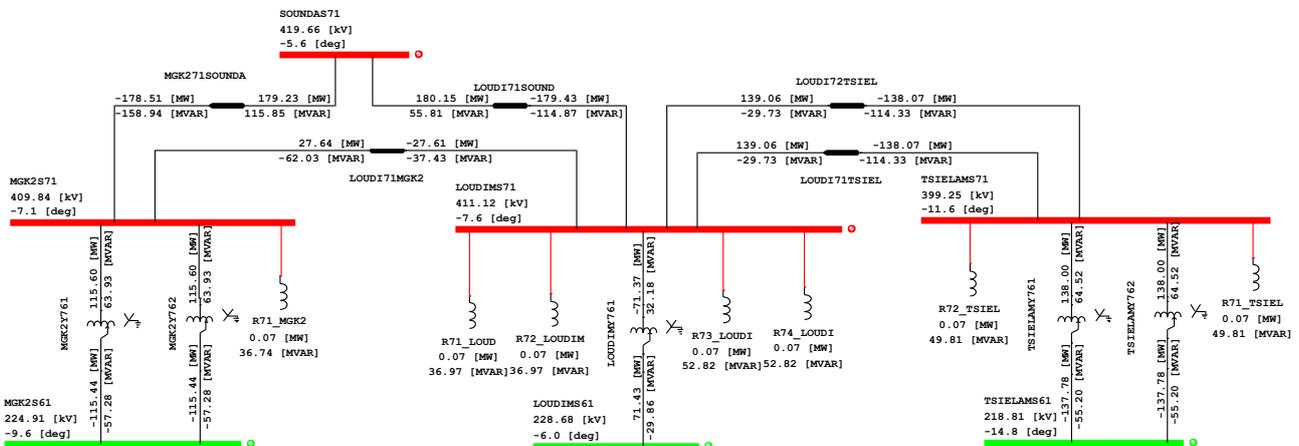
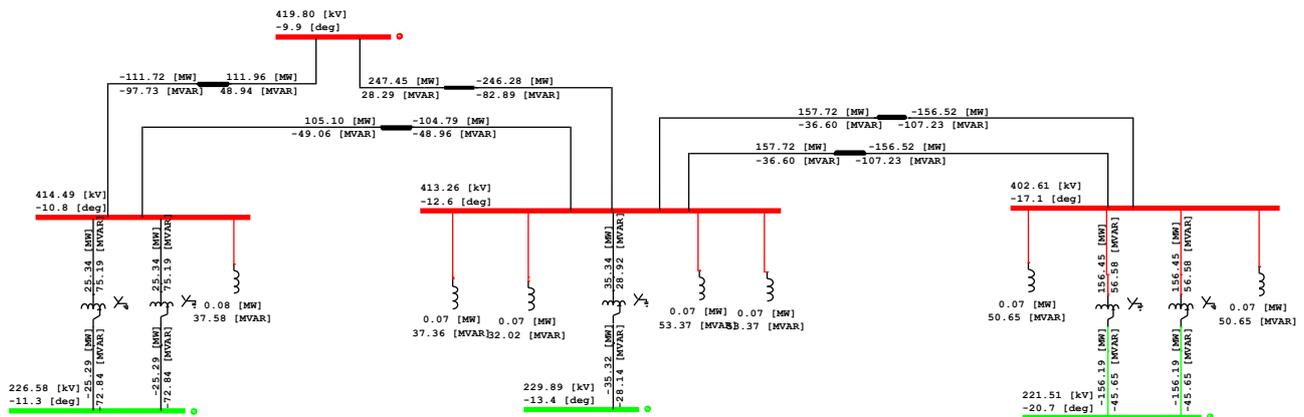


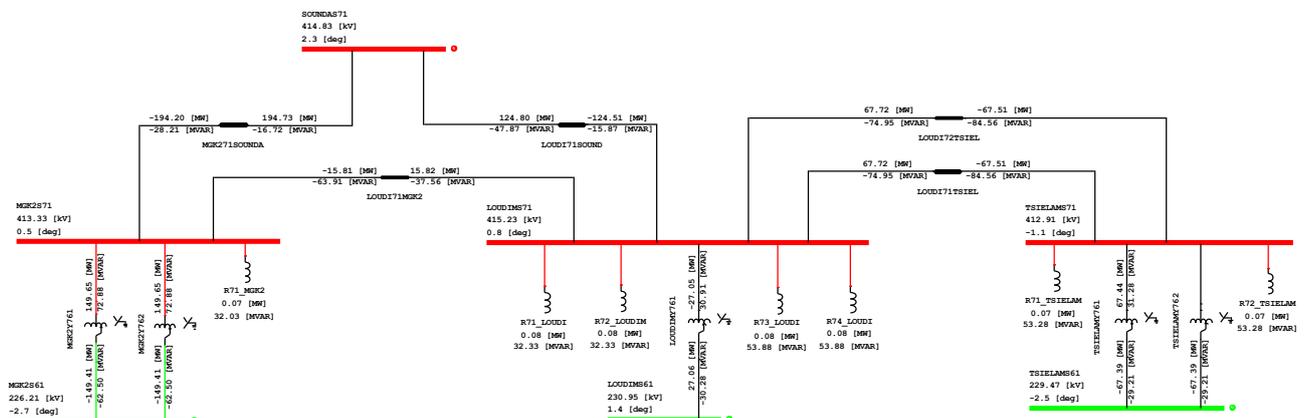
Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Flux sur l'ossature 400 kV avec le flux de bouclage à la pointe étiage :



Flux sur l'ossature 400 kV avec le flux de bouclage à la charge intermédiaire :



5.2.2.2 Alternative 220 kV

La deuxième alternative est présentée et décrite ci-dessous :

- Raccordement de Sounda en 220 kV par ligne simple terne double conducteur en triangle Sounda - MGK2, Sounda - Nyanga, Nyanga - Zanaga, Zanaga - Brazzaville
 - l'anticipation de la liaison MGK2 - Loudima pour la mise en service de la conversion du CCG de la CEC, cette ligne pouvant être exploitée dans un 1^{er} temps en 220 kV
 - permet de ne pas mettre les 2 lignes 220 kV sur un même pylône sur la zone à haut niveau céramique entre Mboundi et Loudima
- Création de 2 circuits 220 kV entre Loudima et Brazzaville
- Raccordement des barrages de Mourala, Nyanga et Makabama en 220 kV sur Loudima
- Raccordement de Kouembali sur Djambala (et exploitation de la ligne Djambala - Ngo en 220 kV)

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

- Raccordement du projet minier Zanaga sur Nyanga à l'Ouest (ligne double terre) et Kouembali à l'Est (ligne simple terre)

Avec les renforcements mentionnés ci-dessus, par rapport à l'alternative 400 kV, le plan de tension du réseau sur l'axe Pointe Noire - Brazzaville est plus bas, et tout particulièrement sur Brazzaville (211 kV). Il y a en effet plus de chute de tension entre Sounda et Pointe Noire en 220 kV qu'en 400 kV.

A la pointe, en cas de N-1 sur la ligne Loudima - Tsielampo, le plan de tension sur Brazzaville chute de 16 kV, et passe sous la limite basse de Un-10% (198 kV), à 196 kV à la pointe hydro et 197 kV à la pointe étiage. Il est nécessaire de déléster 15 MW à la pointe hydro et 5 MW à la pointe thermique. Ce résultat, surprenant au premier abord car l'axe Pointe Noire - Brazzaville est plus chargé, s'explique par le fait que le plan de tension, à Pointe Noire est plus élevée à la pointe étiage (2 CCG en fonctionnement) qu'à la pointe hydraulique (1 seul CCG en fonctionnement), et la ligne 220 kV Ngo - Maloukou, moins chargée en situation étiage, injecte 15 MVAR de plus sur Brazzaville.

La mise en service de condensateurs de 25 MVAR en 220 kV permet de lever ce problème, car le plan de tension plus élevé en situation normale, descendra moins sur N-1. A la pointe en N, l'enclenchement d'un condensateur entraîne une variation de tension de 4 kV.

Dans l'alternative 400 kV, à la pointe, chacune des 2 lignes injecte MVAR sur Tsielampo. Dans l'alternative 220 kV, à la pointe, chacune des 2 lignes injecte 20 MVAR.

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Schéma du réseau :

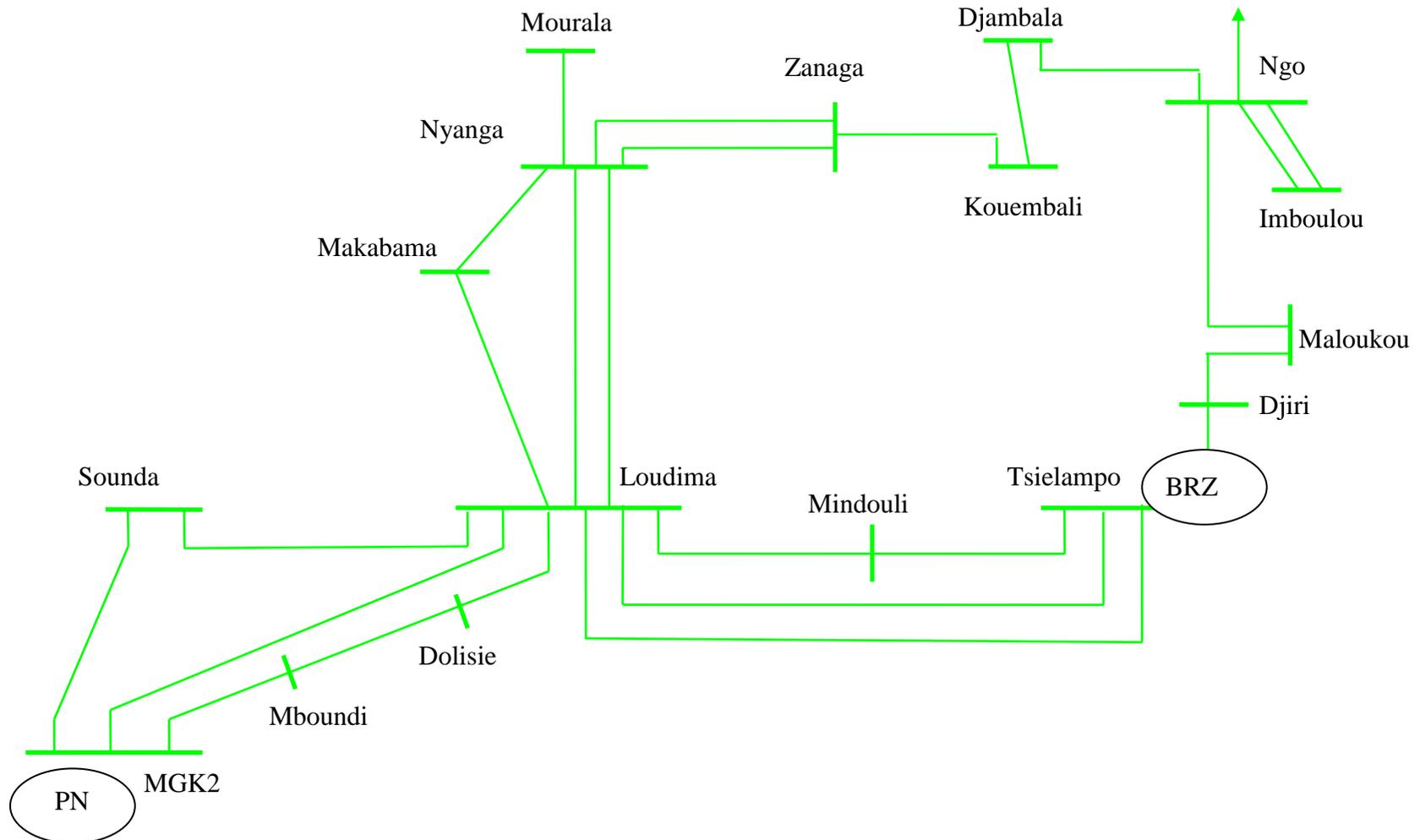


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Le montant des investissements pour cette alternative s'élève à 163.9 milliards de FCFA, pour une annuité de 10.9 milliards de FCFA.

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
MGK2	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 10 MVar	220	318	1	318	21.1
Loudima	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	3	2 007	133.4
	Réactance 15 MVar	220	388	2	777	51.6
	Réactance 10 MVar	220	318	1	318	21.1
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Tsielampo	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	2	2 007	133.4
	Réactance 15 MVar	220	388	2	777	51.6
	Travée condo 25 MVar	220	400	2	800	53.2
	Condensateur 25 MVar	220	394	2	787	52.3
Sounda	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Mourala	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Nyanga	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	6	2 676	177.9
	Travée réactance 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
Makabama	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Zanaga	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	3	1 338	88.9
	Travée Tfo 220 kV	220	400	4	1 600	106.3
	Tfo 220/MT 100 MVA	220	1 323	4	5 290	351.6
Kouembali	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Djambala	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/MT 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Total					27 453	1 825

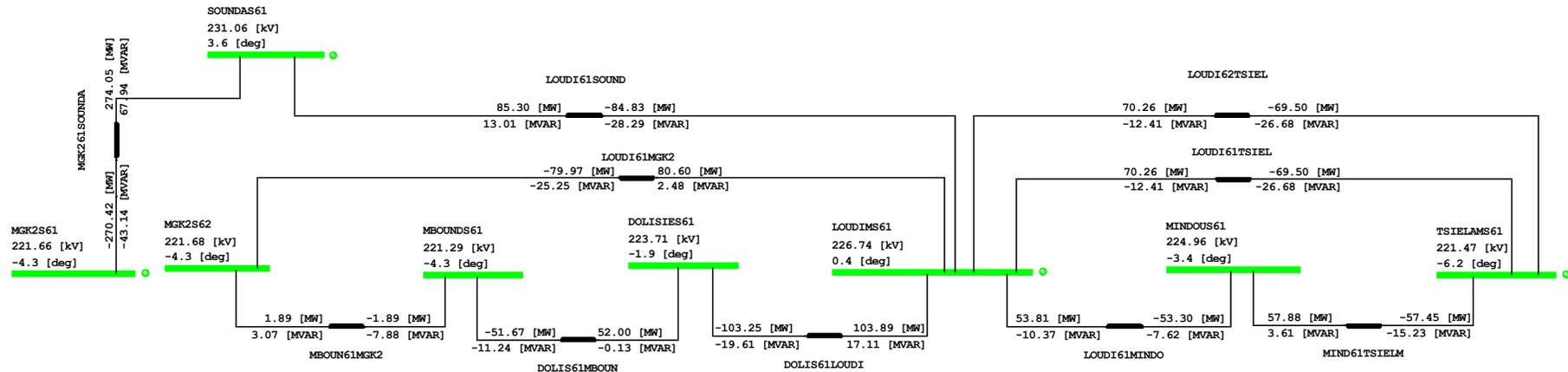
Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Sounda	MGK2	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	80	7 872	523.2
			Elagage	15	50	750	49.8
Sounda	Loudima	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	105	10 332	686.7
			Elagage	15	50	750	49.8
Loudima	MGK2	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	160	15 744	1 046.4
			Elagage	15	80	1 200	79.8
Loudima	Tsielampo	220	DT Alm 2x570mm ²	149.2	255	38 056	2 529.3
Ngo	Tsielampo	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	220	17 318	1 151.0
Mourala	Nyanga	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	31	2 440	162.2
			Elagage	15	31	465	30.9
Nyanga	Loudima	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	110	13 133	872.8
			Elagage	15	65	975	64.8
Nyanga	Makabama	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
			Elagage	15	50	750	49.8
Makabama	Loudima	220	Alm 570 mm ²	78.7	90	7 085	470.9
			Elagage	15	5	75	5.0
Nyanga	Zanaga	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	115	13 730	912.5
			Elagage	20	115	2 300	152.9
Kouembali	Zanaga	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	133	13 087	869.8
			Elagage	15	30	450	29.9
Kouembali	Djambala	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
Total						136 492	9 071

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Répartition des flux sur le réseau 220 kV entre Pointe Noire et Brazzaville à la pointe hydraulique



Répartition des flux sur le réseau 220 kV entre Pointe Noire et Brazzaville à la pointe étiage

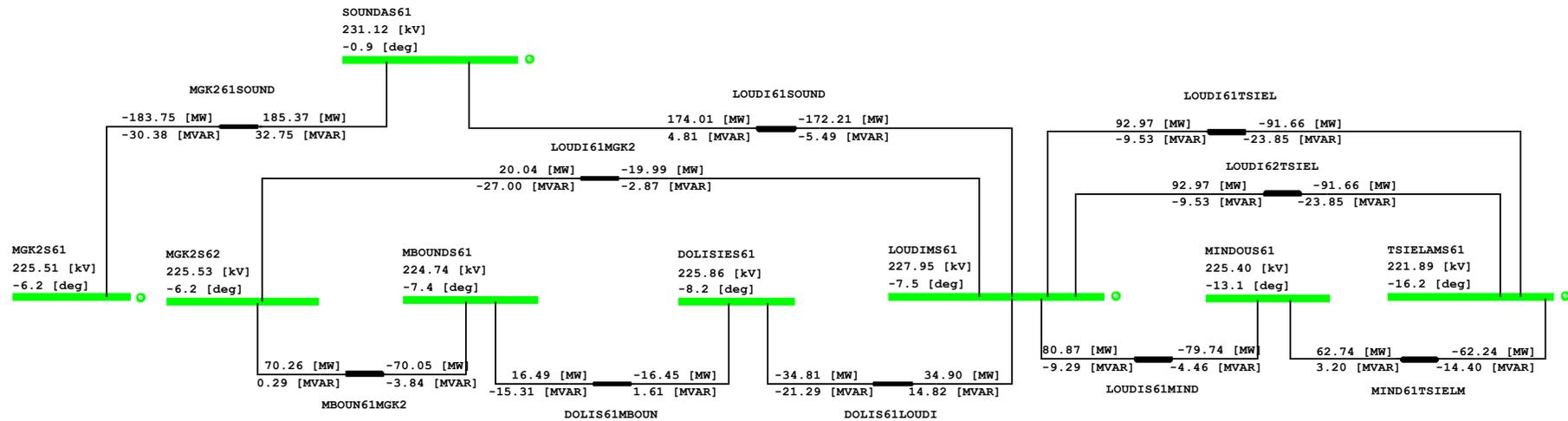


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Répartition des flux sur le réseau 220 kV entre Pointe Noire et Brazzaville à la charge intermédiaire

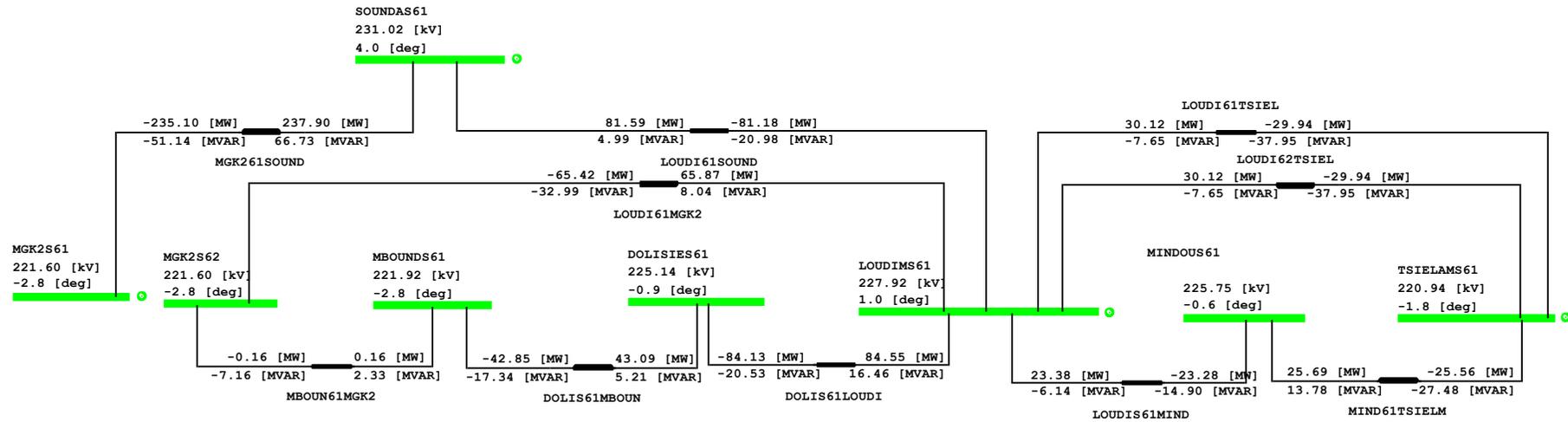


Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire

Le tableau suivant présente les flux de bouclage et l'impact sur les pertes réseau. L'impédance du réseau en 220 kV étant plus élevée que celle d'un réseau 400 kV, la valeur des flux de bouclage de Pointe Noire vers Brazzaville puis Kinshasa (référence positive pour un flux de Pointe Noire vers Brazzaville puis Kinshasa) est donc réduite par rapport à l'alternative précédente.

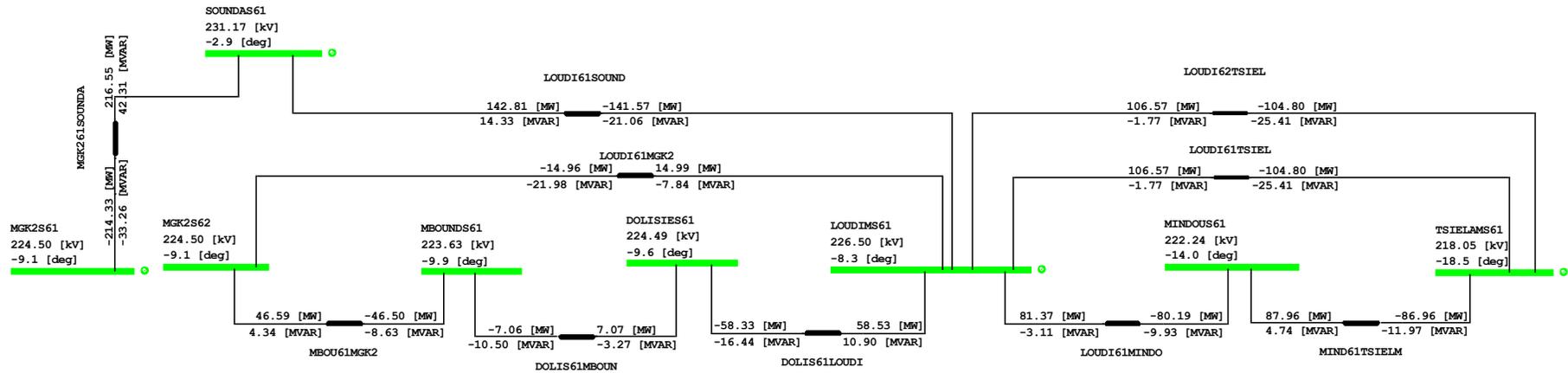
		Pointe Hydro	Pointe Etiage	Charge Interm.
Flux bouclage*		48	24	77
SNE	Sans bouclage	36.94	30.88	26.21
	Avec bouclage	34.76	32.58	26.65
SNEL	Sans bouclage	52.43	51.05	25.7
	Avec bouclage	44.00	46.35	22.16

* Il n'y a pas d'échange de puissance entre les 2 pays.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Flux sur l'ossature 220 kV avec le flux de bouclage à la pointe hydro :



Flux sur l'ossature 220 kV avec le flux de bouclage à la pointe étiage :

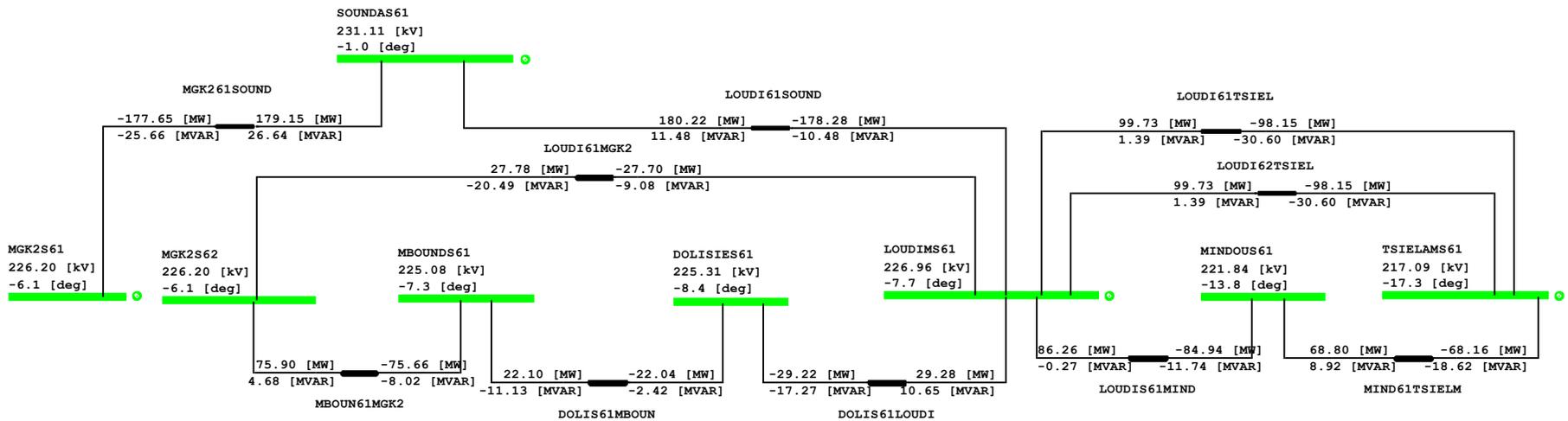


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Flux sur l'ossature 220 kV avec le flux de bouclage à la charge intermédiaire :

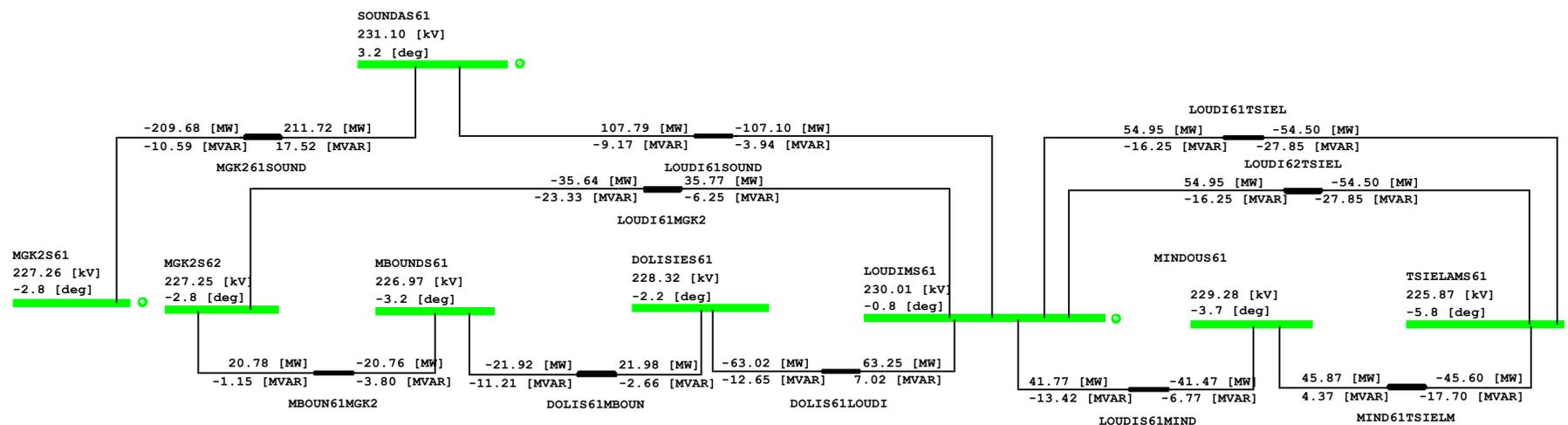


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

5.2.2.1 Comparaison des alternatives

Le bilan (annuité d'investissement + pertes) de l'alternative 400 kV est présentée dans le tableau ci-dessous. Cette alternative générant le moins de pertes, elle est prise comme référence, les pertes sont donc nulles.

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				Total (MFCFA)
		Pointe H	Pointe E	Ch Int		
Invest.	Annuité	0	0	0	MW	
214 806	14 276	0.0	0.0	0.0	MFCFA	
					14 276	

Le bilan (annuité d'investissement + pertes) de l'alternative 220 kV est présentée dans le tableau suivant. Les pertes indiquées se réfèrent aux pertes de l'alternative 400 kV.

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				Total (MFCFA)
		Pointe	Pointe E	Ch Int		
Invest.	Annuité	2.86	5.08	2.20	MW	
163 945	10 896	87.7	155.7	607.6	MFCFA	
					11 747	

L'alternative 220 kV présente donc un meilleur bilan (18 % inférieur) que celui de l'alternative 400 kV. L'alternative 400 kV (coût annuel supérieur de 22%) est pénalisé par le coût d'investissement du 400 kV (matériel plus onéreux + achat supplémentaire de 5 AT et de leurs cellules 400 & 220 kV). Les flux sur le réseau restent faibles par rapport à la capacité des lignes 400 kV (1 220 MVA) et même des lignes 220 kV double conducteurs (670 MVA), le gain sur les pertes par rapport à l'alternative 220 kV est limitée, et trop faible pour couvrir la différence d'investissement.

L'avantage de l'alternative 400 kV est que pour une même variation de flux de puissance (sur N-1 par exemple), l'augmentation de consommation de réactif de la ligne restante (liée à l'augmentation du courant) est plus limitée que pour l'alternative 220 kV, ce qui entraîne une très faible variation du plan de tension, ce qui est moins le cas avec le 220 kV.

5.3 POINTE NOIRE

La ville de Pointe Noire comporte actuellement 3 postes source 220 kV/MT : MGK1, MGK2 et N'Goyo (postes souvent tri-tension : 220/20/30 kV, l'alimentation urbaine ne retenant que le niveau 20 kV à terme). Elle comporte 2 postes 220 kV d'évacuation de centrale au Sud de la ville : CEC (avec d'ailleurs un transformateur 220/33 kV pour Total) et Djéno, et un poste source 220/30 kV 30 km à l'est de la ville : Mboundi.

Le schéma distribution prévoit l'installation de transformation 220/20 kV à CEC, et la création de 2 nouveaux postes source 220 kV/MT : CT1 (qui est actuellement un poste de répartition 20 kV) et un poste à l'Est de la ville, à proximité de la ligne 220 kV CEC - MGK2.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Enfin, un nouveau poste source 220 kV/MT sera créé au Nord de la ville pour le futur port minéralier et les usines des miniers.

La charge de Pointe Noire s'élève en 2035 à 570 MW (550 MW pour PN + 20 MW du port minéralier initialement prévu à Madingo Kayes), et se répartit de la manière suivante :

Poste source	Pointe synchrone 2035 (MW)
CEC	63
CT1	105.3
Mboundi	53
MGK1	94.5
MGK2	92.7
N'Goyo	68.4
PN_E	46.8
Port Minéralier	45.9
Total	570

Les postes de MGK1 et N'Goyo sont actuellement en antenne sur MGK2.

5.3.1 RACCORDEMENT DU PORT MINERALIER

Le port minéralier se trouve au Nord de la ville. 2 alternatives sont possibles :

- alimentation par une antenne double terne en AlAc 300 ou Alm 366 mm² raccordée sur MGK2
- entrée en coupure sur la ligne MGK2 - Mboundi (par une ligne double terne), ce qui permet d'économiser 2 cellules ligne 220 kV. Cette solution peut ensuite évoluer vers la solution précédente, si l'entrée en coupure est réalisée à la sortie du poste de MGK2, en entrant en coupure sur MGK2 le circuit Port Minéralier - Mboundi.
Suite aux renforcements réseau entre Pointe Noire et Brazzaville, le flux sur la ligne 220 kV existante reste limité, une ligne de section AlAc 300 mm² ou Alm 366 mm² est suffisante.

Le gain sur les pertes (22 MFCFA) dû au raccordement du Port Minéralier en antenne sur MGK2 ne couvre pas l'investissement dans les 2 cellules ligne (annuité de 59.3 MFCFA). Le Port Minéralier sera donc rentré en coupure sur la ligne MGK2 - Mboundi au niveau du poste de MGK2, pour pouvoir être raccordé ultérieurement en antenne.

Les résultats de la comparaison sont détaillés en Annexe A.3.6.

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Port Minéralier	MGK2	220	DT Alm 366 mm ²	103.8	20	2 076	138.0

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Port Minéralier	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Total					1 548	102.9

5.3.2 ALTERNATIVE N°1

Une première alternative consiste à :

- faire rentrer CT1 en coupure sur la ligne la plus proche, à savoir la ligne 366 mm² MGK1 - N'Goyo (le raccordement de CT1 comportera une partie en câble sous-terrain, dont la section doit permettre le même transit que la ligne Almélec 366 mm²)
- faire rentrer la ligne N'Goyo - Djéno (366 mm²) sur le poste de CEC
- faire rentrer le nouveau poste PN_E (Pointe Noire Est) en coupure sur un des 2 circuits CEC - MGK2

Le schéma du réseau est présenté ci-dessous :

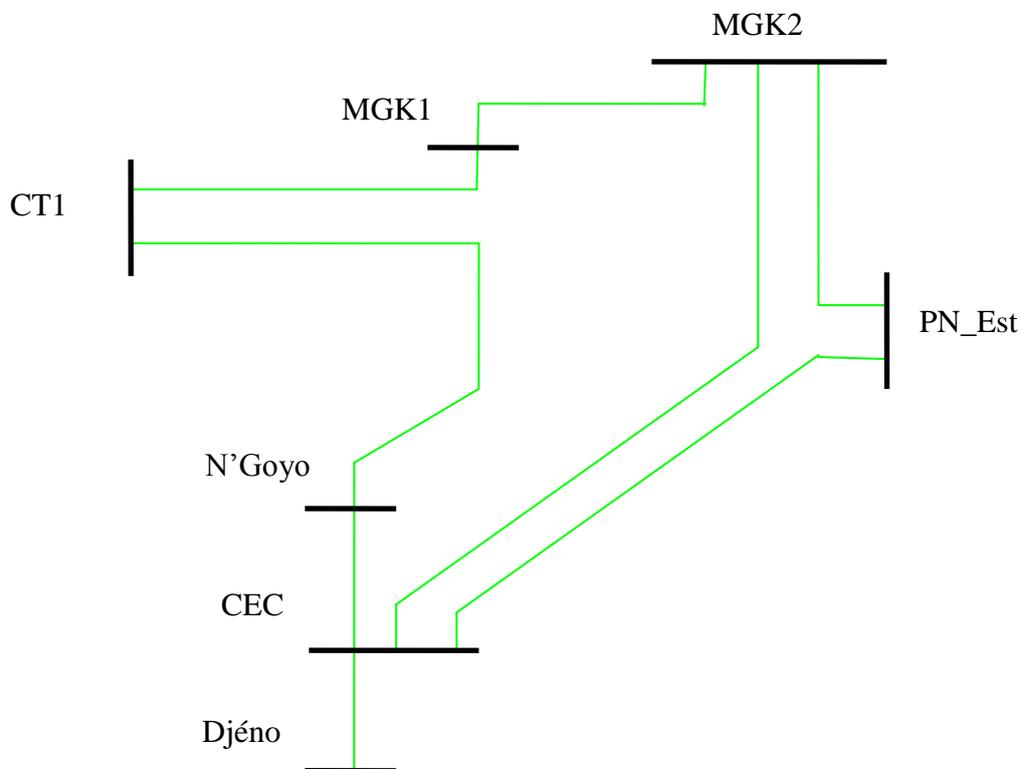


Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A la pointe, en cas d'indisponibilité de la ligne MGK2 - MGK1, la charge à alimenter par la ligne CEC - N'Goyo s'élève à 268 MW (299 MVA), or l'intensité maximale admissible (636 A) limite le transit sur cette ligne à 242 MVA. Il est donc nécessaire de déléster 50 MW.

L'indisponibilité fortuite de la ligne (1 % annuel/100 km) s'élève à 0.35 h/an à la pointe. A cette indisponibilité s'ajoute celle liée à la maintenance (1 semaine / an), soit 16.8 h à la pointe. L'END associée en 2035 s'élève à 720 MWh pour un coût de 432 MFCFA.

Le remplacement de la ligne 366 mm² CEC - N'Goyo par une ligne 570 mm² (coût estimé de 483 MFCFA, pour une annuité de 32.1 MFCFA) permet de lever la contrainte sur le N-1 MGK1 - MGK2. Le coût de ce remplacement est largement couvert par l'économie sur l'END, il doit donc être réalisé.

Une autre solution pour supprimer l'END est de doubler la ligne MGK1 - MGK2 (coût estimé à 1 423 MFCFA, dont 531 MFCFA pour la ligne et 892 MFCFA pour les 2 cellules ligne). Cette solution (pénalisée par le coût des 2 cellules ligne) est un peu plus onéreuse que la précédente, mais largement couverte par le gain sur la réduction de l'END.

Le montant des investissements pour cette alternative s'élève à 9.9 milliards de FCFA.

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
CT1	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
PN_Est	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
CEC	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Total					3 988	265.0

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
CT1	EeC (MGK1-N'Goyo)	220	UGC Al 1200 mm ²	543.0	9	4 887	324.8
PN_Est	EeC (CEC-MGK2)	220	DT 2x455 mm ²	141.8	0.5	391	26.0
CEC	N'Goyo	220	ST 570 mm ²	94.5	4.3	483	32.1
CEC	pyl. CEC - Djéno	220	ST 366 mm ²	68.5	0.3	182	12.1
Total						5 942	394.9

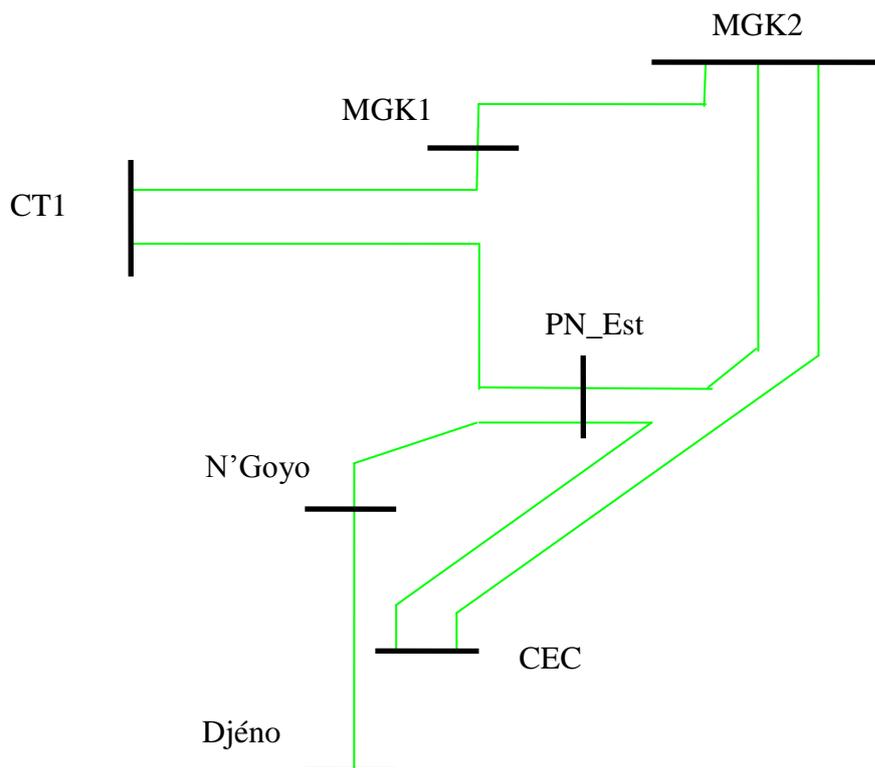
Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

5.3.3 ALTERNATIVE N°2

Une autre alternative consiste à :

- faire rentrer CT1 en coupure sur la ligne la plus proche : MGK1 - N'Goyo (366 mm²)
- faire rentrer le nouveau poste PN_E (Pointe Noire Est) en coupure sur un des 2 circuits CEC - MGK2
- faire rentrer la ligne MGK1 - N'Goyo (366 mm²) sur le poste de PN_E.



La charge de la boucle avec MGK1 & CT1 s'élève à 200 MW à la pointe, la ligne 366 mm² PN_E - CT1 est donc suffisante pour couvrir le N-1 MGK1 - MGK2.

En cas d'indisponibilité de la liaison CT1 - N'Goyo, les TAG de Djéno (86 MW de puissance installée) peuvent alimenter la charge de N'Goyo (68 MW à la pointe).

L'indisponibilité fortuite de la liaison (1 % annuel/100 km) s'élève à 7.45 h/an. A cette indisponibilité s'ajoute celle liée à la maintenance (1 semaine / an), soit 168 h. Le volume d'énergie à substituer en 2035 s'élève à 8 520 MWh. Le différentiel de coût du gaz s'élève à 7.3 FCFA/kWh (différence entre 22 FCFA/kWh pour une TAG et les 2/3 pour un CCG), soit 62.5 MFCFA. En cas de déclenchement intempestif, les TAG de Djéno (moyen de pointe ou de secours, en particulier pour les maintenances CCG) seront très certainement à l'arrêt. Il faut donc intégrer l'END qui interviendra entre le déclenchement de la charge et la reprise de la charge par les TAG, env. ¼ h

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

après. Ce volume d'END s'élève à 12.1 MWh, pour un coût de 7.3 MFCFA. Le coût d'END et de substitution de production s'élève à 69.8 MFCFA.

L'entrée en coupure de la ligne Djéno - N'Goyo sur la CEC (coût estimé de 1 167 MFCFA, pour une annuité de 78 MFCFA) n'est pas complètement couvert par le gain sur l'END et la substitution de production.

Le montant des investissements pour cette alternative s'élève à 9.7 milliards de FCFA.

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
CT1	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
PN_Est	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	4	1 784	118.6
Total					3 988	265.0

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
CT1	EeC (MGK1-N'Goyo)	220	UGC Al 1200 mm ²	543.0	9	4 887	324.8
PN_Est	EeC (CEC-MGK2)	220	DT 2x455 mm ²	141.8	0.5	391	26.0
PN_Est	EeC (CT1-N'Goyo)	220	DT 366 mm ²	124.6	2	448	29.8
Total						5 726	381

5.3.4 COMPARAISON DES ALTERNATIVES

Alternative 1 :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
		Pointe H	Pte Etiage	Ch Int			
Invest.	Annuité	0	0	0	MW		
9 930	660.0	0.0	0.0	0.0	MFCFA	0.0	660.0

Alternative 2 :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
		Pointe		Ch Int			
Invest.	Annuité	0.17	0.437	0.025	MW		
9 714	645.6	3.5	4.5	6.9	MFCFA	69.8	725.8

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Les 2 alternatives sont relativement proches l'une de l'autre, et les incertitudes sur les coûts liées à la faisabilité du projet sont importantes. Le choix sera surtout dicté par la faisabilité de la solution sur le terrain, sachant qu'à terme, les 2 renforcements (entrée en coupure de PN_Est sur CT1 - N'Goyo, et de la CEC sur N'Goyo - Djéno) seront nécessaires.

5.4 BRAZZAVILLE

La ville de Brazzaville, alimentée en 220 kV, comporte actuellement 3 postes source 220 kV/MT : Tsielampo, Djiri et Mbouono (postes tri-tension : 220/20/30 kV pour les 2 1^{er}, et 220/30 kV pour le 3^{ème}). Le réseau de répartition interne, actuellement en 30 kV, alimente 4 postes source : Djoué (30/6.6 kV) et les postes A (30/6.6 kV), B (30/20/6.6 kV) et C (30/20 kV). Le poste de Djoué sert aussi de poste d'évacuation pour le barrage du même nom, et le poste C pour la Centrale Thermique de Brazzaville.

Un nouveau poste source 220 kV/MT sera créé à court terme au Nord de la ville pour l'alimentation de la ZI de Maloukou.

Le schéma directeur distribution a prévu :

- d'uniformiser la tension de distribution sur Brazzaville, en ne retenant que le 20 kV. Le 30 kV sera réservé aux départs ruraux, le 6.6 kV étant abandonné
- de créer un nouveau poste source localisé entre Tsielampo et Djiri
- n'a pas exprimé le besoin d'alimenter le poste du Djoué en HT

La charge de Brazzaville s'élèvera en 2035 à 391 MW, et se répartira de la manière suivante :

Poste source	Pointe synchrone 2035 (MW)
Djiri	41.4
Djoué	18.9
Poste A	52.2
Poste B	67.5
Poste C	42.3
Tsiélambo	59.4
Nv poste BRZ NO	62.1
Maloukou	18.9
Total	391

Suite à une première étude comparant 3 niveaux de tension (220, 110 et 66 kV), les niveaux de tension 66 et 220 kV ont été écartés comme tension du futur réseau de répartition (actuellement en 30 kV).

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Cette alternative 110 kV, qui reprend la structure du réseau existant en la renforçant, consiste à :

- rentrer en coupure le nouveau poste 220/20 kV au Nord Ouest de Brazzaville sur la ligne 220 kV Djiri - Tsielampo
- réaliser une ligne 110 kV double terne (366 mm²) entre Mbouono et Poste A
- réaliser une ligne 110 kV double terne (366 mm²) entre Tsielampo et Poste D (RAS, pas de création d'un niveau 110 kV dans ce poste)
- réaliser un câble 110 kV Al 630 mm² entre Poste A et poste B
- réaliser un câble 110 kV Al 630 mm² entre Poste B et poste C
- réaliser un câble 110 kV Al 630 mm² entre Poste B et poste D (RAS sur un des 2 ternes vers Tsielampo)
- réaliser un câble 110 kV Al 630 mm² entre Poste C et poste D (RAS sur un des 2 ternes vers Tsielampo)

Schéma unifilaire du réseau 110 kV de Brazzaville

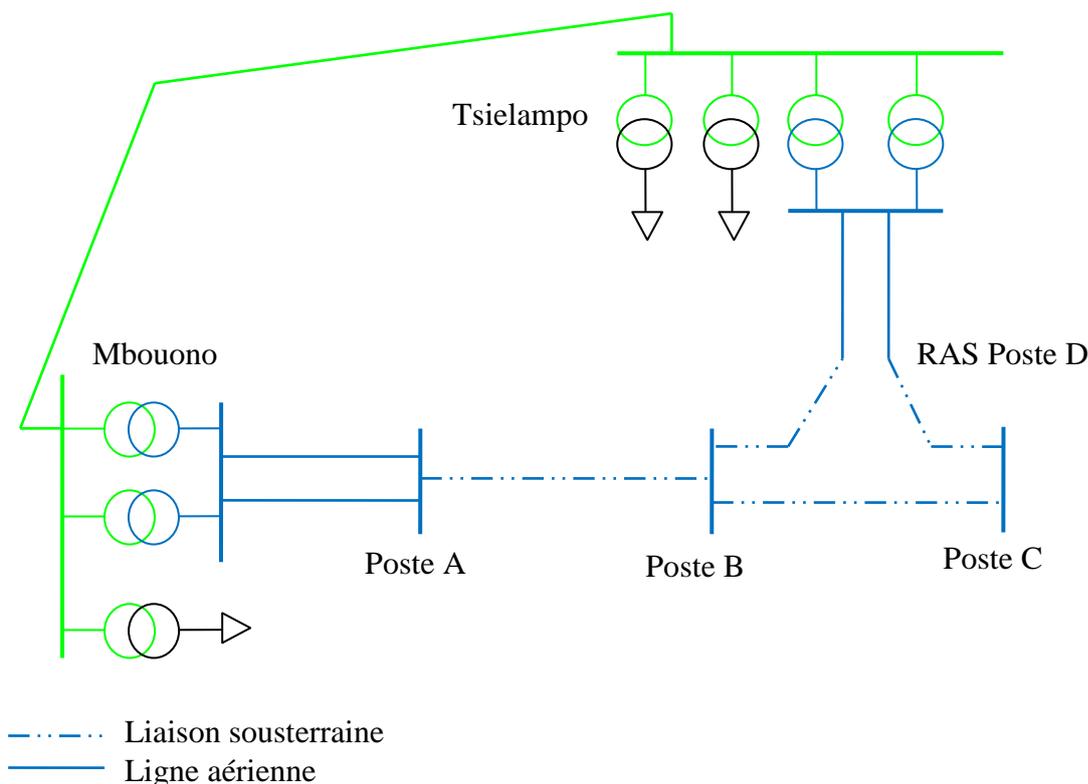


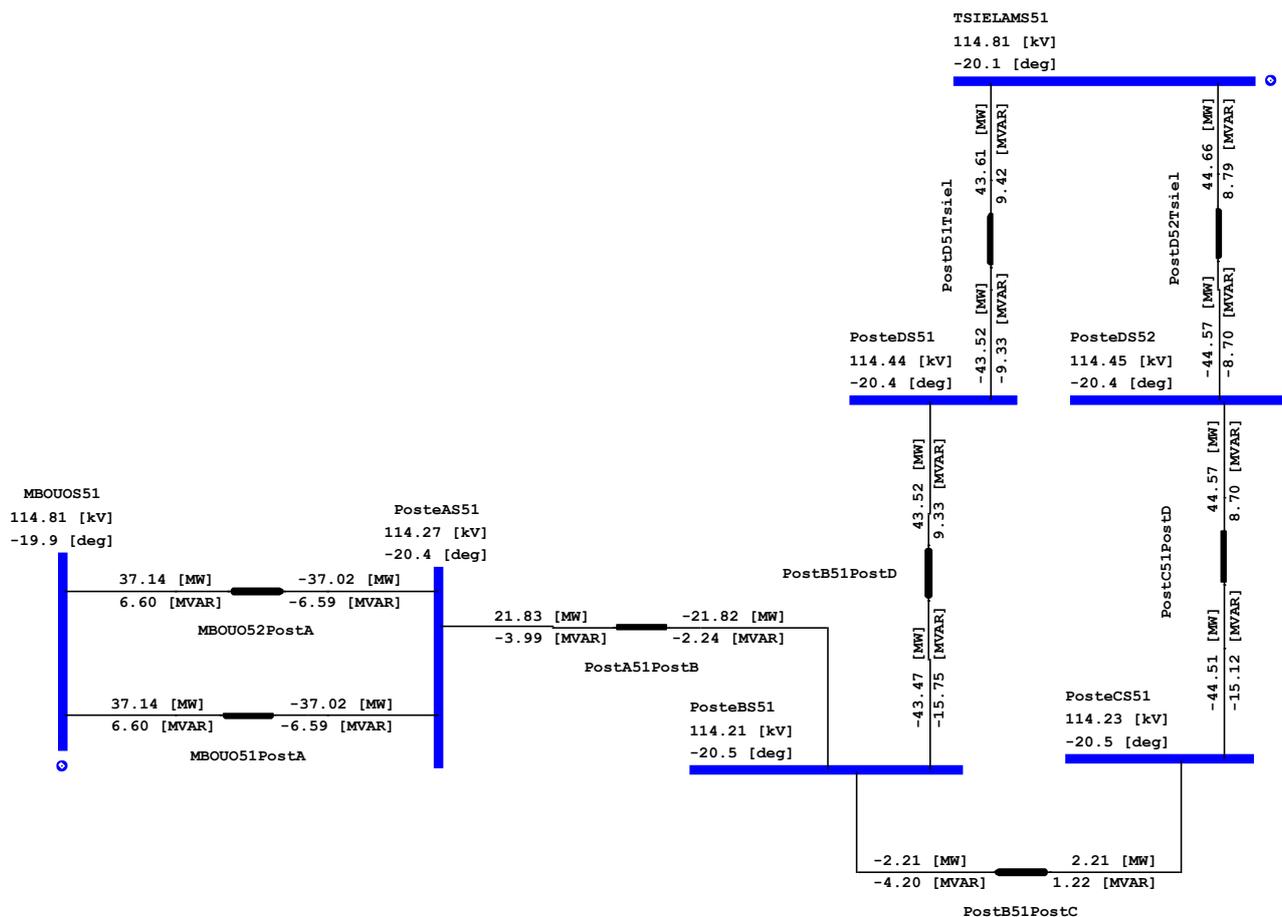
Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Des liaisons en AlAc 240 mm² (95 MVA) suffirait en 2035, mais pour des contraintes environnementales, il est conseillé de passer à une section supérieure : AlAc 300 mm² ou Alm 366 mm² (121 MVA). Pour les câbles souterrains, la section doit permettre de passer le même transit (Al 630 mm² ou 1 000 mm²).

La mise en parallèle de liaison souterraine et aérienne, lors d'un renforcement ultérieur, entraîne une répartition déséquilibrée du flux de puissance, le câble se chargeant avec 75% du flux environ à cause de son impédance plus faible.

Flux de puissance sur le réseau 110 kV de Brazzaville à la pointe 2035



Renforcement de la liaison Tsielampo - Mbouono

Il est nécessaire de renforcer la liaison 220 kV entre Mbouono et Tsielampo pour faire face au N-1 de la ligne existante, en particulier à cause du flux de bouclage qui passera alors par le réseau 110 kV.

Pour renforcer l'alimentation de Mbouono, il est possible de créer une nouvelle liaison Tsielampo - Mbouono, ou de faire rentrer en coupure Mbouono sur la ligne Mindouli - Tsielampo.

Les 2 solutions sont proches, l'entrée en coupure sur la ligne Tsielampo - Mindouli est un peu moins onéreuse et a un très léger avantage pour les pertes. La solution sera surtout guidée par des

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

considérations environnementales (1 ou 2 cellules de ligne supplémentaire à Mbouono, possibilité de faire passer la ligne d'un coté ou de l'autre).

Le détail de la comparaison est présenté en Annexe A.3.8.

Les investissements Transport correspondant s'élèvent à 34.2 milliards de FCFA, et sont présentés ci-dessous.

Investissements poste (hors transformation HT/MT qui sera chiffré dans la partie SD Distribution)

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Tsielampo	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/110kV 75MVA	220	1 148	2	2 296	152.6
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
Mbouono	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/110kV 75MVA	220	1 148	2	2 296	152.6
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
nv poste BRZ_NO	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/20kV 50 MVA	220	954	2	1 908	126.8
Poste A	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	3	870	57.8
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Poste B	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	3	870	57.8
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Poste C	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Total					23 730	1 577

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Investissements ligne et câble

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
BRZ_NO	EeC (Djiri-Tsielampo)	220	DT AlAc 500 mm ²	143.3	4	702	46.7
Mbouono	EeC (Tsielam. - Mindou.)	220	DT Alm 570 mm ²	143.3	7	1 035	68.8
Mbouono	Poste A	110	DT Alm 366 mm ²	95.3	3	403	26.8
Poste A	Poste B	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	6.7	2 185	145.2
Tsielampo	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	DT Alm 366 mm ²	95.3	4.5	501	33.3
Poste B	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	7	2 283	151.7
Poste C	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	7	2 283	151.7
Poste B	Poste C	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	3.2	1 043	69.4
Total						10 432	693.3

5.5 AUTRES ZONES

5.5.1 OUESSO

Le réseau Liouesso - Ouesso est autosuffisant : la charge à la pointe atteint 13.6 MW (10.1 MW pour Ouesso avec la ZES, 0.7 MW pour Mokoka et 2.8 MW pour Pokola), pour une puissance installée de 19 MW hydraulique et de 4.5 MW thermique.

En cas d'indisponibilité de la ligne 110 kV Liouesso - Ouesso, les seuls groupes de substitution sont les 3 groupes diesel de 1.5 MW.

L'indisponibilité de la ligne s'élève à 1 semaine de maintenance (168 h), et 65 h sur incident (1 % pour 100 km), soit 233 h par an. L'énergie coupée s'élève à 2.44 GWh.

Une partie de la charge (1.05 GWh) est reprise par les 3 groupes diesel de 1.5 MW (avec une conso spécifique de 250 g/l et un coût diesel de 475 FCFA/l) pour un coût carburant de 145 MFCFA, l'END s'élève alors à 1.39 GWh, pour un coût de 834 MFCFA.

Le coût annuel de l'indisponibilité de la ligne 110 kV Liouesso - Ouesso s'élève à 979 MFCFA.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Raccordement de Ouesso sur Chollet en 110 kV

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Travée Tfo 220 kV	220	400	1	400	26.6
	Tfo 220/110kV 25 MVA	220	665	1	665	44.2
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Ouesso	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Total					1 920	128

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Ouesso	110	mm ²	47.6	185	8 809	585.5
			Elagage	10	185	1 850	123.0
Total						10 659	708

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Ouesso	110	ST AlAc 240 mm ²	47.6	185	8 809	585.5
			Elagage	10	185	1 850	123.0
Total						10 659	708

Le montant de la construction d'une ligne 110 kV 240 mm² entre Chollet et Ouesso s'élève à 12.6 milliards de FCFA, pour une annuité de 836 MFCFA.

Le coût annuel de l'O&M s'élève à 126.5 MFCFA.

Le coût de l'énergie (CCG) pour alimenter Ouesso par le RNI (2.44 GWh) s'élève à 85 MFCFA.

Le coût annuel du renforcement par une ligne 110 kV Chollet - Ouesso s'élève à 1 047 MFCFA.

Renforcement de la centrale thermique de Ouesso

Le renforcement de 6 MW de groupes diesel pour la centrale de Ouesso s'élève à 4.2 milliards de FCFA, pour une annuité de 329 MFCFA.

L'O&M fixe s'élève à 84 MFCFA.

Le coût carburant pour la reprise de la charge s'élève à 179 MFCFA. L'END restante s'élève à 55 MFCFA (92 MWh).

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Le coût annuel de la solution diesel s'élève à 647 MFCFA.

Un renforcement du parc de production thermique est donc plus économique.

5.5.2 DOLISIE

La charge de Dolisie à la pointe s'élève à 51.2 MW. Dolisie est actuellement alimenté par une ligne 110 kV exploitée en 33 kV. L'augmentation de la consommation se traduira par l'exploitation à court terme de cette ligne en 110 kV, avec la création d'un échelon 110 kV à Dolisie.

En 2035, les pertes sur la ligne 110 kV Loudima - Dolisie s'élève à 2.3 MW à la pointe et à 2.1 MW en charge intermédiaire (à cause des clients industriels).

A la pointe, les 2 transformateurs 220/110/30kV de Loudima sont chargés à 92 % (flux de 35 MW et 22 MVar) en période hydraulique, et à 116 % (surcharge, flux de 46 MW et 24 MVar) en période d'étiage.

2 alternatives de renforcement seront étudiées :

- le doublement de la liaison 110 kV existante, et le renforcement de la transformation 220/110 kV à Loudima
- l'entrée en coupure de la ligne 220 kV Loudima - Mboundi sur Dolisie avec création d'un échelon 220 kV au poste de Dolisie

Renforcement de la liaison 110 kV

Les tableaux suivants présentent les renforcements de l'alternative 110 kV.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée Tfo 220 kV	220	400	1	400	26.6
	Transfo 220/110kV 50 MVA	220	938	1	938	62.4
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Dolisie	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 40 MVA	110	696	1	696	46.3
Total					3 165	210

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Choix de la section de la ligne :

Ligne 240 mm²

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Dolisie	110	240 mm ²	47.6	47	2 238	148.7

Ligne 300 mm²

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Dolisie	110	300 mm ²	54.8	47	2 574	171.1

En passant d'une ligne 240 mm² à une ligne 300 mm², les pertes sur l'axe 110 kV Loudima - Dolisie passent de 0.84 à 0.76 MW à la pointe, et de 0.53 à 0.47 MW en charge intermédiaire, soit un gain annuel de 19.9 MFCFA. L'écart d'annuité entre les 2 solutions est légèrement supérieur, et s'élève à 22.3 MFCFA. La ligne en 240 mm² est donc recommandée.

Le montant du renforcement en 110 kV s'élève à 5.4 milliards de FCFA.

Entrée en coupure de Dolisie sur la ligne 220 kV Loudima - Mboundi

La charge de Dolisie est alimentée par le réseau 220 kV, il n'y a plus de contrainte sur la transformation 220/110 kV de Loudima, il n'y a pas besoin de la renforcer.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Dolisie	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/33kV 40MVA	220	845	2	1 690	112.3
Total					4 038	268.4

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Dolisie	EeC (Mboundi-Loudima)	220	DT Al 570 mm ²	119.4	7	836	55.5

Le montant du renforcement en 220 kV s'élève à 4.9 milliards de FCFA. La ligne 110 kV peut servir de secours éventuel.

Comparatif des 2 solutions

Par rapport à l'alternative 110 kV, l'alternative 220 kV entraîne une réduction des pertes de 0.7 MW à la pointe, et de 0.3 MW en charge intermédiaire.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Alternative 110 kV

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles			Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe	Ch Int	MW	
5 403	359	0.716	0.345	MFCFA	476

Alternative 220 kV :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles			Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe	Ch Int	MW	
4 874	324	0	0	MFCFA	323.9

Le raccordement en 220 kV présente un investissement moindre et réduit les pertes par rapport à celui en 110 kV, il est donc recommandé.

La question se pose de réaliser directement l'investissement en 220 kV. L'exploitation de la ligne en 110 kV nécessite un investissement de 1.3 milliards de FCFA, détaillé ci-dessous. Il n'y a pas de développement du réseau 110 kV à partir de Dolisie, il n'est donc pas nécessaire d'investir dans un jeu de barre ni une cellule ligne coté Dolisie.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Dolisie	Création échelon 110 kV	110	492	0	0	0.0
	Travée ligne 110 kV	110	290	0	0	0.0
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 40 MVA	110	696	1	696	46.3
Total					1 261	84

Dans l'alternative avec étape en 110 kV, l'exploitation de Dolisie passe en 110 kV dès 2018, puis en 220 kV en 2028 (l'END devient supérieur à l'annuité d'investissement pour le passage en 220 kV).

Dans l'alternative sans étape en 110 kV, Dolisie passe en 220 kV dès 2020 (après doublement de la liaison 220 kV entre Pointe Noire et Brazzaville).

Le bilan des 2 alternatives est relativement proche (écart de 6%), avec un avantage pour le passage en 220 kV en 2020, comme cela est présenté en Annexe A.3.9.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

5.5.3 RESEAU 110 kV DE LA BOUENZA

A la pointe, en cas d'indisponibilité de la ligne 110 kV Moukoukoulou - Dangoté, la ligne Loudima - N'kayi (185 mm², 69.7 MVA) rentre en surcharge à 113 % (flux de 74 MW) et les tensions des postes de Mbouenza 2, Dangote et Mfouati passent sous la limite des 0.9 pu. Un délestage de 7 à 10 MW (7 MW coté Dangoté, et 10 MW coté N'Kayi) permet de faire remonter le plan de tension dans la plage admissible. Pour lever la surcharge, il faut délester 10 MW.

Cette situation apparaîtra pour la maintenance (16.8 h) et sur incident (3.1 h). En 2035, le volume d'END s'élève à 199 MWh, pour un coût de 120 MFCFA.

Plusieurs renforcements permettent de lever cette contrainte :

- Doubler la ligne Loudiam - N'Kayi (24.6 km)
- Remplacer la ligne Loudima - N'Kayi (185 mm²) par une ligne en 240 mm²
- Faire rentrer en coupure Dangote sur la ligne MKKL - Loudima (distante de 5 km)
- Faire rentrer un des postes 110 kV sur la ligne 220 kV. La charge du poste de Bouenza 2 est faible (env. 11 MW en 2035), son entrée en coupure est écartée. Le poste de N'Kayi est situé juste à coté de la ligne 220 kV, et sa charge s'élève à 18.7 MW. Ce poste est plus proche et a une charge supérieure à celle de l'usine de Dangote.

Doublement de la ligne Loudima - N'Kayi

L'investissement pour cette alternative s'élève à 1.6 milliards de FCFA (dont 35 % pour les cellules ligne), pour une annuité de 109 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
N'Kayi	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Total					580	39

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	N'Kayi	110	AlAc 185 mm ²	42.9	24.6	1 054	70.1

En 2035, le gain sur les pertes s'élève 11.6 MFCFA.

Le bilan de cette alternative est présenté ci-dessous (par rapport à la situation sans renforcement. L'annuité rentre en négatif dans le total, les gains sur pertes et END en positif) :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe H	Pointe E	Ch Int	MW		
1 634	109	0.115	0.139	0.027	7.5	119.5	22
		2.4	1.8		MFCFA		

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Remplacement de la ligne Loudima - N'Kayi 185 mm² par une ligne en 240 mm²

L'investissement pour cette alternative s'élève à 1.2 milliards de FCFA, pour une annuité de 78 MFCFA.

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	N'Kayi	110	AlAc 240 mm ²	47.6	24.6	1 171	77.9

En 2035, le gain sur les pertes s'élève 4.9 MFCFA.

Le bilan de cette alternative est présenté ci-dessous (par rapport à la situation sans renforcement). L'annuité rentre en négatif dans le total, les gains sur pertes et END en positif :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe H	Pointe E	Ch Int	MW		
1 171	78	0.045	0.141	0.008		119.5	47
		0.9	1.8	2.2	MFCFA		

Entrée en coupure de Dangote sur la ligne Moukoulou - Mindouli

L'investissement pour cette alternative s'élève à 1 milliards de FCFA, pour une annuité de 67 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Dangote	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Dangote	EeC (MKKL-Mindouli)	110	DT AlAc 240 mm ²	71.4	6	429	28.5

En 2035, le gain sur les pertes s'élève 54.4 MFCFA.

Le bilan de cette alternative est présenté ci-dessous (par rapport à la situation sans renforcement). L'annuité rentre en négatif dans le total, les gains sur pertes et END en positif :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe	Pointe E	Ch Int	MW		
1 009	67	0.236	0.448	0.159		119.5	107
		4.8	5.7	43.9	MFCFA		

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Entrée en coupure de N'Kayi sur la ligne Loudima - Mindouli

Il n'est possible d'installer qu'un seul transformateur 220 kV/MT, puis que le réseau 110 kV peut reprendre la charge sur N-1.

L'investissement pour cette alternative s'élève à 2.9 milliards de FCFA, pour une annuité de 196 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
N'Kayi	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	1	400	26.6
	Transfo 220/33kV 25 MVA	220	665	1	665	44.2
Total					2 613	174

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
N'Kayi	EeC (Loudima-Mindouli)	220	mm ²	119.4	0.5	329	21.9

Le bilan de cette alternative est présenté ci-dessous (par rapport à la situation sans renforcement. L'annuité rentre en négatif dans le total, les gains sur pertes et END en positif) :

Investissement (MFCFA)		Ecart Pertes annuelles				END (MFCFA)	Total (MFCFA)
Invest.	Annuité	Pointe	Pointe E	Ch Int	MW		
2 942	196	4.0	5.2	11.9	MFCFA	119.5	-55

Le gain de cette alternative ne couvre pas l'annuité de l'investissement.

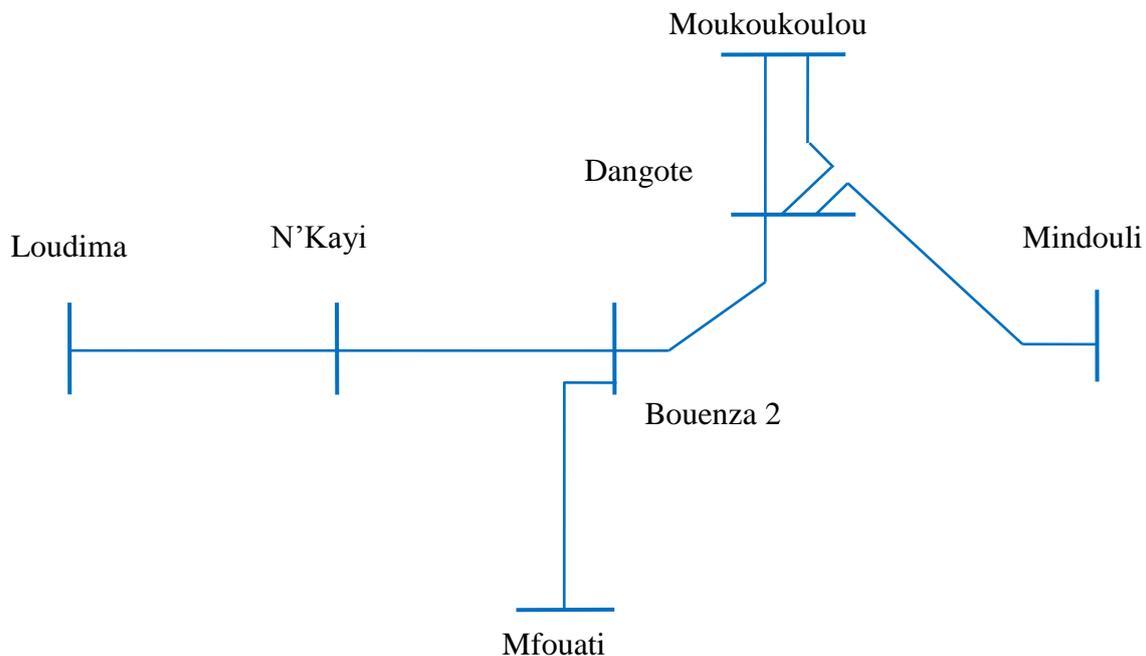
Comparaison

Pour les 3 solutions, l'annuité d'investissement est couverte par le gain sur l'END.

Mais la solution la plus intéressante est l'entrée en coupure de Dangote sur la ligne 110 kV Moukoulou - Mindouli, qui présente l'investissement le moins cher et le plus grand gain sur les pertes. En 2035, le gain sur les pertes (54 MFCFA) couvre 80 % de l'annuité d'investissement (67 MFCFA).

L'entrée en coupure de Dangote sur Moukoulou - Mindouli réduit l'impédance de la boucle 110 kV entre Loudima et Mindouli (la distance électrique entre Dangote et Mindouli passant de 130 à 65 km). Mais cela ne pose pas de problème, car en cas de N-1 sur la ligne 220 kV Loudima - Mindouli, le transit sur la ligne 110 kV n'augmente que de quelques MW, le cas le plus « critique » étant la pointe étiage avec un flux sur la ligne 220 kV de 57 MW et le flux sur la ligne Loudima - N'Kayi le plus élevé (42 MW) : le flux augmente de 7 MW sans le renforcement et de 10 MW avec renforcement.

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire



5.5.4 MAKOUA

La SNE a indiqué le projet de construire une ligne 220 kV entre Owando et Makoua (65 km), exploitée dans un premier temps en 110 kV. L'exploitation en 220 kV de la ligne est nécessaire pour le raccordement de Chollet en 2031.

En 2031, la pointe prévue pour Makoua s'élève à 4.1 MW. Cette puissance peut sans difficulté être acheminée par la ligne AIAC 500/45 mm² en 33 kV.

Il n'y a pas de développement 110 kV prévu à Makoua à l'horizon du schéma directeur, il n'y a donc pas lieu de développer un poste, avec jeu de barre et cellule ligne.

Il n'y a pas de différence d'END sur indisponibilité de la ligne, suivant son niveau d'exploitation.

Le coût d'investissement pour l'exploitation de la ligne en 110 kV, présenté ci-dessous, s'élève à 907 MFCFA, pour une annuité de 60 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Owanda	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Makoua	Création échelon 110 kV	110	492	0	0	0.0
	Travée ligne 110 kV	110	290	0	0	0.0
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 10 MVA	110	342	1	342	22.7
Total					907	60

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Avec une exploitation en 33 kV de la ligne, les pertes en 2031 (pointe à 4.1 MW) s'élèvent à 12 MFCFA.

Le gain sur les pertes reste fortement inférieur à l'annuité des investissements pour exploiter la ligne en 110 kV, **il n'y a donc pas lieu d'introduire un échelon 110 kV à Makoua avant son exploitation en 220 kV pour le raccordement de Chollet.**

5.5.5 Ewo

Une ligne 110 kV (75 km) AlAc 185 mm² est en cours de construction entre Boundji et Ewo.

Il n'y a pas de développement 110 kV prévu à Ewo à l'horizon du schéma directeur, il n'y a donc pas lieu de développer un poste, avec jeu de barre et cellule ligne.

Il n'y a pas de différence d'END sur indisponibilité de la ligne, suivant son niveau d'exploitation.

Le coût d'investissement pour l'exploitation de la ligne en 110 kV, présenté ci-dessous, s'élève à 907 MFCFA, pour une annuité de 60 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Boundji	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Ewo	Création échelon 110 kV	110	492	0	0	0.0
	Travée ligne 110 kV	110	290	0	0	0.0
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 10 MVA	110	342	1	342	22.7
Total					907	60

Avec une exploitation en 33 kV de la ligne, les pertes en 2035 (pointe à 1.4 MW) s'élèvent à 2 MFCFA.

Le gain sur les pertes reste fortement inférieur à l'annuité des investissements pour exploiter la ligne en 110 kV, **il n'y a donc pas lieu d'introduire un échelon 110 kV à Ewo avant 2035.**

5.5.6 MOSSAKA

La SNE a indiqué le projet de construire une ligne 110 kV AlAc 185 mm² entre Oyo et Mossaka (95 km).

Il n'y a pas de développement 110 kV prévu à Mossaka à l'horizon du schéma directeur, il n'y a donc pas lieu de développer un poste, avec jeu de barre et cellule ligne.

Il n'y a pas de différence d'END sur indisponibilité de la ligne, suivant son niveau d'exploitation.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Le coût d'investissement pour l'exploitation de la ligne en 110 kV, présenté ci-dessous, s'élève à 907 MFCFA, pour une annuité de 60 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Oyo	Travée ligne 110 kV	110	290	1	290	19.3
Mossaka	Création échelon 110 kV	110	492	0	0	0.0
	Travée ligne 110 kV	110	290	0	0	0.0
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 10 MVA	110	342	1	342	22.7
Total					907	60

Avec une exploitation en 33 kV de la ligne, les pertes en 2035 (pointe à 3.4 MW) s'élèvent à 10 MFCFA.

Le gain sur les pertes reste fortement inférieur à l'annuité des investissements pour exploiter la ligne en 110 kV, **il n'y a donc pas lieu d'introduire un échelon 110 kV à Mossaka avant 2035.**

5.5.7 MADINGOU

La localité de Madingou est alimenté par une ligne 30 kV (section non connues) depuis le poste de Bouenza 2.

En 2035, la charge de Madingou et de Mabomba s'élève à 4.7 MW.

L'entrée en coupure de Madingou sur la ligne 110 kV Bouenza 2 - N'Kayi (à proximité) permettrait de réduire les pertes et de supprimer l'END en cas d'indisponible de la ligne 30 kV.

En 2035, le coût de l'END s'élève à 51 MFCFA, et celui des pertes sur la ligne 30 kV s'élève à 10 MFCFA (pour une ligne 148 mm², et à 27.3 MFCFA pour une ligne 54.6 mm²).

Le coût d'investissement pour raccorder Madingou en 110 kV, présenté ci-dessous, s'élève à 1.9 milliards de FCFA, pour une annuité de 125 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Madigou	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
	Travée Tfo 110 kV	110	275	1	275	18.3
	Transfo 110/30kV 10 MVA	110	342	1	342	22.7
Total					1 689	112

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Madingou	EeC (Bouenza - N'Kayi)	110	DT 240 mm ²	71.4	0.5	197	13.1

Le gain sur les pertes et l'END reste inférieur (env. 50 %) à l'annuité des investissements pour un raccordement en 110 kV, **il n'y a donc pas lieu d'introduire un échelon 110 kV à Madingou avant 2035.**

6. CONCLUSION

L'étude du Schéma Directeur Transport fait suite à l'étude de la prévision de la demande, l'étude du schéma directeur Production et au schéma directeur Distribution sur Brazzaville et Pointe Noire.

L'étude a été menée suivant une **approche technico-économique**, basée sur le respect des critères techniques et sur la comparaison économique des solutions élaborées. **Un investissement sera recommandé s'il est rentable, c'est-à-dire si son coût est couvert par les gains générés par sa réalisation**, gain en termes de réduction des pertes transport, réduction de l'énergie non distribuée (END) et substitution de production (possibilité d'utiliser une production moins onéreuse)

Le Schéma Directeur Transport, qui **se base sur les hypothèses retenues depuis le début du projet**, est une aide à la décision pour les investissements à réaliser sur le réseau.

L'analyse a porté sur les 3 situations représentatives suivantes :

- La pointe en période hydraulique
- La pointe en période d'étiage
- Une charge intermédiaire

Afin d'identifier les contraintes éventuelles, et de valoriser les gains des renforcements.

L'étude a commencé par l'élaboration d'un critère pour choisir le type d'alimentation pour les localités actuellement isolées ou à électrifier : raccordement au RNI ou alimentation locale.

L'étude a ensuite porté sur le renforcement du réseau de Transport du RNI, à Pointe Noire, Brazzaville, pour le raccordement des barrages et du minier à Zanaga. Les renforcements les plus économiques sont rappelés ci-dessous :

- Le renforcement du réseau de Transport à Pointe Noire consiste à faire rentrer en coupure les nouveaux postes CT1, Pointe Noire Est et le futur Port Minéralier sur le réseau existant.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

- Le renforcement du réseau de Transport sur Brazzaville porte sur le remplacement du réseau 30 kV par un réseau 110 kV, sur l'entrée en coupure du futur poste au Nord Ouest de la ville sur la ligne Djiri - Tsielampo et de Mbouono sur la ligne existante Tsielampo - Mindouli.
- Le raccordement de Chollet se fera par prolongement de l'ossature 220 kV depuis Makoua.
- Les barrages de Mourala, Nyanga, Makabama et Kouembali seront raccordés sur une boucle 220 kV entre Loudima et Ngo, et Zanaga sera raccordé à Nyanga à l'Ouest et Kouembali à l'Est. La charge du minier de Zanaga étant importante, les barrages auront à fournir de la puissance réactive sur N-1. Le $\cos(\varphi)$ des alternateurs doit donc être de 0.8.
- Le barrage de Sounda sera raccordé sur MGK2 et Loudima par une ligne simple terne mais double conducteur, et Loudima sera raccordé sur Tsielampo par une ligne double conducteur double terne. Le niveau de tension le plus économique est le 220 kV, car le surcoût du 400 kV n'est pas couvert par le gain sur les pertes, dans la mesure où les flux de puissance sont relativement limités par rapport à la capacité d'une ligne 400 kV.
La tenue de la tension sur Brazzaville en N-1 est satisfaisante avec une alimentation en 220 kV, moyenne une amélioration de la compensation réactive en HTA ou l'ajout de 2 capacités 25 MVAR en 220 kV.
La ligne 220 kV actuelle servira à l'alimentation des postes source entre Pointe Noire et Brazzaville.
- Par rapport aux projets de construction de lignes 110 kV déjà décidés, il est intéressant d'exploiter au départ la ligne en 30 kV si les conditions d'alimentation répondent aux critères techniques (chute de tension, intensité maximale admissible), et de ne l'exploiter en 110 kV que lorsque le coût d'investissement associé sera couvert par le gain sur les pertes. Les postes de Makoua, Mossaka et Ewo doivent donc être exploités en 30 kV à leur construction.

Le montant total des renforcements (hors projet déjà décidés, et hors renforcements de la transformation HT/MT sur Brazzaville et Pointe Noire qui sera comptabilisée dans la partie Schéma Directeur Distribution) s'élève à 257 milliards de FCFA.

Le réseau ainsi développé permettra de faire face à l'augmentation forte de la demande du Congo et de raccorder les interconnexions avec les pays voisins (Cameroun, Gabon, Kabinda, RDC). L'impact du bouclage lié à la réalisation de l'interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire a été simulé.

Il est rappelé qu'un schéma directeur :

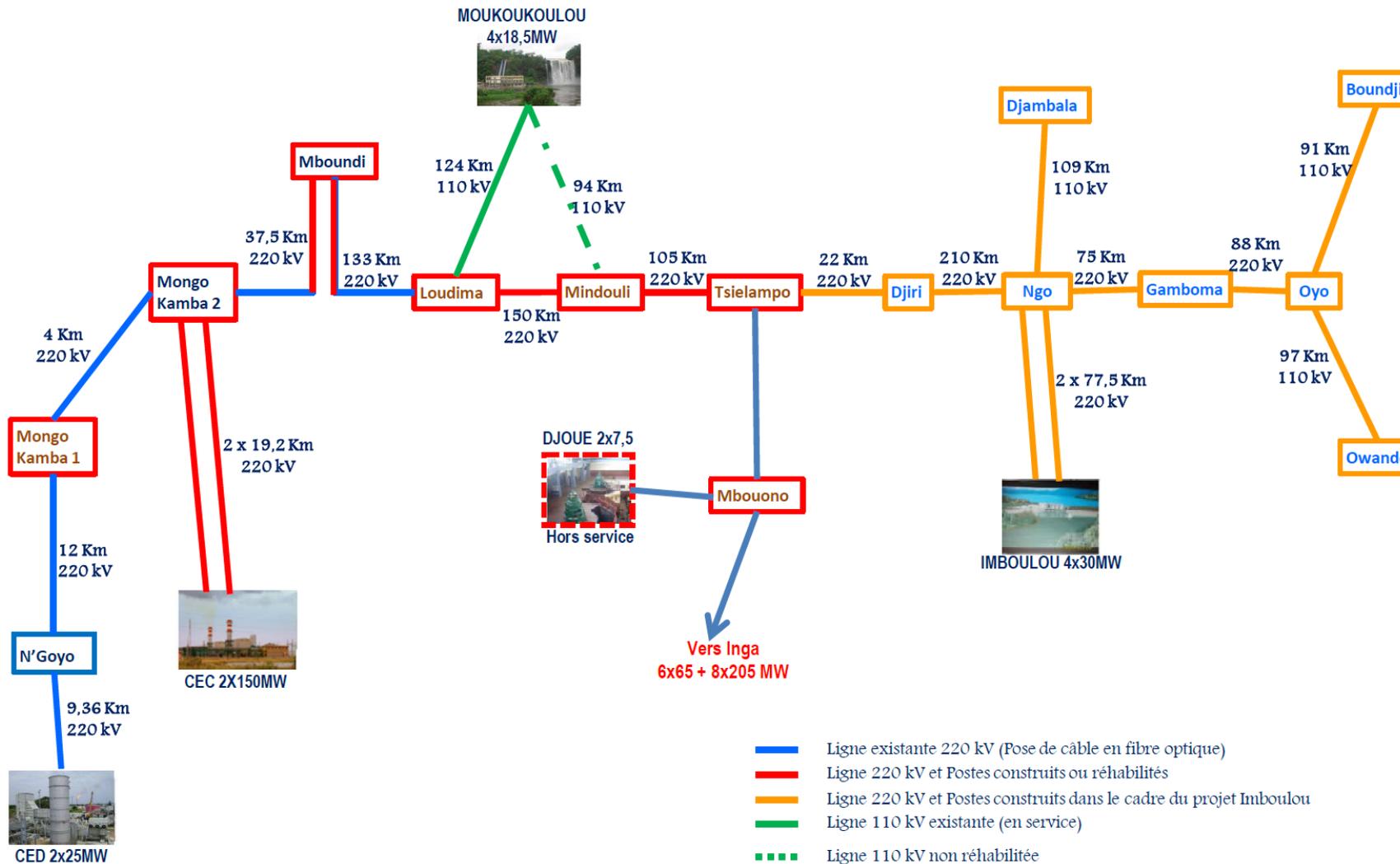
- **se base sur un certain nombre d'hypothèses**, dont la modification peut invalider une partie de l'étude et nécessiter une remise à jour d'une partie du schéma directeur
- **doit être revu périodiquement**, tous les 10 ans env., ou avant si des modifications structurantes interviennent

ANNEXES

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.1. INFORMATIONS

A.1.1 Carte du réseau actuel



- Ligne existante 220 kV (Pose de câble en fibre optique)
- Ligne 220 kV et Postes construits ou réhabilités
- Ligne 220 kV et Postes construits dans le cadre du projet Imboulou
- Ligne 110 kV existante (en service)
- - - Ligne 110 kV non réhabilitée

A.1.2 Rappel des projets Transport pris en compte

Par rapport au schéma précédent (réseau actuel), les projets pris en compte dans l'étude sont les suivants :

- Création du poste 220 kV de Maloukou par entrée en coupure sur la ligne 220 kV Ngo - Djiri
- Réalisation d'une ligne 220 kV Owando - Makoua (exploitée dans un 1^{er} temps en 110 kV)
- Création du poste 110 kV de Mfouati raccordé en antenne sur Bouenza 2
- Création du poste 110 kV de Dangoté par entrée en coupure sur la ligne 110 kV Bouenza 2 - Moukoulou
- Réhabilitation de la ligne 110 kV Moukoulou - Mindouli
- Réalisation de la ligne 110 kV Liouesso - Ouesso, avec mise en service du barrage de Liouesso
- Réalisation de la ligne 110 kV Boundji - Ewo
- Réalisation de la ligne 110 kV Oyo - Ewo
- Réalisation de la ligne 110 kV Oyo - Mossaka
- Mise en service de la ligne 30 kV Mindouli - Kinkala
- Réalisation de la ligne 30 kV Moukoulou - Mayélé - Sibiti
- Réalisation de la ligne 30 kV Djambala - Mbon
- Réalisation de la ligne 30 kV Djambala - Lekana
- Réalisation de la ligne 30 kV Oyo - Ollombo Aloa
- Réalisation de la ligne 30 kV Pointe Noire - Nzassin

A.2. REPARTITION DES CHARGES PAR POSTE

A.2.1 Choix de l'alimentation des localités à électrifier

Localité	Département		Industrie	Poste Source	Distance (km)	Charge	
						2014	2035
Hinda	KOUILOU	CU		Mboundi		0	0.52
Madingo Kayes	KOUILOU	CU	Port minéralier : MDP Congo Zanaga + Cominco + Soutoukola potasse	Madingo Kayes		0	45.0
Mvouti	KOUILOU	CU		Dolisie	35	0	0.28
Tchiamba-Nzassi	KOUILOU	CU		CEC	22	0	1.2
Kibangou	NIARI	CU		Dolisie	35	0	0.35
Divenie	NIARI	CU		Dolisie	110	0	0.59
Kimongo	NIARI	CU		Loudima	55	0	0.49
Makabana	NIARI	CU		Dolisie	90	0	1.4
Mbinda	NIARI	CU		Mfouati	25	0	0.7
Dolisie	NIARI	Commune	Fondéco,	Dolisie		11.2	48.6
Mossendjo	NIARI	Commune		Mourala	18	0.74	2.3
Sibiti	LEKOUMOU	CU		Moukouloulou	60	0.42	3.3
Komono	LEKOUMOU	CU		Moukouloulou	60	0	1.1
Zanaga	LEKOUMOU	CU		Zanaga		0	217.8
Mayeye	LEKOUMOU	CR		Moukouloulou		0	0.37
Bambama	LEKOUMOU	CR		isolé		0	0.20
Madingou	BOUENZA	CU		Bouenza 2	27	1.5	4.4
Bouensa	BOUENZA	CU		Bouenza 2		0.98	3.1
Mouyondzi	BOUENZA	CU		Moukouloulou		0.77	2.2
Loutete	BOUENZA	CU		Bouenza 2		1.1	3.2
Louboto	BOUENZA	CR		NA		0	0.16
Loudima	BOUENZA	CU		Loudima		0.79	2.4
Mabombo	BOUENZA	CU		Bouenza 2		0	0.25
Nkayi	BOUENZA	Commune		Nkayi		6.2	18.7
Mfouati	BOUENZA	CR	Sorémi	Mfouati		0	17.7
Bokosango	BOUENZA	CR		Bouenza 2	40	0	0.30
Kingoue	BOUENZA	CR		NA	45	0	0.25
Yamba	BOUENZA	CR	cimenterie Dangote	Dangote		0	17.6
Kinkala	POOL	CU		Mindouli		0.5	1.4
Kibouende	POOL	CU		Brazzaville		0	0.25
Boko	POOL	CU		Mindouli	50	0.10	0.23
Mindouli	POOL	CU	SNDE, cimenterie Diamond	Mindouli		0.9	8.7

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Kindamba	POOL	CU		Brazzaville		0	1.1
Ngabe	POOL	CU		Imboulou		0	0.28
Ignie	POOL	CU		NA		0.48	0.7
Louingui	POOL	CR		Mindouli		0	0.14
Lomou	POOL	CR		Brazzaville		0	0.02
Ngoatsetse	POOL	CR		Brazzaville		0	0.09
Mayama	POOL	CR		Brazzaville	60	0	0.17
Vinza	POOL	CR		isolé		0	0.01
Kimba	POOL	CR		isolé		0	0.07
Lekana	PLATEAUX	CU		Djambala	33	0.21	0.62
Gamboma	PLATEAUX	CU		Gamboma		1.1	3.0
Abala	PLATEAUX	CU		Oyo	50	0.15	0.32
Ngo	PLATEAUX	CU		Ngo		0.67	2.4
Ollombo	PLATEAUX	CU		Oyo	19	0.44	1.0
Ongogni	PLATEAUX	CU		isolé		0	0.12
Djambala	PLATEAUX	CR	SNDE	Djambala		0.60	1.3
Mbon	PLATEAUX	CR		Djambala	62	0	0.31
MPouya	PLATEAUX	CR		Ngo	58	0.19	0.34
Allembe	PLATEAUX	CR		Boundji	18	0	0.05
Makotimpoko	PLATEAUX	CR		Gamboma	60	0	0.3
Owando	CUVETTE	CU		Owando		1.9	4.4
Makoua	CUVETTE	CU	usine céramique	Makoua		1.0	4.5
Boundji	CUVETTE	CU		Boundji		0.5	1.2
Mossaka	CUVETTE	CU		Mossaka		0.9	2.4
Loukolela	CUVETTE	CU		Mossaka	45	0.0	1.0
Oyo	CUVETTE	CU	SNDE, ZES Oyo OAllombo	Oyo		3.5	11.1
Tchikapika	CUVETTE	CU		Oyo	20	0	0.14
Leketi	CUVETTE	CR		Boundji	20	0	0.06
NTokou	CUVETTE	CR		isolé		0	0.15
Ngoko	CUVETTE	CR		Owando	65	0	0.14
Ewo	CUV-Ouest	CU		Ewo		0.68	1.4
Kelle	CUV-Ouest	CU		Makoua	47	0	1.06
Etoumbi	CUV-Ouest	CU		Makoua	90	0.37	1.1
Okoyo	CUV-Ouest	CU		Boundji	65	0	0.42
Mbama	CUV-Ouest	CR		Ewo	45	0	0.19
Mbomo	CUV-Ouest	CR		Makoua	55	0	0.44
Mokeko	SANGHA	CU		Ouessou	14	0	0.68
Pokola	SANGHA	CU	Olam Cébé (1.5MW dès 2015)	Ouessou	40	0	2.8
Sembe	SANGHA	CU		Chollet		0	0.87
Ellen	SANGHA	CR	Congo Iron	Chollet		0	14
Souanke	SANGHA	CU		Chollet		0	0.69
Ouessou	SANGHA	Commune	Usine huile, ZES Ouessou	Ouessou		1.8	10.1

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Pikounda	SANGHA	CR		isolé		0	0.16
Ngbala	SANGHA	CR		Chollet		0	0.07
Impfondo	LIKOUALA	CU		isolé		1.6	5.0
Epena	LIKOUALA	CU		isolé	75	0.1	0.34
Dongou	LIKOUALA	CU		isolé	55	0.3	0.99
Betou	LIKOUALA	CU		isolé		0	1.7
Enyelle	LIKOUALA	CU		isolé		0.2	0.85
Liranga	LIKOUALA	CU		isolé		0	0.22

A.2.2 Charge par poste

La charge réactive a été prise avec un $\cos(\varphi)$ de 0.95 par hypothèse.

	Pointe		Charge intermédiaire	
	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
PN	570.8		400.0	
CEC	64.2	21.09	45.3	14.9
CT1	105.3	34.61	73.7	24.23
MGK1	94.5	31.06	66.2	21.74
MGK2	92.7	30.47	64.9	21.33
N'Goyo	68.4	22.48	47.9	15.74
Port Minéralier & ZES	45.9	15.09	32.1	10.56
nv PS Est (entre CEC & MGK2)	46.8	15.38	32.8	10.77
Mboundi	53	17.42	37.1	
BRZ	388.6		208.1	
Poste A	52.2	17.16	27.4	9.00
Poste B	67.5	22.19	35.4	11.64
Poste C	42.3	13.90	22.2	7.29
Djiri	41.4	13.61	21.7	7.14
Djoué	18.9	6.21	9.9	3.26
Mbouono	24.3	7.99	12.7	4.19
Tsielampo	61.0	20.06	31.9	10.48
BRZ_NE : nv poste entre Tsielampo & Djiri	62.1	20.41	32.6	10.71
Maloukou	18.9	6.21	15.0	4.93
Autres	522.5		450.6	
Bouenza 2	11.329	3.72	3.741	1.23
Boundji	1.726	0.57	0.536	0.18
Dangote	20	5	17	4.5

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Djambala	2.223	0.73	0.978	0.32
Dolisie	51.186	16.82	41.056	13.49
Ewo	1.614	0.53	0.523	0.17
Gamboma	3.290	1.08	1.092	0.36
Imboulou	0.276	0.09	0.089	0.03
Loudima	2.864	0.94	0.952	0.31
Madingo Kayes	55.000	14.79	40.500	13.31
Makoua	7.150	2.35	3.946	1.30
Mboundi	0.517	0.17	0.181	0.06
Mfouati	18.328	6.02	17.5	5.75
Mindouli	10.429	3.43	9.152	3.01
Mossaka	3.375	1.11	1.116	0.37
Moukoulou	6.981	2.29	2.313	0.76
Mourala	2.297	0.76	0.749	0.25
Ngo	2.719	0.89	1.558	0.51
Nkayi	18.733	6.16	8.346	2.74
Ouessou	13.558	4.46	9.699	3.19
Owando	4.574	1.50	2.037	0.67
Oyo	12.580	4.13	9.750	3.20
Zanaga	265	87.1	260	85.46
Chollet	1.629	0.54	0.569	0.19
Ellen (racc sur Chollet)	14.000	4.60	12.000	3.94
NA	1.132	0.37	0.431	0.14
isolé	9.752	3.21		

A.3. DONNEES COMPLEMENTAIRES SUR LES RENFORCEMENTS

A.3.1 Raccordement de Chollet

Comparaison entre une ligne simple conducteur et une ligne double conducteur

Ligne simple conducteur

Le capacitif de la ligne 225 kV Chollet - Makoua simple conducteur génère env. 39 MVar, la compensation sera effectuée avec une réactance de 15 MVar à chaque extrémité. A vide, et ligne ouverte coté Makoua, la tension à ce poste (avec la réactance enclenchée) est 2 kV plus élevée que celle à Chollet. Sans réactance, l'écart de tension est de 10 kV.

En cas d'indisponibilité de la réactance 15 MVar de Makoua en 220 kV, une réactance d'env. 4 MVar en 30 kV sera nécessaire pour ramener la tension sous 240 kV. Cette réactance est sans doute déjà prévue pour le raccordement de Makoua en 110 kV (la longueur de l'antenne 110 kV Oyo - Owando - Makoua sera d'env. 150 km, la ligne génèrera 3.5 MVar car elle est peu chargée).

Avec un fonctionnement au facteur de charge (115 MW pour la Congo) :

- la ligne génère 22 MVar, le barrage de Chollet doit donc fournir un peu de puissance réactive
- les pertes actives s'élèvent à 2.6 MW sur la ligne Chollet - Makoua. Le montant annuel des pertes s'élève 22.7 GWh, pour un coût de 797 MFCFA.

Investissement

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Makoua	220	ST Alm 570 ²	78.7	275	21 648	1 438.8

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 15 MVar	220	388	1	388	25.8
Makoua	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 15 MVar	220	388	1	388	25.8
Total					2 115	141

L'O&M pour la ligne s'élève à 259 MFCFA par an.

Les pertes actives sur la ligne s'élèvent annuellement à 797 MFCFA

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Ligne double conducteur

Le capacitif de la ligne 225 kV Chollet - Makoua double conducteur génère env. 50 MVAR, la compensation sera effectuée avec une réactance de 20 MVAR à chaque extrémité.

Investissement

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Makoua	220	ST Alm 2x570 ²	98.4	275	27 060	1 798.4

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Chollet	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVAR	220	449	1	449	29.8
Makoua	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVAR	220	449	1	449	29.8
Total					2 235	149

L'O&M pour la ligne s'élève à 315 MFCFA par an.

Les pertes actives sur la ligne s'élèvent annuellement à 399 MFCFA (50 % des pertes sur une ligne simple conducteur).

Comparaison

Le coût annuel s'élève à 2.899 milliards de FCFA pour une ligne ST simple conducteur, et à 2.925 milliards de FCFA pour une ligne ST double conducteur. Le gain sur les pertes compense le surcoût d'investissement, les 2 solutions sont équivalentes.

Les pertes sont couvertes par la production du groupe marginal, à savoir le CCG de la CEC fonctionnant au gaz. La valorisation des pertes repose sur un coût du gaz inférieur à celui du marché, il est donc sous-estimé, une ligne double conducteur est donc préconisée, sous réserve que la Sangha reste exportatrice.

En effet, la réalisation du projet minier Iron Congo (suivant la taille de ce projet), qui consommera une partie voire la totalité de la production de Chollet, réduira fortement le flux sur la ligne, le gain sur les pertes sera donc réduit, et ne couvrira plus le surcoût de la ligne à double conducteur par rapport à une ligne simple conducteur.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.3.2 Liaison Loudima - Tsielampo

Les flux restent en effet relativement limités en 2035 de Loudima vers Tsielampo (230 MW à la pointe hydraulique, et 275 MW environ à la pointe en période d'été), avec l'injection de Chollet sur Brazzaville.

Le principal problème demeure la tenue du plan de tension en N-1 : il est nécessaire d'avoir 2 lignes en N-1, le réseau en N doit donc comporter 3 lignes.

D'autre part, l'investissement dans une ligne 400 kV double terre en 2019 ne représente qu'un surcoût de 4 % (en coût actualisé) par rapport à l'investissement d'une ligne 220 kV pour 2019 puis d'une ligne 400 kV en 2024 pour l'arrivée de Sounda.

Une ligne double terre construite en 2019

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
Tsielampo	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
Total					8 689	577

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Tsielampo	400	DT Alm 2x570mm ²	201.5	255	51 376	3 415

Le montant de l'investissement s'élève à 60 milliards de FCFA, en retardant l'investissement des 2 cellules ligne et réactances pour le 2^{ème} terre à 2024, le coût actualisé en 2019 s'élève à 59 milliards de FCFA.

2 lignes 400 kV simple terre construites en 2019 et 2024

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
Tsielampo	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	2	2 164	143.8
	Réactance 50 MVar	400	844	2	1 689	112.2
Total					8 689	577

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Tsielampo	400	ST Alm 2x570mm ²	134.8	255	34 376	2 284.7
Loudima	Tsielampo	400	ST Alm 2x570mm ²	134.8	255	34 376	2 284.7
Total						68 752	4 569.4

Le montant de l'investissement s'élève à 77.4 milliards de FCFA. Avec l'investissement de la 2^{ème} ligne en 2024, le coût actualisé en 2019 s'élève à 67.8 milliards de FCFA.

Avec un taux d'actualisation à 6 %, le décalage de 5 ans entre l'investissement de 2 lignes simple terne ne permet pas de réduire leur coût actualisé sous le coût d'investissement d'une ligne double terne (structurellement plus faible que celui de 2 lignes simple terne).

1 ligne 220 kV construite en 2019, et une ligne 400 kV simple terne construite en 2024

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	1	1 082	71.9
	Réactance 50 MVAR	400	844	1	844	56.1
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 15 MVAR	220	388	1	388	25.8
Tsielampo	Création échelon 400 kV	400	984	1	984	65.4
	Travée ligne 400 kV avec R	400	1 082	1	1 082	71.9
	Réactance 50 MVAR	400	844	1	844	56.1
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 15 MVAR	220	388	1	388	25.8
Total					6 951	462

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Tsielampo	220	Alm 2x570mm ²	98.4	255	25 092	1 667.7
Loudima	Tsielampo	400	Alm 2x570mm ²	134.8	255	34 376	2 284.7
Total						59 468	3 952.3

Le montant de l'investissement s'élève à 66.4 milliards de FCFA. Avec l'investissement de la 2^{ème} ligne en 2024, le coût actualisé en 2019 s'élève à 56.5 milliards de FCFA.

Comparaison

L'investissement dans une ligne double terne 400 kV en 2019 est donc recommandé (pour un coût actualisé supérieur de 4%) avec mise en service du 2^{ème} terne en 2024.

L'écart sur les pertes entre la solution avec 2 lignes 400 kV et une ligne 400 kV + une ligne 220 kV est d'env. 1 MW.

A.3.3 Raccordement Mourala et Zanaga

A.3.3.1. Raccordement de Mourala et Zanaga sur Loudima

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mourala	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Loudima	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Zanaga	Travée ligne 220 kV	221	446	2	892	59.3
Total					2 676	178

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mourala	Loudima	220	Alm 570 mm ²	78.7	140	11 021	732.5
		0	Elagage	15.0	90	1 350	89.7
Zanaga	Loudima	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	170	20 297	1 348.9
		0	Elagage	20.0	135	2 700	179.4
Total						35 367	2 350.6

Le montant total de l'investissement s'élève à 38 milliards de FCFA, le montant actualisé en 2022 à 35.2 milliards de FCFA

A.3.3.2. Raccordement de Mourala et Zanaga sur le futur poste de Nyanga

Investissements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mourala	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Loudima	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Nyanga	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	5	2 230	148.2
Zanaga	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Total					5 116	340

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Investissements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mourala	Nyanga	220	Alm 570 ²	78.7	30	2 362	157.0
			Elagage	15	30	450	29.9
Nyanga	Loudima	220	DT Alm 570 ²	119.4	110	13 133	872.8
			Elagage	20	60	1 200	79.8
Nyanga	Zanaga	220	DT Alm 570 ²	119.4	115	13 730	912.5
			Elagage	20	115	2 300	152.9
Total						33 175	2 204.8

Le montant total de l'investissement s'élève à 38.3 milliards de FCFA, le montant actualisé en 2022 à 36 milliards de FCFA.

A.3.4 Raccordement de Makabama

Investissement ligne simple terne simple conducteur

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Makabama	Loudima	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	85	6 691	444.7

Investissement ligne simple terne double conducteur

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Makabama	Loudima	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	85	8 364	555.9

L'écart d'annuité s'élève à 111 MFCFA.

En 2035, l'écart sur les pertes entre les situations avec une ligne simple terne 570 mm² ou 2x570 mm² est présenté dans le tableau suivant :

Comparaison entre ligne ST 570 mm ² et 2x570 mm ²	Pertes			MW	MWh	MFCFA
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.			
Ecart	0.991	0.312	0.291			
	578.7	91.1	2 294.2	2 964		
	20.26	3.19	80.30	103.7		

Le gain sur les pertes (près de 3 GWh) ne couvre pas complètement le supplément d'annuité.

A.3.5 Raccordement de Kouembali

A.3.5.1 Liaison supplémentaire Djambala - Zanaga

L'investissement pour la construction d'une ligne supplémentaire entre Djambala et Zanaga (plus courte qu'une liaison entre Kouembali et Zanaga) s'élève à 10.4 milliards de FCFA, pour une annuité de 691 MFCFA.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Djambala	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					892	59

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Djambala	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	115	9 053	601.7
			Elagage	15	30	450	29.9
Total						9 503	631.6

En 2035, par rapport à la situation avec une ligne Kouembali - Zanaga ST simple conducteur, l'ajout d'une ligne Djambala - Zanaga entraîne une réduction des pertes détaillée ci-dessous :

Gain généré par ajout d'une nv ligne Djambala - Zanaga	Pertes			MW	MWh	MFCFA
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.			
Ecart	2.211	1.288	1.953			
	1 291	376	15 397	17 065		
	45.2	13.2	538.9	597.3		

Le gain sur les pertes ne couvre pas complètement l'annuité de la construction de la ligne.

A.3.5.2. Passage à 2 conducteurs sur la ligne Kouembali - Zanaga

Le coût supplémentaire pour passer d'une ligne simple conducteur (1x570 mm²) à une ligne double conducteur (2x570 mm²) s'élève à 2.6 milliards de FCFA, pour une annuité de 174 MFCFA.

Ecart de coût entre une ligne simple terne simple et double conducteur

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Kouembali	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	133	13 087	869.8
Zanaga	Kouembali	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	133	10 470	695.8
Ecart						2 617	174.0

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

En 2035, par rapport à la situation avec une ligne Kouembali - Zanaga ST simple conducteur, le passage à une ligne double conducteur entraîne une réduction des pertes dont le détail est présenté ci-dessous :

Gain généré par une ligne ST 2x570mm ²	Pertes			MW	
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.		
Ecart	1.962	1.046	1.801		
	1 146	305	14 199	15 650	MWh
	40.1	10.7	497.0	547.8	MFCFA

Le gain est 3 fois supérieur au supplément d'annuité.

A.3.5.3. Passage en double terne sur la ligne Kouembali - Zanaga

Le coût supplémentaire pour passer d'une ligne simple terne à une ligne double terne s'élève à 6.3 milliards de FCFA, pour une annuité de 419 MFCFA.

Ecart de coût entre une ligne simple et double terne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Kouembali	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	133	15 879	1 055.4
Zanaga	Kouembali	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	133	10 470	695.8
Ecart						5 409	359.5

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Kouembali	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					892	59

En 2035, par rapport à la situation avec une ligne Kouembali - Zanaga ST simple conducteur, le passage à une ligne double terne entraîne une réduction des pertes dont le détail est présenté ci-dessous :

Gain généré par une ligne DT 570mm ²	Pertes			MW	
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.		
Ecart	1.968	1.204	1.716		
	1 149	352	13 529	15 030	MWh
	40.2	12.3	473.5	526.0	MFCFA

Le gain est légèrement inférieur à celui d'une ligne ST double conducteur pour un coût plus élevé.

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.3.5.4. Ajout d'une ligne Kouembali - Tsielampo

L'investissement pour raccorder Kouembali sur Tsielampo s'élève à 13.3 milliards de FCFA, pour une annuité de 860 MFCFA.

Investissement de la ligne simple terne simple Kouembali - Tsielampo

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Kouembali	Tsielampo	220	DT Alm 570 mm ²	78.7	158	12 438	826.6

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Kouembali	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Tsielampo	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					892	59

En 2035, par rapport à la situation avec une ligne Kouembali - Zanaga ST simple conducteur, la réalisation d'une ligne Kouembali - Tsielampo entraîne une réduction des pertes, dont le détail est présenté ci-dessous :

Gain généré par une ligne ST 2x570mm ²	Pertes			MW	MWh	MFCFA
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.			
Ecart	1.962	1.046	1.801			
	1 146	305	14 199	15 650		
	40.1	10.7	497.0	547.8		

Le gain généré sur les pertes ne couvre que 62 % de l'annuité de la ligne.

A.3.6 Raccordement du port Minéralier

L'intérêt économique de raccorder le futur Port Minéralier de Pointe Noire sur MGK2 est étudié ci-dessous.

Raccordement en antenne sur MGK2

Cela nécessite l'investissement de 2 cellules ligne à MGK2, d'un total de 892 MFCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
MGK2	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Entrée en coupure sur Mboundi - MGK2

Ce raccordement génère légèrement plus de perte que celui en antenne :

Ecart Pertes annuelles				Total (MFCFA)
Pointe H	Pointe E	Ch Int	MW	
0.109	0.465	0.055	MW	22
2.2	4.8	15.2	MFCFA	

Comparaison

En 2035, le coût de l'investissement de 2 cellules ligne pour raccorder le port minéralier en antenne n'est pas couvert par le gain sur les pertes. Cet investissement peut donc être repoussé à après 2035.

A.3.7 Renforcement de l'axe Ngo - Brazzaville

L'investissement pour une nouvelle ligne entre Ngo et Tsielampo s'élève à 19.3 milliards de FCFA, pour une annuité de 1 282 MFCFA sur 40 ans, et de 2 621 MFCFA sur 10 ans.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Ngo	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 220 kV 10 MVar	220	318	1	318	21.1
Tsielampo	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 220 kV 10 MVar	220	318	1	318	21.1
Total					1 974	131

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Ngo	Tsielampo	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	220	17 318	1 151.0

En 2035, par rapport à la situation avec une ligne Kouembali - Zanaga ST double conducteur, la réalisation d'une ligne Kouembali - Tsielampo entraîne une réduction des pertes, dont le détail est présenté ci-dessous :

Gain généré par une ligne ST 2x570mm ²	Pertes			MW	MWh	MFCFA
	Pointe H	Pointe Etiage	Charge Inter.			
Ecart	3.187	1.094	1.686	15 473	MWh	MFCFA
	1 861	319	13 292			
	65.1	11.2	465.2	541.6		

En 2035, le gain généré sur les pertes ne couvre que 45 % de l'annuité de la ligne.

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Investissement	-19 293																
Pertes		196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	196	542	542	542	542	542
Substitution de Prod		355.0	352.8	350.0	348.9	347.9	346.7	345.8	344.1	342.4							
END 1 (1)		31.1	31.1	31.1	31.1	31.1	46.7	46.7	46.7	46.7							
END 2 (2)		217.5	242.8	274.7	286.6	298.2	466.6	483.2	511.7	540.3							
END 3 (3)		17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	17.4	26.1	26.1	26.1							
Total	-19 293	800	823	852	863	873	1 056	1 072	1 098	1 125	196	196	542	542	542	542	542
Total actualisé	-19 293	754	732	715	683	652	744	713	689	666	109	103	269	254	240	226	213
	-11 394																

- (1) END 1 : END suite au déclenchement de la ligne (2 par an) avant reprise de service (en 1 h suite au déclenchement)
- (2) END 2 : END sur le réseau Nord, car la puissance appelée est dans la plage de cavitation du groupe
- (3) END 3 : END lors de combinaison d'indisponibilité (déclenchement de la ligne pendant l'indisponibilité d'un CCG)

A.3.8 Renforcement de l'alimentation de Mbouono

Nouvelle liaison Tsielampo - Mbouono

L'investissement d'une nouvelle liaison Tsielampo - Mbouono s'élève à 2.2 milliards de FCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Tsielampo	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Mbouono	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Total					892	59.3

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Tsielampo	Mbounon	220	ST Alm 570 mm ²	94.5	14	1 322	87.9

Entrée en coupure de Mbouono sur Mindouli - Tsielampo

L'investissement pour l'entrée en coupure de Mbouono sur Mindouli - Tsielampo s'élève à 1.9 milliards de FCFA.

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mbouono	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Mbouno	EeC (Tsielam. - Mindou.)	220	DT Alm 570 mm ²	143.3	7	1 035	68.8

Comparaison

Le cout d'investissement d'une entrée en coupure sur la ligne Mindouli - Tsielampo est un peu plus faible que celui d'une nouvelle liaison, le gain sur les pertes est quasi identique, avec un léger avantage pour l'entrée en coupure. Le choix sera aussi dicté par les contraintes environnementales (1 ou 2 cellules de ligne supplémentaire à Mbouono, possibilité de faire passer la ligne d'un coté ou de l'autre).

Schéma Directeur Production Transport du Congo
Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.3.9 Raccordement de Dolisie

Le tableau ci-dessous présente le calcul du coût actualisé sur la période 2016-2035 de l'alimentation de Dolisie suivant l'alternative avec passage en 110 puis en 220 kV, et l'alternative avec passage en 220 kV directement.

Le calcul de l'END prend en compte l'existence d'une ligne 33 kV en parallèle de la ligne 110 kV, qui peut reprendre 10 MVA.

Année	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Pointe (MW)	16.5	16.7	22.8	23.4	34.7	35.6	36.5	37.3	38.2	39.0	39.8	40.5	41.3	42.1	42.9	43.7	44.6	45.6	46.6	48.6
E (GWh)	103.1	104.9	171.7	175.2	291.5	295.8	300.0	304.2	308.4	312.4	316.0	319.7	323.6	327.7	332.0	336.2	340.8	345.6	350.6	359.3
Coût END (FCFA/kWh)	150	150	150	150	200	200	200	200	200	300	300	300	300	300	450	450	450	450	450	600
Alternative 110 puis 220 kV																				
Un (kV)	33	33	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	220	220	220	220	220	220	220	220
Investissement (MFCFA)		1 261										4 874								
END (MFCFA)	10.9	12.2	59.3	61.7	192	196	200	204	208	317	322	327								
Pertes (MFCFA)	351.2	364.0	86.4	90.0	248.5	255.8	263.2	270.7	278.2	285.6	292.2	299.2	76.6	78.6	80.7	82.8	85.1	87.5	90.1	94.7
Total (MFCFA)	362	1 637	146	152	440	452	463	474	486	603	614	5 500	77	79	81	83	85	88	90	95
Total actualisé (MFCFA)	362	1 545	130	127	349	337	326	315	305	357	343	2 898	38	37	36	35	33	33	32	31
7 668																				
Alternative 220 kV uniquement																				
Un (kV)	33	33	33	33	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220
Investissement (MFCFA)				4 874																
END (MFCFA)	10.9	12.2	59.3	61.7																
Pertes (MFCFA)	351.2	364.0	960.3	999.8	62.1	64.0	65.8	67.7	69.6	71.4	73.1	74.8	76.6	78.6	80.7	82.8	85.1	87.5	90.1	94.7
Total (MFCFA)	362	376	1 020	5 936	62	64	66	68	70	71	73	75	77	79	81	83	85	88	90	95
Total actualisé (MFCFA)	362	355	907	4 984	49	48	46	45	44	42	41	39	38	37	36	35	33	33	32	31
7 237																				

A.4. RENFORCEMENTS PROPOSES

A.4.1 Liste des renforcements

L'ensemble des renforcements prévus dans le cadre du schéma directeur Transport est rappelé dans les tableaux suivants.

A.4.1.1. Renforcements poste

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
MGK2	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 10 MVar	220	318	1	318	21.1
Loudima	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	3	2 007	133.4
	Réactance 15 MVar	220	388	2	777	51.6
	Réactance 10 MVar	220	318	1	318	21.1
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Tsielampo	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	2	1 338	88.9
	Réactance 15 MVar	220	388	2	777	51.6
	Travée condo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Condo 25 MVar	220	394	2	787	52.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/110kV 75MVA	220	1 148	2	2 296	152.6
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
Sounda	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Mourala	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
Nyanga	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	6	2 676	177.9
	Travée réactance 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
Makabama	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Zanaga	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	3	1 338	88.9
	Travée Tfo 220 kV	220	400	4	1 600	106.3
	Tfo 220/MT 100 MVA	220	1 323	4	5 290	351.6
Kouembali	Création échelon 220 kV	220	0	0	0	0.0
	Tfo élévateur	220	0	0	0	0.0
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Djambala	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/MT 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Mbouono	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/110kV 75MVA	220	1 148	2	2 296	152.6
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
nv poste BRZ_NO	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/20kV 50 MVA	220	954	2	1 908	126.8
Chollet	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
Makoua	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
	Travée ligne 220 kV avec R	220	669	1	669	44.5
	Réactance 20 MVar	220	449	1	449	29.8
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/33kV 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Owando	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Tfo 220/33kV 10 MVA	220	423	2	845	56.2
Oyo	Travée ligne 220 kV	220	446	1	446	29.6
CT1	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
PN_Est	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom du poste	Equipements	Tension (kV)	Coût unitaire (MFCFA)	Quantité	Coût total (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
CEC	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Port Minéralier	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
Dolisie	Création échelon 220 kV	220	656	1	656	43.6
	Travée ligne 220 kV	220	446	2	892	59.3
	Travée Tfo 220 kV	220	400	2	800	53.2
	Transfo 220/33kV 40MVA	220	845	2	1 690	112.3
Poste A	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	3	870	57.8
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Poste B	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	3	870	57.8
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Poste C	Création échelon 110 kV	110	492	1	492	32.7
	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
	Travée Tfo 110 kV	110	275	2	550	36.6
	Tfo 110/20 kV 50 MVA	110	781	2	1 561	103.8
Dangote	Travée ligne 110 kV	110	290	2	580	38.5
Total					69 959	4 650

A.4.1.2. Renforcements ligne

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Sounda	MGK2	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	80	7 872	523.2
			Elagage	15	50	750	49.8
Sounda	Loudima	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	105	10 332	686.7
			Elagage	15	50	750	49.8
Loudima	MGK2	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	160	15 744	1 046.4
			Elagage	15	80	1 200	79.8
Loudima	Tsielampo	220	DT Alm 2x570 mm ²	149.2	255	38 056	2 529.3
Mourala	Nyanga	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	31	2 440	162.2
			Elagage	15	31	465	30.9

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Poste 1	Poste 2	Tension (kV)	Type conducteur	Coût (MFCFA/km)	Longueur (km)	Coût (MFCFA)	Annuité (MFCFA)
Loudima	Nyanga	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	110	13 133	872.8
			Elagage	15	65	975	64.8
Makabama	Nyanga	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
			Elagage	15	50	750	49.8
Loudima	Makabama	220	Alm 570 mm ²	78.7	90	7 085	470.9
			Elagage	15	5	75	5.0
Nyanga	Zanaga	220	DT Alm 570 mm ²	119.4	115	13 730	912.5
			Elagage	15	115	1 725	114.6
Kouembali	Zanaga	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	133	13 087	869.8
			Elagage	15	30	450	29.9
Djambala	Kouembali	220	ST Alm 570 mm ²	78.7	50	3 936	261.6
BRZ_NO	EeC (Djiri-Tsielampo)	220	DT AlAc 500 mm ²	143.3	4	702	46.7
Mbouno	EeC (Tsielam. - Mindou.)	220	DT Alm 570 mm ²	143.3	7	1 035	68.8
Chollet	Makoua	220	ST Alm 2x570 mm ²	98.4	275.0	27 060	1 798.4
			Elagage	15	265.0	3 975	264.2
CT1	EeC (MGK1-N'Goyo)	220	UGC Al 1200 mm ²	543.0	9.0	4 887	324.8
PN_Est	EeC (CEC-MGK2)	220	DT 2x455 mm ²	141.8	0.5	391	26.0
CEC	N'Goyo	220	ST 570 mm ²	94.5	4.3	483	32.1
CEC	pyl. CEC - Djéno	220	ST 366 mm ²	68.5	0.3	182	12.1
Port Minéralier	EeC (MGK2 - Mboundi)	220	DT 366 mm ²	103.8	20	2 076	138.0
Dolisie	EeC (Mboundi-Loudima)	220	DT Al 570 mm ²	119.4	7.0	836	55.5
Poste A	Poste B	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	6.7	2 185	145.2
Poste B	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	7	2 283	151.7
Poste B	Poste C	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	3.2	1 043	69.4
Poste C	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	UGC Al 1000 mm ²	326.1	7	2 283	151.7
Mbouono	Poste A	110	DT Alm 366 mm ²	95.3	3	403	26.8
Tsielampo	RAS Poste D (pas d'EeC)	110	DT Alm 366 mm ²	95.3	4.5	501	33.3
Dangote	EeC (MKKL-Mindouli)	110	DT AlAc 240 mm ²	71.4	6	429	28.5
Total						187 244	12 445

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

A.4.2 Calcul des courants de courts-circuits

Courant de défaut initial sur court-circuit triphasé calculé selon la norme CEI 909

En 220 kV, le courant de défaut le plus élevé atteint 14.4 kA à MGK2 avec l'interconnexion Inga - Kabinda - Pointe Noire, et 10.7 kA sans l'interconnexion.

En 110 kV, le courant de défaut le plus élevé atteint 6.9 kA à Tsielampo avec l'interconnexion Mbouono - Lingwala en service, et 4.9 kA avec l'interconnexion ouverte.

Nom de barre	Un (kV)	I [A]	
		Isolé	Interconnecté
BRZNWS61	220	3 618	5 516
CEC_S61	220	10 965	13 883
CEC_S62	220	10 974	13 898
CHOLLETS61	220	2 198	2 202
CT1_S61	220	9 565	12 267
DJAMBALS61	220	3 377	3 458
DJENOS61	220	9 600	11 688
DJIRIS61	220	3 383	4 840
DOLISIES61	220	5 291	5 739
GAMBOMS61	220	2 365	2 423
IMBOULS61	220	3 178	3 276
IMBOULS62	220	3 178	3 276
KOUEMBAS61	220	4 040	4 123
LOUDIMS61	220	9 588	11 216
MAKABAMS61	220	6 709	7 014
MAKOUAS61	220	1 579	1 589
MALOUKUS61	220	2 888	3 609
MBOUNDS61	220	6 073	6 912
MBOUOS61	220	3 573	7 079
MBOUOS62	220	3 462	7 079
MGK1S61	220	9 846	12 791
MGK2S61	220	10 691	14 352
MGK2S62	220	10 705	14 354
MINDOUS61	220	3 316	3 965
MOURALS61	220	5 583	5 744
NGO_S61	220	3 607	3 777
NGOYOS61	220	10 159	12 750
NYANGAS61	220	8 951	9 462
OWANDOS61	220	1 608	1 621
OYO_S61	220	1 810	1 835
PN_E_S61	220	10 482	13 571
PORTMINS61	220	8 061	9 980

Schéma Directeur Production Transport du Congo

Schéma Directeur Transport - Réseau cible 2035 - Rapport provisoire

Nom de barre	Un (kV)	I [A]	
		Isolé	Interconnecté
RAS_CT1	220	9 490	12 093
SOUNDAS61	220	9 983	10 739
TSIELAMS61	220	4 085	7 123
ZANAGAS61	220	4 705	4 832
BOUENZ2S51	110	2 791	2 832
BOUNDJIS51	110	800	802
DANGOTS51	110	2 861	2 902
EWO_S51	110	588	589
LIUESSOS51	110	524	524
LOUDIMS51	110	3 695	3 787
MBOUOS51	110	4 830	6 890
MFOUATIS51	110	2 144	2 168
MINDOUS51	110	3 201	3 370
MOSSAKAS51	110	792	795
MOUKOUS51	110	3 652	3 714
NGO_S51	110	813	817
NKAYIS51	110	3 027	3 084
OUESSOS51	110	427	427
OYO_S51	110	1 400	1 408
PosteAS51	110	4 811	6 796
PosteBS51	110	4 828	6 801
PosteCS51	110	4 774	6 688
PosteDS51	110	4 753	6 638
PosteDS52	110	4 724	6 578
TSIELAMS51	110	4 898	6 892

