

MISSION 300
#PoweringAfrica

**PACTE
NATIONAL
ENERGÉTIQUE
DE LA
RÉPUBLIQUE
DU CONGO**



Préambule

L'initiative Mission 300 a été lancée par la Banque Mondiale, la Banque Africaine de Développement et leurs partenaires, au sommet africain de l'énergie qui s'est tenu à Dar es Salaam, en Tanzanie, les 27 et 28 janvier 2025, sur le thème : « Accélérer l'avenir énergétique de l'Afrique ». Au cours de ce sommet, le groupe de la Banque Mondiale, le groupe de la Banque Africaine de Développement et leurs partenaires, ont pris l'initiative d'accélérer l'accès à l'électricité pour près de 300 millions de personnes en Afrique (sur les 600 millions qui n'ont pas accès à l'électricité) d'ici 2030 ou Mission 300, en utilisant de nouvelles technologies et des financements innovants. Au cours de ce sommet, la République du Congo a signé la Convention de Dar Es Salam de janvier 2025.

Pour arrimer le Congo à la Mission 300, le Gouvernement s'est engagé à préparer ce Pacte National Energétique (PNE) faisant ainsi partie de la deuxième cohorte de pays à joindre cette démarche.

Le secteur de l'électricité en République du Congo est régi par la loi n°14-2003 du 10 avril 2003 portant Code de l'Electricité qui a fixé le cadre d'une libéralisation progressive du service public de l'électricité, à travers les partenariats que l'Etat peut désormais conclure avec les opérateurs tant publics que privés pouvant intervenir dans tous les segments de l'activité, afin de participer à la satisfaction générale de l'offre de l'énergie électrique.

Ce Pacte National Energétique a été élaboré à l'issue de nombreuses discussions et consultations avec diverses parties prenantes, notamment les partenaires techniques et financiers au développement, le secteur privé et la société civile, afin de favoriser les partenariats indispensables à la réalisation des objectifs ambitieux du Pacte.

Conscient que le succès passe par le renforcement des capacités et des efforts collectifs considérables, le Gouvernement de la République du Congo invite les partenaires de développement, les organisations philanthropiques, le secteur privé et la société civile à se joindre à cette aventure transformatrice visant à accélérer l'accès à l'énergie et à aider à mobiliser 2,31 milliards de dollars supplémentaires de financement, dont 1,5 milliards provenant du secteur privé.

Ce PNE ou « Compact » se base sur les documents définissant la politique du secteur de l'électricité existant en République du Congo.

Dès lors, le Gouvernement s'était engagé dans une démarche stratégique avec l'élaboration des Lettres de Politique Nationale du Secteur de l'Energie Électrique (LPNSEE). La LPNSEE fixe les objectifs, les axes, les orientations, les programmes ainsi que les moyens à prévoir dans le secteur de l'électricité pour atteindre les résultats escomptés durant une période déterminée. La première Lettre de Politique Nationale Sectorielle (LPNS) date de 2010 et la deuxième LPNS a été adoptée en 2017. Elle constitue le document de base de la réforme du service public d'électricité. Une troisième LPNS est en cours de finalisation et devrait être soumise au Conseil des Ministres (CM) pour approbation avant la fin de 2025.

Au titre du Projet d'Amélioration du Secteur de l'Electricité (PASEL), le Gouvernement prépare la Stratégie d'Électrification Nationale (SEN) et le plan de mise en œuvre pour la soumettre au CM courant 2025. Un Plan de Développement de l'Energie à Moindre Coût (PDEMC) sera également préparé.

Toutes ces actions seront complétées par l'élaboration et l'approbation par le CM de la Stratégie Nationale de Cuisson Propre (SNCP).

Le Pacte National Energétique de la République du Congo est structuré en trois (3) parties :

1. La déclaration d'engagement du Gouvernement de la République du Congo ;
2. Les objectifs et les coûts associés, ainsi que le plan d'action pour atteindre ces objectifs ; et
3. L'aperçu du secteur et les défis actuels.

Sommaire

1. DECLARATION D'ENGAGEMENT	3
2. OBJECTIFS ET PLAN D'ACTION DU PACTE	6
2.1 Objectifs	7
2.2 Plan d'Action	9
3. APERÇU DU SECTEUR ET DES DEFIS	12
3.1 Aperçu du secteur	13
3.2 Etat actuel et défis	17
ANNEX I PROJETS EN COURS ET ENGAGES	19
ANNEX II INDICATEURS CLES	21
ANNEX III DETERMINATION DES INVESTISSEMENTS DU PACTE NATIONAL ENERGETIQUE	24

1

Déclaration d'engagement



Le Gouvernement de la République du Congo (GRC) s'engage à garantir à tous les usagers civils et industriels une énergie fiable, abordable, durable, inclusive et propre. Cet engagement reposera notamment sur une Stratégie d'Électrification Nationale (SEN) et un Plan de Développement de l'Énergie à Moindre Coût (PDEMC), tous deux en cours de préparation pour approbation par le Conseil des Ministres.

Les engagements du GRC sont les suivants :

- Vers un accès universel à l'énergie moderne. D'ici à 2030, le GRC vise à porter le taux d'accès à l'électricité de 32 % actuellement à 81 % (90% en zone urbaine et 50% en zone rurale) en mettant l'accent sur les localités de plus de 1.000 habitants. Cela nécessitera, d'une part environ 874.000 branchements urbains supplémentaires, soit 175.000 branchements par an et d'autre part 79.000 branchements ruraux, soit 16.000 branchements par an.
- Vers un accès universel à la cuisson propre. Le GRC vise à augmenter l'accès à des solutions de cuisson propres de 40% actuellement à 81% à l'horizon 2030 (90% en milieu urbain et 50% en milieu rural). Cela affectera environ 673.000 ménages urbains supplémentaires avec accès à une cuisson propre et 160.000 ménages ruraux.
- Renforcement du réseau électrique pour intégrer plus d'énergies renouvelables. Le GRC s'engage à mettre en place un système énergétique moderne fondé sur des sources renouvelables en étendant et en modernisant le réseau électrique national et en augmentant la capacité de production d'énergie renouvelable. Le Congo vise à maintenir sa part des énergies renouvelables à 33 %, en investissant dans les énergies hydrauliques et systèmes solaires autonomes. Pour ce faire, le Congo s'engage à mettre l'accent sur le renforcement et la modernisation des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité.
- Priorisation de l'intégration régionale. Le GRC s'engage à donner la priorité à l'intégration régionale du pays dans le but d'exporter vers les pays voisins et d'utiliser les interconnexions transfrontalières et régionales pour l'électrification des localités éloignées du réseau national (Projets d'Électrification Transfrontalière du Pool Énergétique de l'Afrique Centrale).

- Renforcement du cadre législatif et réglementaire propice à la participation du secteur privé. Le GRC s'engage à conduire à bonne fin le renforcement du cadre législatif et réglementaire, l'instauration de la vérité des coûts de service, l'accès aux marchés publics sur une base concurrentielle et aux exemptions de taxes pour les énergies nouvelles afin de mobiliser des investissements privés d'ici à 2030 pour soutenir la transition énergétique et les objectifs de développement du Congo.
- Élimination des principaux goulots d'étranglement. Pour atteindre les cibles énoncées dans le Pacte National Énergétique, le GRC s'engage à éliminer les principaux goulots d'étranglement qui se dressent tout au long de la chaîne de valeur énergétique, comme élaboré dans le Plan d'Action de ce document. En particulier, le GRC s'engage à :

PILIER I REHABILITER ET DEVELOPPER LES INFRASTRUCTURES ENERGETIQUES A DES COUTS COMPETITIFS

- Adopter une planification systématique et intégrée du système électrique à moindre coût intégrant les ressources régionales. Le GRC s'engage à mettre à jour d'ici 2026 le schéma directeur actuel du réseau électrique en préparant et adoptant un PDEMC. Le GRC s'engage à institutionnaliser la mise à jour de ce plan tous les deux (2) ans et à mettre en œuvre une réglementation qui imposera le développement de la production d'électricité et les investissements connexes conformément au plan.
- Mettre en place un cadre de passation de marchés concurrentiel pour les investissements identifiés dans le PDEMC. Le GRC exigera des appels d'offres concurrentiels pour les projets de production d'énergie.

PILIER II TIRER PARTI DES AVANTAGES D'UNE INTEGRATION REGIONALE ACCRUE

- Promouvoir l'intégration énergétique régionale. Le GRC s'engage à accélérer les actions liées à renforcer la réalisation des initiatives et des projets d'intégration régionale et transfrontalière notamment, en adoptant une normalisation commune pour la construction et l'exploitation des réseaux électriques et un schéma de tarification du service de transport sur le réseau national et sur les réseaux HTA pour viabiliser les échanges transfrontaliers d'électricité.

PILIER III

PROGRESSER VERS L'ACCES UNIVERSEL A L'ENERGIE, EN METTANT L'ACCENT SUR LES ZONES RURALES ET MAL DESSERVIES, ET ACCELERER L'ADOPTION DE SOLUTIONS DE CUISSON PROPRES

- Assurer l'accès abordable au service électrique. Le GRC s'engage entre autres, à adopter une stratégie d'électrification nationale et un plan de développement à moindre coût ;
- Vulgariser la cuisson propre. Le GRC s'engage à préparer et adopter une Stratégie Nationale de Cuisson Propre (SNCP) ;
- Mettre en œuvre un cadre de suivi. Le GRC s'engage à créer un cadre de suivi et évaluation de ce pacte national à travers la création de l'UGPNE.

PILIER IV

ENCOURAGER LA PARTICIPATION DU SECTEUR PRIVE POUR DEBLOQUER DES RESSOURCES SUPPLEMENTAIRES

- Mobiliser les ressources pour les nouveaux projets de production. Le GRC s'engage à mettre en place un cadre juridique et réglementaire pour les investissements privés dans la production et le transport de l'électricité sur la base de processus concurrentiels et transparents ;
- Mobiliser les ressources pour des projets hors réseau (mini réseaux et systèmes autonomes). Le GRC s'engage à promouvoir le recours aux avantages fiscaux et douaniers conformément aux lois et règlements en vigueur en République du Congo, notamment à la charte des investissements pour : (i) les énergies renouvelables hors réseau conformes aux normes internationales de qualité et les équipements associés, notamment les onduleurs et les batteries, et (ii) les solutions et équipements de cuisson propre.

PILIER V

ASSURER LA VIABILITE FINANCIERE DES SOCIETES DU SERVICE PUBLIC D'ELECTRICITE AFIN D'ASSURER LA SECURITE ENERGETIQUE ET DE FOURNIR DES SERVICES FIABLES ET ABORDABLES

- Finaliser la réforme tarifaire en vue d'une meilleure gestion financière. Le GRC s'engage à atteindre la soutenabilité du secteur en adoptant une méthodologie de détermination du tarif requis des opérateurs et subséquemment une nouvelle grille tarifaire. Pour une gestion financière transparente, le

GRC s'engage également à publier les états financiers audités de la société de patrimoine.

- Poursuivre les réformes du secteur afin d'améliorer les performances commerciales et financières et diminuer les pertes techniques et commerciales. Le GRC s'engage à poursuivre la réforme du service public de l'électricité, avec l'amélioration des performances des centrales hydroélectriques, la création de la société de gestion du réseau de transport d'électricité et l'amélioration du service public du segment de distribution et la vente en détail conformément au code de l'électricité.
- Généraliser le comptage et recourir aux compteurs intelligents. Le GRC s'engage à vulgariser l'usage des compteurs intelligents pour que les consommations de tous les usagers, y compris l'Etat et ses démembrements, soient mesurées et facturées correctement.
- Garantir le paiement intégral des factures de consommation d'électricité du Client Etat et ses démembrements. Le GRC s'engage à mettre en place un mécanisme efficace pour le paiement intégral des consommations du client Etat et ses démembrements.

Afin d'assurer une mise en œuvre rapide et efficace du PNE, le GRC créera une Unité de Gestion du PNE (UGPNE). Cette unité sera dédiée exclusivement à la mise en œuvre et au suivi du PNE. Elle sera rattachée directement au Ministre chargé de l'énergie et dotée de l'autorité et du mandat nécessaires pour fédérer les différents ministères et agences en vue de la mise en œuvre du plan d'action du PNE.

L'UGPNE sera composée de représentants des principaux ministères chargés de la mise en œuvre du PNE, notamment du ministère en charge de l'énergie, du ministère en charge des finances, du ministère en charge du Plan, du ministère en charge de l'aménagement du territoire, des services publics, des organismes de réglementation et d'autres agences concernées.

L'UGPNE facilitera la coordination interinstitutionnelle et garantira une réponse rapide aux nouveaux défis. Cette unité dédiée sera financée par le budget du GRC ainsi que par les partenaires de développement pour la mise en œuvre de son plan de travail et ses activités de suivi.

2

Objectifs et Plan d'Action du Pacte



Le Pacte National Energétique de la République du Congo présente des actions d'engagement de haut niveau, assorties d'objectifs et de délais précis, pour progresser vers l'accès universel à l'énergie de manière fiable, abordable et durable.

2.1 Objectifs

Les objectifs globaux (cibles de la trajectoire) sont les suivants : (1) accroître l'accès à l'électricité ; (2) accroître l'accès à des moyens de cuisson non polluants ; (3) accroître la part des énergies renouvelables ; et (4) augmenter le montant des capitaux privés mobilisés. Le tableau 1 présente les valeurs actuelles et les objectifs à l'horizon 2030.

Bien que l'augmentation du taux urbain d'accès à l'électricité de 38% à 90% est ambitieuse, celle-ci reste réaliste étant donné qu'une partie de cette augmentation consistera à la régularisation de branchements urbains clandestins pour que ceux-ci deviennent des clients directs de l'opérateur du service public de l'électricité, alors que l'autre partie consistera à brancher à l'opérateur du service public de l'électricité les ménages urbains qui aujourd'hui ne reçoivent pas de service via le réseau de distribution, que ce soit de façon directe ou indirecte. Le PNE se base sur l'hypothèse que 90% de l'augmentation du taux d'accès à l'électricité en milieu rural sera effectuée à travers des systèmes solaires autonomes et 10% à travers des mini-réseaux. Néanmoins, ces proportions devront être confirmées par la SEN en préparation actuellement par le GRC.

Tableau 1 : Indicateurs du PNE, valeurs actuelles, et objectifs 2030

Indicateur	Valeur actuelle	Cible 2030
1. Augmentation du taux d'accès à l'électricité (%)	Taux d'accès actuel : ¹ 31,66% (38,67% urbain et 1,01% rural). Taux de croissance annuel récent : 8,4% urbain et 0% rural.	Taux d'accès cible 2030 : 81.3% (90% urbain et 50% rural). Ceci équivaut à 2.5 millions d'habitants urbains et 0.5 millions ruraux ayant reçu un nouveau branchement (ce qui équivaut à 953.000 branchements supplémentaires, dont 874.000 en milieu urbain et 79.000 en milieu rural). Taux de croissance annuel cible : 18,7% urbain et 35,4% rural.
2. Augmentation du taux d'accès à des solutions de cuisson propres (%)	Chiffres 2023 (selon le mécanisme de suivi des ODD) : 39,6% (54,5% en milieu urbain et 4,7% en milieu rural). ² Taux de croissance annuel récent : 4,5% urbain et 5,5% rural.	Taux d'accès cible 2030 : 81.3% (90% urbain et 50% rural), ce qui équivaut à 672.827 ménages supplémentaires en milieu urbain, et 160.146 en milieu rural. Taux de croissance annuel cible : 10,6% urbain et 60,5% rural.
3. Part des énergies renouvelables (%) et MW installés de plus	748 MW installés, dont 29% énergies renouvelables (214 MW hydroélectriques).	3.701 MW installés (2.953 nouveaux MW, dont 470 MW pour le thermique gaz et 2.483 MW d'énergies renouvelables (solaire, hydrolienne et hydroélectrique). ³ Énergies renouvelables : 2.697 MW (72,8%)

¹ Il existe une différence considérable entre le taux d'accès urbain fourni par le système de suivi de l'ODD 7 (69,4%) et celui obtenu en comparant le nombre de branchements (polices basse tension) de la E2C avec le nombre de ménages urbains (38,67%). Ce document définit l'accès urbain comme le pourcentage de ménages étant des clients réguliers de la E2C. Il se peut que le différentiel important entre les deux approches soit expliqué, entre autres, par les branchements urbains clandestins (la E2C a de très fortes pertes commerciales) ainsi que par le phénomène d'avoir plusieurs ménages qui n'apparaissent que comme un seul client pour la E2C.

² Système de suivi de l'ODD 7: Congo | Tracking SDG 7

³ Considérant une consommation spécifique par ménage de 3 kW à Brazzaville et Pointe-Noire, 2,5 kW à Dolisie, 2 kW dans les autres localités urbaines connectées au réseau de transport et 1,5 kW dans les autres localités ; la demande d'électricité supplémentaire pour les ménages est évaluée à 2.508 MW, soit une capacité installée de 2.953 MW, dont 751,36 MW réalisables d'ici 2030, soit 470 MW de thermique gaz et 281,36 MW d'énergies renouvelables.

4. Montant des capitaux privés mobilisés (millions \$) 0

1,437 millions \$ de plus de 2025 à 2030 (c'est à dire toute la nouvelle production supposée via IPPs).

Le tableau 2 traduit les valeurs cibles ci-dessus en termes financiers et propose une division de l'effort entre le secteur public et le privé. En ce qui concerne le réseau principal, il est supposé que la production d'électricité est financée par le secteur privé à travers des producteurs indépendants d'énergie, et que les investissements en transport et distribution d'électricité restent une responsabilité du secteur public. L'effort est partagé en parties égales pour les systèmes solaires autonomes, les mini-réseaux, et la cuisson propre. Le secteur public devrait investir 3.276 millions de dollars d'ici 2030, soit 655,2 millions de dollars par an, selon le tableau 2.

Tableau 2 : Investissements requis pour atteindre les objectifs définis dans le PNE

Investissements	Investissement total (M\$)	Sources privées (%)	Sources publiques (%)
Production	7 691	100	0
Transport incluant 110 kV5	986	0	100
Réseau de distribution des localités6	1 282	0	100
Réseau HTA d'alimentation des localités6	432	0	100
Systèmes solaires autonomes	338	50	50
Hydroliennes	46	50	50
Mini-réseaux	606	50	50
Réseaux transfrontaliers	112	50	50
Cuisson propre7	50	50	50
TOTAL	11,543 milliards de dollars (2,31 milliards/an)	71,6% sources privées (8,267 milliards USD)	et 28,4% sources publiques (3,276 milliards USD)

2.2

Plan d'Action

La réalisation des objectifs généraux ci-dessus nécessitera des mesures de réforme cruciales tout au long de la chaîne de valeur du secteur de l'énergie, les plus cruciales étant identifiées comme des indicateurs binaires à atteindre d'ici 2030 et les indicateurs intermédiaires devant être atteints d'ici 2026 - 2027.

Tableau 3 : Indicateurs du PNE et calendrier associé

Piliers	Indicateurs	Données référence	Année visée et détails des mesures nécessaires pour atteindre la cible (y compris le calendrier)
I : Développer les infrastructures de production et de réseau à des coûts compétitifs	Adoption d'une planification systématique et intégrée du système électrique à moindre coût intégrant les ressources régionales	Non	<p>Juin 2026 : Définition et adoption d'une procédure de mise à jour systématique (tous les deux ans) du Plan de Développement de l'Energie électrique à moindre Coût (PDEMC) sous la direction et la coordination du Ministère de l'Energie.</p> <p>Décembre 2026 : Adoption en Conseil des Ministres du premier PDEMC</p> <p>Décembre 2028 : Première mise à jour du PDEMC</p>
	Mise en place d'un cadre de passation de marchés concurrentiel pour les investissements identifiés dans le PDEMC qui seront exécutés par le secteur privé	Non	<p>Décembre 2025 : Analyse des écarts entre la loi sur les PPP et le cadre réglementaire sectoriel et, au besoin, ajustement de la loi sur les PPP</p> <p>Juin 2026 : Adoption du cadre de passation de marchés concurrentiel pour les investissements identifiés dans le PDEMC</p> <p>Décembre 2026 : Renforcement des capacités des agences engagées dans la mise en œuvre du cadre de passation de marchés concurrentiel</p>
	Préparation d'une stratégie Numérique et Energie	Non	<p>Décembre 2026 : Préparation d'une stratégie de digitalisation pour le secteur de l'énergie, qui examinera les pistes pour accroître l'accès à l'énergie grâce à une utilisation efficace des outils et technologies numériques, tout en renforçant les synergies de déploiement intersectoriel entre l'énergie et le numérique.</p>
II : Tirer parti des avantages d'une intégration régionale accrue	Promotion de l'intégration énergétique régionale	Non	<p>Décembre 2026 : adoption du premier PDEMC en considérant les échanges d'électricité régionaux</p> <p>Juin 2027 : Adoption d'un schéma de tarification du service de transport sur le réseau national pour viabiliser les échanges transfrontaliers d'électricité.</p> <p>Juin 2027 : Finalisation des études de faisabilité de la ligne Congo-Gabon</p>

<p>III : Adopter les solutions d'énergies renouvelable distribuées (ERD) et de cuisson propre pour un accès abordable</p>	<p>Accès abordable au services électrique</p>	<p>Non</p>	<p>Décembre 2025 : Adoption de la Stratégie d'Électrification Nationale (SEN) en incluant une définition des rôles des agents publics et privés</p> <p>Décembre 2025 : Adoption des standards techniques optimaux mis à jour pour la conception et construction des réseaux électriques</p> <p>Décembre 2025 : Adoption d'un tarif social appliqué aux consommateurs à faible revenu</p> <p>Décembre 2025 : Adoption d'une politique de branchements basé sur la capacité de paiement</p> <p>Juin 2026 : Définition d'un cadre de suivi et évaluation de la mise en œuvre de la SEN et plan de financement</p> <p>Décembre 2026 : Adoption d'un Plan d'Électrification National à moindre coût en consistance avec la SEN</p>
	<p>Cuisson propre</p>		<p>Décembre 2026 : Adoption de la Stratégie Nationale de Cuisson Propre (SNCP)</p> <p>Juin 2027 : Définition d'un cadre de suivi et évaluation de la mise en œuvre de la SNCP et plan de financement</p>
	<p>Genre et emploi</p>	<p>Non</p>	<p>Décembre 2026 : Élaboration d'une Stratégie nationale en matière de genre et d'énergie répondant aux besoins d'accès des femmes à l'énergie, soutenant le déploiement progressif de technologies d'utilisation productive et favorisant l'emploi et l'entrepreneuriat des femmes dans le secteur.</p>
	<p>Nouveaux projets de production</p>	<p>Non</p>	<p>Décembre 2025 : Analyse des écarts entre la loi sur les PPP et le cadre réglementaire sectoriel et, au besoin, ajustement de la loi sur les PPP</p> <p>Juin 2026 : Adoption du cadre de passation de marchés concurrentiel pour les investissements identifiés dans le PDEMC qui seront exécutés par le secteur privé</p>
<p>IV : Encourager la participation du secteur privé pour mobiliser des ressources supplémentaires</p>	<p>Hors réseau (mini réseaux et systèmes autonomes)</p>		<p>Décembre 2025 : Simplification de la procédure d'exonération des taxes à l'importation des produits solaires (et des équipements associés : onduleurs, batteries) et des produits/équipements de cuisson propres conformes aux normes internationales de qualité</p> <p>Juin 2026 : définition des options pour la participation du secteur privé pour l'électrification hors réseau</p> <p>Juin 2026 : Application de la charte des investissements sur : (i) les produits solaires hors réseau conformes aux normes internationales de qualité et les équipements associés (onduleurs, batteries) et (ii) les solutions et équipements de cuisson propres pour une période de temps spécifique - sensibilisation des agents vérificateurs de qualité, agents des impôts et d'autres parties prenantes à cette application</p>

Décembre 2026 : Réalisation de la campagne de sensibilisation dans les communautés rurales par le Ministère de l'énergie pour promouvoir les produits certifiés en cuisson propre.

Juin 2028 : Mise en œuvre d'un processus de vérification de la conformité des importations aux normes de qualité

V : Garantir des services publics financièrement viables qui fournissent des services fiables et abordables

Réforme tarifaire et meilleure gestion financière

Non

Décembre 2026 : Adoption d'une nouvelle méthodologie pour déterminer le revenu requis des opérateurs pour atteindre la soutenabilité financière du secteur (recouvrant au moins 100% de leurs coûts d'exploitation efficace)

Décembre 2026 : Adoption d'une nouvelle grille tarifaire avec charges fixes, de demande, et d'énergie qui reflètent les coûts d'exploitation efficaces, en incluant aussi un tarif social appliqué aux consommateurs à faible revenu (basé sur la capacité de paiement)

Décembre 2026 : Installation d'un logiciel de planification des ressources de l'entreprise (ERP)

Juin 2027 : Publication des états financiers annuels audités de la société d'électricité

Généralisation du comptage et recours aux compteurs intelligents

Oui

Juin 2026 : Implémentation du programme de protection des revenus

Décembre 2026 : Facturation de tous les clients au comptage

Paiement intégral des factures de consommation d'électricité du Client Etat et ses démembrements

Non

Juin 2026 : Installation des compteurs a tous les points de consommation de l'état et ses démembrements

3

Aperçu du secteur et des défis



3.1

Aperçu du secteur

Le mix énergétique de production d'électricité de la République du Congo⁴ est principalement composé de centrales thermiques fonctionnant au gaz naturel et, dans une moindre mesure, d'hydroélectricité. Les deux tiers des 748 mégawatts (MW) installés proviennent des producteurs d'électricité indépendants CEC SA et AKSA ENERGY, constitués de deux centrales électriques à gaz à cycle ouvert à faible rendement situées à Pointe-Noire (capacité installée de 484 MW pour CEC SA et 50 MW pour AKSA ENERGY).⁵ Le reste de l'énergie produite provient de trois centrales hydroélectriques qui ne disposent que d'une petite fraction de leur capacité installée à cause principalement de la faiblesse chronique de l'entretien et un manque d'investissement : (i) Imboulou, à environ 200 km au nord-est de Brazzaville (120 MW installés et 60 MW disponibles) ; (ii) Moukoulou, à mi-chemin entre Pointe-Noire et Brazzaville (74 MW installés et 100% disponibles en période des hautes eaux et 32 MW disponibles en période d'étiage) ; (iii) Liouesso, à 80 km de Ouessou (20 MW installés et 13,2 MW disponibles) et Djoué, à Brazzaville (15 MW installés mais aucune capacité disponible).

En 2024, le pays a produit 3 520 GWh, dont 68 pour cent provenaient de la CEC, le reste provenant des centrales hydroélectriques.

Suite à l'incident sur les pylônes de la ligne de transport entre Pointe-Noire et Brazzaville en 2024, une hausse des importations en provenance de la République Démocratique du Congo (RDC) a été rendue nécessaire et s'est établie à 12 GWh. Les exportations vers la RDC étaient de 26 GWh.

L'essentiel de la consommation est concentré à Brazzaville et à Pointe-Noire. Dans une moindre mesure la consommation est dans les centres urbains situés entre ces deux villes. Sur une énergie distribuée par la E2C de 2 803 GWh, 38% vont au réseau de distribution de Brazzaville-Pool ; 46 % à Pointe-Noire ; 9% dans la Bouenza et la Lékoumou ; 3% dans le Niari ; et 3% sont consommés dans les départements interconnectés au nord de Brazzaville (Plateaux, Cuvette et Sangha).

Le réseau de transport 220 kV va de Pointe-Noire à Brazzaville, puis se dirige vers le Nord jusqu'à Owando. L'épine dorsale du réseau de transport est la ligne à haute tension de 440 km allant de Pointe-Noire à Brazzaville. Le manque de fiabilité du fonctionnement actuel de cette ligne et la concentration de l'essentiel de la production à Pointe-Noire (484 MW de la centrale thermique à gaz de Côte Matève CEC) expliquent la fréquence nettement plus élevée des pannes à Brazzaville par rapport à Pointe-Noire (une turbine de la CEC étant dédiée à l'alimentation des usagers civils et industriels de la ville de Pointe-Noire, en réseau isolé des autres turbines qui fonctionnent en parallèle avec le réseau ouest de la RDC).⁶ Le réseau de distribution moyenne tension (MT) a une longueur de 1 319 km et le réseau de distribution basse tension (BT) de 8 585 km.

La configuration du système électrique national et le manque d'équipements propres pour optimiser les flux de puissance réactive font qu'il est nécessaire de maintenir l'interconnexion avec la RDC afin d'importer de la puissance réactive : cela a un coût élevé en termes de faiblesse quant à la stabilité et la fiabilité.

La configuration de la ligne de transport de 220 kV de Pointe-Noire à Brazzaville est radiale, étant donné que la majeure partie de la production est située à une extrémité tandis que le plus grand centre de consommation est situé à l'autre extrémité (Brazzaville, environ 250 MW). Cette configuration limite l'utilisation de la capacité de transport de 350 MVA de cette ligne, crée de sérieux problèmes de stabilité dynamique dans le fonctionnement du système électrique et génère des flux indésirables de puissance réactive à travers le réseau. À cause de son caractère radial, le réseau électrique de la République du Congo doit être connecté au niveau de Brazzaville avec le réseau de transport de la RDC juste pour obtenir une compensation de puissance réactive. Une telle connexion expose le système électrique de la République du Congo à l'instabilité et à d'autres problèmes d'exploitation affectant gravement celui de son pays voisin simplement pour une compensation de puissance réactive – 60 pour cent des incidents signalés par E2C en 2021 provenaient de la RDC.

⁴ Ministère de l'Énergie, 2021 – Pourcentages injectés sur le réseau en 2021 : 68,5 de gaz naturel, 31,2 d'hydroélectricité et 0,3 d'importations. Capacité totale installée : gaz 534 MW (dont 378 MW disponibles) et 231 MW hydraulique (dont 194,5 MW disponibles).

⁵ Le GRC détient 80 pour cent des actions de la CEC et la société italienne ENI les 20 pour cent restants.

⁶ En 2021, le pays a connu 54 coupures d'électricité et 41 coupures partielles, dont 38 à Brazzaville et 3 à Pointe-Noire.

Figure 1 : Illustration du réseau de la compagnie Énergie Électrique du Congo (E2C)



Nationale d'Électricité Rurale (ANER), dont les capacités et les mandats sont limités.

Moins d'un tiers des ménages de la République du Congo ont accès à l'électricité,⁷ avec des différences importantes entre milieux urbain et rural. Malgré l'abondance des ressources énergétiques, seuls 31 pour cent des ménages ont accès à l'électricité (voir Tableau 1). Cette proportion est supérieure à 40 pour cent en milieu urbain (43,5 pour cent pour les 2,1 millions d'habitants de Brazzaville et 38,2 pour cent pour les 1,4 millions d'habitants de Pointe-Noire) et descend jusqu'à environ 10 pour cent en milieu rural – une situation particulièrement difficile à gérer étant donné que la densité de population de la République du Congo est l'une des plus faibles d'Afrique. Les frais de raccordement au réseau électrique pour les ménages qui veulent un nouveau branchement s'élèvent à environ 110 000 XAF (180 USD), un niveau de coût qui constitue un frein important à l'abonnement aux services de l'E2C. Une partie importante de la population dépend de générateurs diesel personnels étant donné le manque de fiabilité de l'approvisionnement en électricité.

Il manque au secteur de l'électricité de bons outils de planification. Alors que les défis pour atteindre l'accès universel et répondre à la demande d'électricité sont considérables, les exercices de planification restent de faible qualité, sans mise à jour régulière. À l'heure actuelle, la République du Congo n'a pas de Plan de Développement de l'Énergie à Moindre Coût (PDEMC) ni de Stratégie d'Électrification Nationale (SEN). Ces documents intégreront aussi la dimension de la création d'emplois dans le secteur de l'énergie.

Le Ministère de l'Énergie et de l'Hydraulique (MEH) définit la stratégie du secteur et supervise les acteurs du secteur. La société publique Énergie Électrique du Congo (E2C) possède et exploite en monopole naturel les réseaux de transport et de distribution, ainsi que les centrales hydroélectriques. Les centrales électriques à gaz de CEC et d'Aksa Energy (centrale à gaz de 50 MW) bénéficient de la participation du secteur privé. Il existe deux autres acteurs dans le secteur, à savoir l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL) et l'Agence

⁷ Dans ce document, l'accès est défini comme la somme des ménages n'ayant pas accès à l'électricité ainsi que ceux y ayant accès mais n'étant pas clients régularisés d'E2C. Ces chiffres sont nettement inférieurs à ceux indiqués dans le rapport de suivi de l'ODD 7 : selon ce rapport, l'accès en République du Congo est de 47,5 pour cent au niveau national, tandis que l'accès en milieu urbain s'élève à 67 pour cent et l'accès en milieu rural à 12,4 pour cent.

Tableau 4 : Accès à l'électricité à Brazzaville et Pointe-Noire

Zone	Nombre de postes BT	Nombre total de ménages	Taux d'accès à l'électricité	Nombre de ménages à raccorder pour un accès universel
Brazzaville	264 807	567 923	47%	303 116
Pointe-Noire	160 251	405 484	40%	245 233
Reste du Congo	69 255	588 084	12%	518 829
TOTAL	494 313	1 561 491	32%	1 067 178

Remarque : le nombre de postes BT a été rapporté au nombre de ménages raccordés au réseau. Il est issu des données de 2024 d'E2C, et le nombre de ménages est issu du 5ème Recensement Général de la Population (2023)

Le secteur de l'électricité est en difficulté financière et les performances opérationnelles et commerciales du service public E2C sont mauvaises.

Les pertes totales de réseau s'élevaient à 45 pour cent en 2022, soit deux fois la moyenne de l'Afrique subsaharienne (22 pour cent). Les infrastructures de transport et de distribution sont extrêmement fragiles en raison d'un sous-investissement systématique et d'un manque d'entretien adéquat sur de longues périodes. Le ratio de clients par employé d'E2C figure au troisième rang parmi les plus élevés d'Afrique (117). Plus de 40 pour cent des clients d'E2C sont facturés selon une formule forfaitaire ou reçoivent de l'électricité gratuitement. En outre, le taux de recouvrement des factures s'élève à seulement 73 pour cent. Les tarifs de l'électricité sont restés inchangés depuis 1994 et ne permettent de recouvrer que 56 pour cent du coût de fourniture du service (0,09 USD/kWh contre 0,16 USD/kWh). En conséquence, E2C est fortement endettée. De plus, la structure tarifaire est très régressive et il n'existe pas de tarif social pour les petits consommateurs ou les consommateurs pauvres.

La loi portant code de l'électricité qui libéralise le service public de l'électricité a été promulguée il y a vingt ans (2003), mais la réforme du secteur n'a pas été déployée à un à un rythme soutenu (voir figure 2).

Le Code de l'électricité (Loi 14-2003), approuvé il y a plus de vingt ans, a fixé la vision du GRC pour le renforcement de la qualité et de la fiabilité des services électriques par l'introduction de la concurrence. Les agences sectorielles créées en 2003 sont : l'Agence Nationale d'Électricité Rurale (ANER) a été créée par loi 15-2003, ainsi que l'Agence de Régulation du Secteur de l'Électricité (ARSEL) créée par loi 16-2003 et le Fonds de Développement du

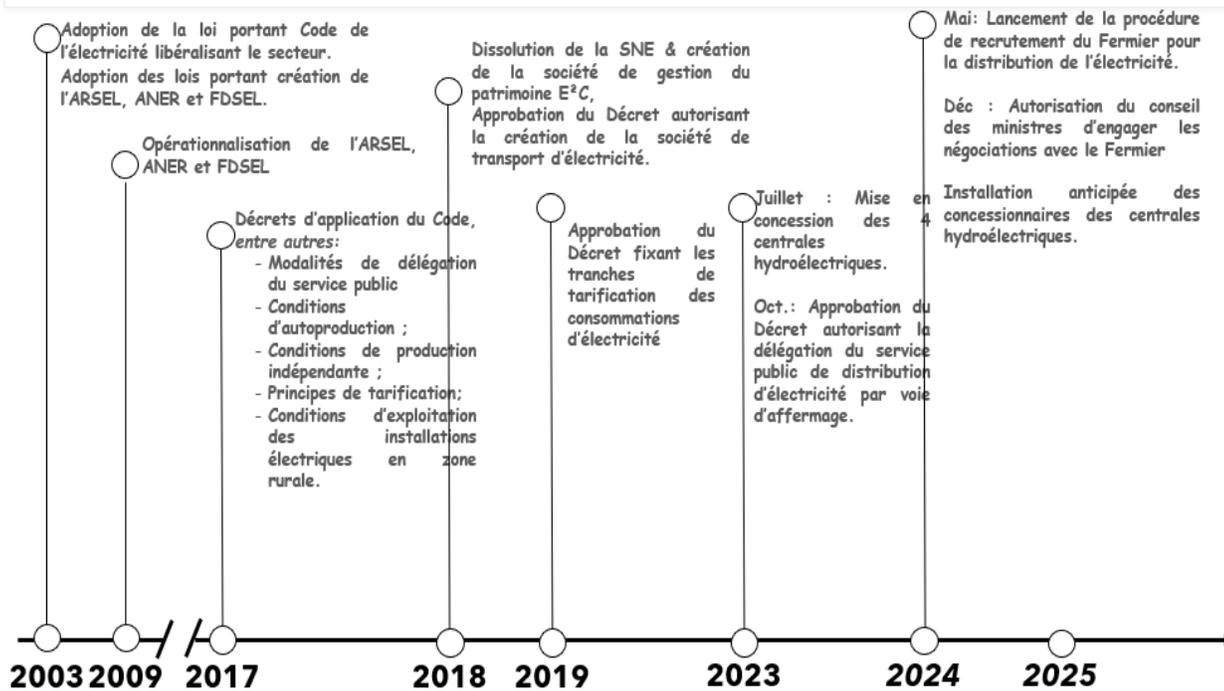
Secteur de l'Électricité (FDSEL) créé par loi 17-2003. Ces agences ont été mises en place en 2007.

Le cadre réglementaire n'a été complété qu'en 2017 avec la publication des décrets suivants pour la mise en œuvre du Code de l'électricité de 2003 :

- décret 2017-247 relatif à la délégation de service public de l'électricité ;
- décret 2017-248 relatif aux producteurs indépendants d'électricité ;
- décret 2017-249 relatif à l'autoproduction ;
- décret 2017-250 relatif à l'électrification rurale ;
- décret 2017-251 relatif aux modalités de paiement des opérateurs d'électricité ;
- décret 2017-252 relatif aux principes des tarifs de l'électricité.

La réforme du service public de l'électricité s'est accélérée en 2018 avec la dissolution de la Société Nationale d'Electricité (SNE) par la loi 22-2018 et l'autorisation de création de la société de gestion du patrimoine assurant à titre transitoire le service public de l'électricité (E2C) suivant décret 2018-295. Cette disposition avait été demandée pour permettre de continuer à exploiter le système électrique uniquement à titre transitoire – mais le système fonctionne toujours sous ce statut transitoire à ce jour, plus de cinq ans plus tard.

En 2020, le décret 2020-133 fixant les différentes catégories de consommation pour des raisons tarifaires a été adopté.



Le GRC prévoit de poursuivre l'amélioration des performances des centrales hydroélectriques et de l'opérationnalisation de la société du réseau de transport.

En ce qui concerne le transport, les Statuts de la nouvelle société anonyme ont été élaborés et partagés avec les Producteurs qui sont appelés à participer au capital social à hauteur de 15 %. Le MEH envisage de lancer prochainement une étude pour déterminer de manière détaillée les éléments pour un fonctionnement optimal de la société de transport. Cette fonction est assurée à titre transitoire par E2C, tout comme celle de la distribution-commercialisation

3.2

Etat actuel et défis

Tableau 5 : Défis du PNE par pilier

Piliers	Défis observés
Pilier I : Développer les infrastructures de production et de réseau à des coûts compétitifs	Manque d'une stratégie nationale d'électrification L'absence d'une stratégie nationale d'électrification constitue un obstacle majeur au développement du secteur énergétique. Le secteur manque d'une vision sur le long terme, Y compris l'augmentation nécessaire de la production pour garantir un service stable au fil du temps et contenue de la croissance démographique.
	Manque d'un Plan de Développement à Moindre Cout Un Plan de Développement à Moindre Coût (PDMC) est crucial pour assurer que les nouvelles capacités de production et de transport d'électricité soient ajoutées au réseau de manière efficace et à un coût compétitif.
	Manque d'investissement publique Le manque d'investissement public dans le secteur de l'électricité limite la capacité à moderniser et à étendre les infrastructures de production nécessaires pour répondre à la demande croissante
Pilier II : Tirer parti des avantages d'une intégration régionale accrue	Endettement de la société d'électricité, impossibilité de lever des garanties L'endettement croissant de E2C constitue son incapacité à lever des garanties financières L'E2C est dépendante des subventions publiques notamment dans le segment de la production pour survivre, ce qui affecte sa capacité à attirer des investissements privés. Les états financiers non certifiés et les pertes accumulées au fil des années rendent difficile l'évaluation de la santé financière de l'entreprise et sa capacité à honorer ses engagements financiers.
	Manque d'infrastructure Au-delà de l'interconnexion avec la RDC, le Congo ne possède aucune infrastructure d'interconnexion avec ses pays limitrophe
Pilier III : Adopter les solutions énergies renouvelable distribuées (ERD) et de cuisson propre pour un accès abordable	Aucun schéma de tarification du service de transport Le cout du transport de l'électricité n'étant pas connu, une facturation adéquate du service est complexe.
	Énergies renouvelables décentralisées Manque d'une stratégie nationale d'électrification Manque d'un Plan de Développement à Moindre Cout
	Solutions de cuisson propres Manque d'une Stratégie Nationale de Cuisson Propre À ce jour, aucun accent particulier n'avait été mis pour l'augmentation de l'accès au cuisson propre et le pays ne possède aucune stratégie en place.
	Tarif de l'électricité pas assez attractif Les tarifs inchangés de la vente d'électricité laissent peu/aucune marge bénéficiaire au secteur privé. Pour améliorer l'attractivité du secteur privé, il est crucial de réviser la structure tarifaire afin de mieux refléter les coûts réels et de promouvoir l'efficacité de la consommation

Pilier IV : Encourager la participation du secteur privé pour mobiliser des ressources supplémentaires

Amélioration des processus d'attribution

il est essentiel de renforcer les mécanismes de transparence et de responsabilité dans les processus d'attribution des marchés publics.

Endettement de la société de d'électricité

Société d'électricité verticalement intégrée

E2C fonctionne comme une entité verticalement intégrée, elle contrôle l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement, de la production (par les centrales hydroélectriques qui comptent pour environ 30% de l'énergie produite et par la CEC qui est majoritairement étatique), à la distribution et à la vente au détail. Cette structure présente principalement des défis en termes de gestion.

Taux élevé de pertes (45% en 2022)

E2C a enregistré un taux de perte élevé de 45 % en 2022. Ce taux important peut être attribuée à des inefficacités techniques et opérationnelles, une mauvaise gestion, et des facturations forfaitaires, qui ont de graves répercussions sur la santé financière qui est l'une des causes de l'actuel endettement de la société.

Manque d'investissement

On note un manque notable d'investissement dans l'entreprise. Ce sous-investissement affecte la capacité à moderniser les infrastructures, à adopter de nouvelles technologies et à accroître les capacités, ce qui nuit finalement à la croissance de l'entreprise et à la qualité de ses services.

Manque d'entretien

L'entreprise souffre de pratiques d'entretien inappropriées. Cette négligence entraîne de fréquentes pannes d'équipement, une baisse de la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et une augmentation des coûts d'exploitation due aux réparations d'urgence et aux temps d'arrêt.

Sureffectif au sein de E2C

L'entreprise dispose d'un effectif important. Bien que le fait d'avoir de nombreux employés puisse être bénéfique pour la capacité opérationnelle, cela peut également entraîner des inefficacités et des coûts de main-d'œuvre plus élevés si elle n'est pas gérée correctement.

Clients facturés au forfait

Les clients sont facturés sur une base forfaitaire. Ce mode de facturation n'encourage pas les économies d'énergie ou une utilisation efficace, ce qui peut entraîner une augmentation d'énergie consommée chèrement produit avec une centrale à gaz à cycle ouvert.

Faible taux de recouvrement

L'amélioration des processus de facturation et de recouvrement est cruciale pour accroître les flux de revenus.

Tarif inchangé depuis plus de 30 ans

La structure tarifaire est restée inchangée depuis plus de 30 ans. Cette stagnation ne reflète pas les conditions économiques actuelles, le coût des services et l'inflation, ce qui entraîne des déséquilibres financiers. Des révisions et ajustements réguliers des tarifs sont nécessaires pour assurer la viabilité du secteur.

Structure tarifaire régressive

L'entreprise applique une structure tarifaire régressive, selon laquelle la consommation la plus faible est facturée à un taux unitaire plus élevé que la consommation plus élevée. Cette approche peut peser de manière disproportionnée sur les ménages vulnérables et décourager l'efficacité énergétique.

Pilier V : Garantir des services publics financièrement viables qui fournissent des services fiables et abordables

ANNEX I

PROJETS EN COURS ET ENGAGES

Nom du projet	Partenaires	Statut	Financement en millions de dollars (secteur privé compris)	Contribution(s) aux objectifs du Pacte		
				Accès à l'électricité	Accès à une Cuisson propre	RE installée
Production						
Extension de la Centrale électrique du Congo, de 484 MW à 954 MW	Eni, Etat, SFI et autres	En préparation	300			
Projets micro-hydroélectricité (MHE) 10 sélectionnés	PNUD et partenaires à rechercher					
Projet de construction de la centrale hydroélectrique de Mbandza Ndounga	BAD (études)					
Projet de construction de la centrale hydroélectrique de Kitéké	Négociations en cours avec les partenaires					
Projet de construction du Barrage hydroélectrique de Sounda	Négociations en cours avec les partenaires					
Projet de construction de la centrale hydroélectrique de Mourala	Négociations en cours avec les partenaires					
Projet de construction de la centrale Moanga Mapita	A rechercher					
Projet de construction de la centrale hydroélectrique de Mpoukou	A rechercher					
Projet d'études et construction de la centrale hydroélectrique de Chollet	A rechercher					

Transport et Distribution

Projet d'amélioration des services d'électricité	BM	En implémentation	100	25,000	N/A	N/A
Projet de ligne 110 kV Boundji - Ewo	Etat	Travaux en cours				
Projet de construction de la ligne 110 kV Oyo-Mossaka	Etat	Travaux en cours				
Réhabilitation ligne 110 kV Moukoulou - Mindouli	AFD	Travaux en cours				
Programme d'assistance technique PEAC	À rechercher					
Ligne 400 kV double ternes Pointe-Noire - Cabinda	Bayshore					
Liaison 400 kV double ternes Pointe-Noire - Brazzaville (via Sounda Makabana, Sibiti, Kindamba, Maloukou, Maluku)	UE					
Alimentation de Divénié, Mbinda, Mayoko, et Bambama à partir du Gabon	À rechercher					
Ligne 400 kV double ternes Congo - Gabon (Grand Poubara, Franceville, Bongoville, Lékoko, Léconi, Okoyo, Djambala)	UE					

Assistance Technique / Faisabilité

Etude de faisabilité de réseaux de transport d'énergie électrique 220 kV Loudima – Sibiti - Léfoutou – Zanaga - Djambala	BAD					
Etude et construction de la ligne 220 kV Loudima- -Makabana-Mossendjo-Mayoko-Gabon	A rechercher					
Etude et construction de la ligne 220 kV CEC-Mboundi	Bayshore					
Etude et construction de la ligne 220 kV Mboundi-LMC	LMC					
Etude et construction de la ligne 220 kV MGK2-ZESPNR	ARISE/PICP					
Projet d'amélioration de la gouvernance et l'accès au secteur électrique (PAPASE)	BAD					
Projet d'électrification des zones rurales	PNUD					

ANNEX II

INDICATEURS CLES

Pilier 1	Données sur les métriques/indicateurs	Dernières données disponibles
Pilier 1 : Réhabiliter et étendre les infrastructures énergétiques à des coûts compétitifs	• Puissance installée/disponible (MW)	743/630
	• % thermique	534
	• % d'énergies renouvelables (y compris stockage)	209
	• Taux de croissance annuel moyen (%) (3 dernières années)	/
	• Énergie produite annuellement (MWh) – Total	3,507,539
	• % thermique	2,390,441
	• % d'énergies renouvelables (y compris l'ERV/stockage)	1,117,098
	• Taux de croissance annuel moyen (%) (3 dernières années)	Environ 5% (2020-2023)
	• Coût moyen de production par kWh – thermique / renouvelable	/
	• Importations annuelles d'énergie (MWh) 2024 – Total	12,300 MWh
	• Taux de croissance annuel moyen (%) (3 dernières années)	46%
	• Réseau de transport (HT, MT), Total : Longueur (KM) ; Tension (KV)	1,256 km (220kV); 500 km (110kV) ; 220 km (35kV);
	• Capacité de transport - MW/MVA	1,319 km (6/20/30KV)
	• Réhabilitation (2023 et 2024) :	/
• Extension (2023 et 2024) :	/	
• Réseau de distribution (BT), Total : Longueur (KM) ; Tension (KV) : Capacité de transport - MW/MVA	1,139 KM, 220V	
	/	
Pilier 2	• Données sur les métriques/indicateurs	Dernières données disponibles
	• Ligne de transport (HT) pour l'interconnexion, total : longueur (km) ; Tension (kV) : Capacité de transfert - MW/MVA	/

	<ul style="list-style-type: none"> Énergie échangée dans le cadre d'accords d'achat d'électricité ou de protocoles d'accord bilatéraux : 	/
Pilier 2 :		
Tirer parti des avantages d'une intégration régionale	<ul style="list-style-type: none"> Échange du réseau d'interconnexion électrique : 	<ul style="list-style-type: none"> 2023, interconnexion avec la République Démocratique du Congo Importation : 8,735 MWh Exportation : 150,609 MWh
	<ul style="list-style-type: none"> Coûts de transport (USD par kWh) 	/
	<ul style="list-style-type: none"> Dettes (arriérés)/créances (USD) 	/
Pilier 3	<ul style="list-style-type: none"> Données sur les métriques/indicateurs 	Dernières données disponibles
Pilier 3 : Adopter les énergies nouvelles et renouvelables décentralisées et de cuisson propre pour un accès abordable au dernier kilomètre	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de nouveaux branchements de mini-réseaux (par type de client) (3 dernières années, si possible) 	/
	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de systèmes solaires domestiques (si possible au cours des 3 dernières années) 	/
	<ul style="list-style-type: none"> Nombre de branchements/appareils de cuisson propres 	/
Pilier 4	<ul style="list-style-type: none"> Paramètres/indicateurs 	Données (dernières disponibles)
	<ul style="list-style-type: none"> Montant total des investissements nécessaires pour atteindre les objectifs du Pacte énergétique 2030 – public/privé. 	/
	<ul style="list-style-type: none"> Investissement total disponible à partir de 2024 – public/privé 	/
Pilier 4 : Inciter la participation du secteur privé pour mobiliser des ressources supplémentaires	<ul style="list-style-type: none"> Déficit d'investissement à mobiliser chaque année jusqu'en 2030 – public/privé (sur la base des priorités et de l'ordre publics) (national et international) 	/
	<ul style="list-style-type: none"> Besoins d'investissement totaux (privés) d'ici 2030 (en dollars, pourcentage) – répartition (sur réseau, mini-réseau, hors réseau) et moyens de cuisson propres ; Répartition (par production, transport, distribution et accès) (nationale et internationale) 	/
Pilier 5	<ul style="list-style-type: none"> Données sur les métriques/indicateurs 	Dernières données disponibles
	<ul style="list-style-type: none"> (Régulateur) Politique tarifaire, tarifs moyens pour l'utilisateur final (par kWh) et trajectoire vers la réactivité des coûts totaux (% actuel des coûts récupérés pour atteindre l'objectif de 2030). 	Coût moyen du kWh : 0,091 \$/kWh depuis 1994. Le taux de recouvrement actuel est de 73 %, l'objectif étant d'atteindre un taux de recouvrement de 95 % d'ici 2028. 56% seulement du cout de service est recouvré.
	<ul style="list-style-type: none"> - Nombre de clients avec et sans compteurs 	

- - Nombre de compteurs à prépaiement

40 % des clients facturés au forfait

Emplois : par exemple, suivi du nombre d'emplois créés pour les jeunes et les femmes.

/

Pertes techniques, commerciales et de collecte :

45% de pertes totales avec un taux de recouvrement de 73%

Objectifs de réduction en % par an

Objectif est de réduire les pertes de 3% par an et d'augmenter le taux de recouvrement en 3 ans à 95%

Nombre de clients avec et sans compteurs :

ANNEX III

DETERMINATION DES INVESTISSEMENTS DU PACTE NATIONAL ENERGETIQUE

Indicateurs démographiques

Sur la base des résultats du recensement de la population et de l'habitat de 2023 qui ont été reportés à l'année 2022, les indicateurs de la population et des ménages se présentent comme suit :

Désignation	Années		
	2 024	2 030	2 035
Population totale	6 524 940	7 791 118	9 032 041
Nombre total de ménages	1 561 491	1 864 502	2 161 469
Nombre de localités urbaines	60	60	60
Nombre de localités rurales	3 348	3 348	3 348
Nombres de polices BT actives	494 313		
Nombre de localités de plus de 1.000 habitants	301	374	453
* Population concernée	5 752 020	6 947 114	8 138 419
* Nombre total de ménages concernés	1 393 495	1 680 500	1 967 312
* Population urbaine	5 168 666	6 171 657	7 154 641
* Nombre de localités urbaines	60	60	60
* Nombre de ménages urbains	1 270 331	1 516 841	1 758 435
* Population rurale	583 354	775 457	983 778
* Nombre de localités rurales	241	314	393
* Nombre de ménages ruraux	123 165	163 659	208 877

Le nombre de ménages électrifiés a été rapporté au nombre de polices Basse tension, et le taux d'accès à l'électricité au rapport des ménages électrifiés sur le nombre total de ménages. Le taux d'accès à l'électricité serait de 32,8%, soit 38,7% en milieu urbain et 1% en milieu rural. Ces chiffres sont plus importants au motif que certains ménages raccordés au réseau ne sont pas connus du fichier E2C, certaines parcelles peuvent avoir plusieurs ménages mais une seule police à E2C, c'est aussi le cas de la zone Tchikobo à Pointe-Noire qui dispose de plusieurs logements avec une seule police MT à E2C.

STRATEGIE DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ELECTRICITE :

La vision est de mettre à la disposition de chaque ménage et autres usagers (usagers civils et industriels) du milieu urbain comme rural, une énergie pérenne en quantité suffisante, de qualité acceptable et à moindre coût, en exploitant au mieux toutes les potentialités de sources d'énergie, et faire du Congo un pays exportateur d'électricité vers les autres pays de la sous-région (CEEAC) et autres pays.

L'objectif global est d'approvisionner le Congo en électricité, de bonne qualité et en quantité suffisante, à des coûts accessibles à tous et d'assurer l'exportation de celle-ci dans les pays de la CEEAC et autres pays.

Les objectifs spécifiques sont, entre autres :

- L'alimentation en électricité pérenne, d'ici à 2035, de tous les chefs-lieux de département, les communes, les communautés urbaines, les chefs-lieux de district, les localités de plus de 1.000 habitants, les zones économiques spéciales, les zones industrielles, les zones minières qui sont à maturité ;
- La sécurisation et la fiabilisation de l'alimentation en électricité des villes de Brazzaville et Pointe-Noire ;
- L'exportation de l'énergie excédentaire vers les autres pays de la CEEAC.

LE PACTE NATIONAL ENERGETIQUE OU COMPACT

Accès à l'électricité pour les populations

Début 2025, le Gouvernement a préparé le « Projet Électricité pour tous » (PET) qui vise, entre autres, à assurer : (i) l'accès universel à l'électricité à tous les ménages des localités de plus de 1.000 habitants à l'horizon 2035 ; (ii) l'alimentation en électricité des zones économiques spéciales (ZES), industrielles et minières ; (iii) l'exportation de l'électricité excédentaire vers les pays de la Communauté Economique des Etats de l'Afrique Centrale (CEEAC). Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire d'accroître le parc de production, d'améliorer la capacité de transport, et de densifier et construire de nouveaux réseaux de distribution, pour couvrir la demande d'électricité supplémentaire.

Le Gouvernement du Congo a fait de l'accès à l'électricité une priorité spécifiquement pour les populations rurales et a ainsi élaboré le programme d'électrification des zones rurales en sigle PEZoR. Le programme se focalise sur deux technologies d'énergies renouvelables, à savoir l'hydroélectricité et le solaire photovoltaïque.

L'objectif spécifique est d'atteindre en 2030 un taux d'accès à l'électricité de 90% en milieu urbain et 50% en milieu rural ; ce qui revient à réaliser près de 953.000 branchements supplémentaires, dont 873.769 (soit 175.000 branchements par an) en milieu urbain et 78.904 (soit 16.000 branchements par an) en milieu rural.

En considérant une consommation spécifique par ménage de 3 kW dans les villes de Brazzaville et Pointe-Noire, 2,5 kW à Dolisie, 2 kW dans les autres localités du milieu urbain et 1,5 kW dans le milieu rural, la demande supplémentaire d'électricité pour les 953.000 nouveaux usagers est estimée à **2.503 MW**.

En considérant qu'un poste de distribution dessert 300 usagers à Brazzaville et Pointe-Noire (avec un transformateur de 630 kVA) et 150 usagers dans les autres localités (avec un transformateur de 250 kVA), le montant des investissements de distribution dans les localités est estimé à 724,21 Milliards de francs CFA et 243,87 Milliards de francs CFA pour les lignes HTA d'alimentation des localités (à partir du réseau existant).

Pour couvrir la demande supplémentaire des localités qui s'élève à **2.503 MW**, il est nécessaire de réaliser les investissements de production pour une capacité installée d'au moins 2.953 MW (2.503+170+75+150+75 +pertes transport) avec des sources d'énergies renouvelables (hydroélectricité, solaire, biomasse, etc.). En mettant la priorité sur les sources qui peuvent entrer en exploitation avant 2030, la proposition suivante est faite :

- Microcentrales hydroélectriques : **98,75 MW** pour 322,40 milliards FCFA ;
- Hydroliennes : **10,51 MW** pour 21,91 milliards FCFA ;
- Centrales solaires photovoltaïques : **89,5 MW** pour 190,83 milliards FCFA ;
- Le reste, soit **2.754 MW**, doit être couvert par l'expansion des centrales électriques à gaz (470 MW à la CECM), la réhabilitation des centrales hydroélectriques (remise en état de 2 turbines à Imboulou pour 60 MW et 1 turbine à Liouesso pour 6,64 MW) et la construction de nouvelles centrales d'énergie renouvelables (hydroélectricité, solaire, biomasse, etc.) pour une capacité installée d'au moins **2.218 MW**.

Le développement des centrales électriques à gaz permettra de couvrir la demande dans les délais requis, mais le thermique gaz n'est pas une énergie renouvelable. On pourrait regarder du côté de centrales solaires photovoltaïques pour couvrir cette demande dans les délais requis.

Les sites hydroélectriques à développer en 2030 ou après sont : Sounda (800 MW), Mbandza Ndounga (630 MW), Moanga Mapita (210 MW), Mourala (101 MW), Kitéké (510 MW), Moulimba (100 MW) et Nyanga (230 MW), soit une capacité totale de 2.586 MW et un coût des investissements de **3.851 Milliards de francs CFA.** 4 775 937

Le montant total des investissements de production est de **4.775,937 Milliards de francs CFA.**

Réhabilitation et développement des sources de production

	Valeur	Unité	Coûts estimés (MFCFA)
Expansion de la CEC (TG4 + CC complet de la centrale)	470	MW	440 000
Réhabilitation de la CHE d'Imboulou	60	MW	12 000
Réhabilitation de la CHE de Liouesso	6,6	MW	1 285
CHE de Djoué	18	MW	41 000
Sous-total 1	555	MW	494 285
Développement des nouvelles sources de production			
MCHE de Mbama	8,4	MW	18 500
MCHE de Etoumbi	5,7	MW	13 100
MCHE de Souanké	13,0	MW	27 700
MCHE de Bérandzokou	2,17	MW	6 040
MCHE de Macao	4,89	MW	11 480
MCHE de Itsibou	1,50	MW	4 700
MCHE de Léabama	28,00	MW	57 700
MCHE de Foula	0,80	MW	3 200
MCHE de Dimani	23,20	MW	48 100
MCHE de Kimbanda	4,09	MW	11 484
MCHE de Mambouana	5,00	MW	11 700
Hydroliennes	10,51	MW	26 116
Centrales solaires photovoltaïques	89,50	MW	190 832
Sous-total 2	196,76		430 652
Sous-total réalisable d'ici 2030	751,36	MW	924 937

Autres centrales hydroélectriques

	Valeur	Unité	Coûts estimés (MFCFA)
Barrages en dérivation			
CHE de Kitéké	515	MW	622 000

CHE de Mbandza Ndounga	630	MW	760 000
Sous-total 1	1 145		1 382 000
Barrages classiques ou chutes			
CHE de Sounda	800	MW	1 364 000
CHE de Mourala	101	MW	175 000
CHE de Moanga Mapita	210	MW	361 000
CHE de Nyanga	230	MW	395 000
CHE de Moulimba	100	MW	174 000
Sous-total 2	1 441		2 469 000
Sous-total hydro d'ici 2035	2 586	MW	3 851 000
TOTAL GENERAL	3 337	MW	4 775 937

Si la maintenance et l'expansion de la CECM, le développement des microcentrales hydroélectriques, des hydroliennes et des centrales solaires photovoltaïques interviendront avant 2030, la mise en exploitation des centrales hydroélectriques de moyenne et grande puissance interviendra en 2033 si les études démarrent en 2026.

Pour évacuer vers les centres de consommation la puissance fournie par les centrales de production, il sera nécessaire de réhabiliter et/ou renforcer le réseau de transport existant et de construire un nouveau réseau de transport, tels :

Désignation	Coûts estimés (MFCFA)
Réhabilitation des infrastructures du réseau national de transport 220 kV et 110 kV	61 748
Réhabilitation de la ligne 110 kV Moukoulou - Mindouli (93,6 km)	14 359
Construction ligne 220 kV CEC - Mboundi (60 km)	7 704
Construction des postes CEC et Mboundi (4 travées lignes)	2 620
Construction ligne 400 kV Pointe-Noire – Brazzaville - Kinshasa (480 km)	92 448
Construction des postes THT/HT/HTA entre Pointe-Noire et Brazzaville	20 572
Construction ligne 400 kV Pointe-Noire - Cabinda (67 km)	12 904
Construction ligne 110 kV Mindouli - Kindamba (60 km) et postes associés	12 554
Construction ligne THT Mongo Kamba 2 - SNBI (10 km) et postes associés	7 724
Construction des postes Pointe-Noire (SNBI) et Cabinda (Landana)	10 286
Ceinture 220 kV de Brazzaville (lignes et postes - 50 km)	16 706

Ceinture 220 kV de Pointe-Noire (lignes et postes - 75 km)	19 916
Construction ligne 220 kV Loudima - Sibiti - Komono - Léfoutou - Zanaga - Djambala (160 km)	33 384
Construction des postes Loudima, Sibiti, Komono, Léfoutou et Djambala	16 739
Construction ligne 220 kV Loudima - Makabana - Mossendjo - Mayoko - Mbinda (240 km)	30 816
Construction des postes Loudima, Makabana, Mossendjo, Mayoko et Mbinda	21 227
Construction ligne 220 kV Owando - Makoua - Ketta - Ouessou (300 km)	57 780
Construction des postes Owando, Makoua, Ketta et Ouessou	11 597
Construction ligne 220 kV Ouessou - Sembé - Souanké (260 km)	50 076
Construction des postes Ouessou, Sembé et Souanké	10 941
Nouvelles lignes issues des centrales pour l'évacuation de l'énergie produite	44 940
TOTAL RESEAU DE TRANSPORT	557 041

Le montant total des investissements de production, de transport et de distribution est de 6.301,113 Milliards de francs CFA.

Alimentation des industriels et exportation d'électricité

Il s'impose de toute évidence la nécessité de prendre en compte la demande de la zone économique spéciale de Pointe-Noire (ZES), de la zone industrielle de Maloukou, du Port autonome de Pointe-Noire (PAPN) et des zones minières, estimée à **805 MW**, ainsi qu'une exportation de **200 MW** vers Kinshasa et Cabinda.

Charges supplémentaires des industriels (Horizon 2030)

Désignation	Puissance	Unité
Luyuan des Mines Congo	100	MW
Kanga Potash	25	MW
PICP – ZES + ZIM	200	MW
Sintoukola Potash	25	MW
MPD	145	MW
ULSAN Mining	50	MW
SAPRO Mayoko	50	MW
PAPN	60	MW
Miniers de la Sangha	150	MW
TOTAL Industriels	805	MW

La demande supplémentaire totale atteindra **3.508 MW** à l'horizon 2030.

Demande supplémentaire des localités	2 503	MW
Demande des industriels	805	MW
Exportation	200	MW
TOTAL (Demande 2030)	3 508	MW

Pour couvrir la demande totale de 3.508 MW, il est préconisé de réaliser :

- l'expansion de la centrale électrique à gaz de Côte Matève pour 470 MW ;
- la réhabilitation des centrales hydroélectriques du Djoué (18 MW), de Moukoulou, d'Imboulou (+60 MW) et de Liouesso (6,6 MW) pour retrouver leur production nominale ;
- le développement des microcentrales hydroélectriques en commençant par celles qui disposent des études ;
- la construction de dix-huit (18) hydroliennes ;
- la construction des centrales hydroélectriques de moyenne et grande puissance.

Investissements nécessaires pour l'augmentation de la production de l'électricité

Réhabilitation et développement des sources de production	Valeur	Unité	Coûts estimés (MFCFA)
Expansion de la CEC (TG4 + CC complet de la centrale)	470	MW	440 000
Réhabilitation de la CHE d'Imboulou	60	MW	12 000
Réhabilitation de la CHE de Liouesso	6,6	MW	1 285
CHE de Djoué	18	MW	41 000
MCHE de Mbama	8,4	MW	18 500
MCHE de Etoumbi	5,7	MW	13 100
MCHE de Souanké	13,0	MW	27 700
MCHE de Bérandzokou	2,17	MW	6 040
MCHE de Macao	4,89	MW	11 480
MCHE de Itsibou	1,50	MW	4 700
MCHE de Léabama	28,00	MW	57 700
MCHE de Foula	0,80	MW	3 200
MCHE de Dimani	23,20	MW	48 100
MCHE de Kimbanda	4,09	MW	11 484
MCHE de Mambouana	5,00	MW	11 700

Hydroliennes	10,51	MW	26 116
Centrales solaires photovoltaïques	89,50	MW	190 832
Sous-total réalisable d'ici 2030	751,36	MW	924 937
Autres centrales hydroélectriques	Valeur	Unité	Coûts estimés (MFCFA)
Barrages en dérivation			
CHE de Kitéké (estimation)	515	MW	622 000
CHE de Mbandza Ndounga (estimation)	630	MW	760 000
CHE de Linzolo (estimation)	555	MW	670 000
Sous-total 1			2 052 000
Barrages classiques ou chutes			
CHE de Sounda (Etudes disponibles)	800	MW	1 364 000
CHE de Mourala (Etudes disponibles)	101	MW	175 000
CHE de Moanga Mapita (estimation)	210	MW	361 000
CHE de Mpoukou (estimation)	180	MW	310 000
CHE de Ibabanga 2 (estimation)	220	MW	378 000
CHE de Nyanga (estimation)	230	MW	395 000
CHE de Moulimba (estimation)	100	MW	174 000
Sous-total 2			3 157 000
Sous-total hydro réalisable en 2030 ou après	3 541	MW	5 208 000
TOTAL GENERAL	4 292	MW	6 133 937

Tableau récapitulatif des sources de production nécessaires pour couvrir la demande totale

En prenant en compte l'alimentation des industriels et l'exportation de l'électricité, le montant des investissements pour l'expansion du parc de production est de 6.133,937 Milliards de francs CFA, y compris les postes élévateurs, non compris la centrale hydroélectrique de Chollet dédiée à l'alimentation de la Zone minière de la Sangha.

Les investissements pour le développement du réseau de transport se présentent ainsi qu'il suit :

Investissements nécessaires pour le réseau de transport

Désignation	Coûts estimés (MFCFA)
Réhabilitation des infrastructures du réseau national de transport 220 kV et 110 kV	61 748
Réhabilitation de la ligne 110 kV Moukoulou - Mindouli (93,6 km)	14 359
Construction ligne 220 kV CEC - Mboundi (60 km)	7 704
Construction des postes CEC et Mboundi (4 travées lignes)	2 620
Construction ligne 220 kV MGK2 - ZES (14 km)	1 798
Construction ligne 220 kV Mboundi - LMC (35 km)	4 494
Construction postes MGK2, ZES et LMC	11 596
Construction ligne 220 kV LMC - ZES (35 km)	3 852
Construction postes LMC et ZES (Extension des travées lignes)	1 310
Construction ligne 400 kV Pointe-Noire - Brazzaville (480 km)	92 448
Construction des postes THT/HT/HTA entre Pointe-Noire et Brazzaville	20 572
Construction ligne 400 kV Pointe-Noire - Cabinda (67 km)	12 904
Construction ligne 110 kV Mindouli - Kindamba (60 km) et postes associés	12 554
Construction ligne THT Mongo Kamba 2 - SNBI (10 km) et postes associés	7 724
Construction des postes Pointe-Noire (SNBI) et Cabinda (Landana)	10 286
Ceinture 220 kV de Brazzaville (lignes et postes - 50 km)	16 706
Ceinture 220 kV de Pointe-Noire (lignes et postes - 75 km)	19 916
Construction ligne 220 kV Loudima - Sibiti - Komono - Léfoutou - Zanaga - Djambala (160 km)	33 384
Construction des postes Loudima, Sibiti, Komono, Léfoutou et Djambala	16 739
Construction ligne 220 kV Loudima - Makabana - Mossendjo - Mayoko - Mbinda (240 km)	30 816
Construction des postes Loudima, Makabana, Mossendjo, Mayoko et Mbinda	21 227
Construction ligne 220 kV Owando - Makoua - Ketta - Ouessou (300 km)	57 780
Construction des postes Owando, Makoua, Ketta et Ouessou	11 597
Construction ligne 220 kV Ouessou - Sembé - Souanké (260 km)	50 076
Construction des postes Ouessou, Sembé et Souanké	10 941

Nouvelles lignes issues des centrales pour l'évacuation de l'énergie produite	64 200
TOTAL RESEAU DE TRANSPORT	599 351

Le montant total des investissements de production, transport et distribution est de 7.701,363 Milliards de francs CFA.

Tableau synthèse des investissements nécessaires

Désignation	Années		
	2 024	2 030	
Population totale	6 524 940	7 791 118	
Nombre total de ménages	1 561 491	1 898 549	
Nombre de localités urbaines	60	60	
Nombre de localités rurales	3 348	3 348	3 348
Nombres de polices BT actives	494 313		
Nombre de localités de plus de 1.000 habitants	301	374	
* Population concernée	5 752 020	6 947 114	
* Nombre total de ménages concernés	1 393 495	1 680 500	
* Population urbaine	5 168 666	6 171 657	
* Nombre de localités urbaines	60	60	
* Nombre de ménages urbains	1 270 331	1 516 841	
* Population rurale	583 354	775 457	
* Nombre de localités rurales	241	314	
* Nombre de ménages ruraux	123 165	163 659	
Pacte National Energétique (Horizon 2030)		2 030	
		Localités	Localités et industriels
Objectif de l'accès à l'électricité			
* Milieu urbain		90%	

* Milieu rural	50%	
Nombre de branchements à réaliser (2025 - 2030)	952 673	
* Consommation supplémentaire attendue (MW)	2 508	3 506
* Capacité de production supplémentaire à installer (MW)	3 103	4 151
* Investissements réseaux de distribution (MFCFA)	724 206	724 206
* Investissements réseaux HTA d'alimentation des localités (MFCFA)	243 869	243 869
* Investissements réseaux de transport (MFCFA)	557 101	599 351
* Investissements pour expansion production (MFCFA)	4 775 937	6 133 937
Sous-total Investissements PNE (MFCFA)	6 301 113	7 701 363

Investissements annuels

	Années				
	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030
Montants annuels (MFCFA)	1 540 273	1 540 273	1 540 273	1 540 273	1 540 273

PRIORISATION DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION

N°	Réhabilitation et développement des sources de production	Valeur	Unité	Coûts estimés
				(MFCFA)
1	Expansion de la CEC (TG4 + CC complet de la centrale)	470	MW	440 000
2	Réhabilitation de la CHE d'Imboulou	60	MW	12 000
3	Réhabilitation de la CHE de Liouesso	6,6	MW	1 285
4	CHE de Djoué	18	MW	41 000
	Sous-total 1	555	MW	494 285
	Développement des nouvelles sources de production			
5	CHE de Mbandza Ndounga	630	MW	760 000
6	MCHE de Mbama	8,4	MW	18 500
7	MCHE de Etoumbi	5,7	MW	13 100

8	MCHE de Souanké	13,0	MW	27 700
9	MCHE de Bérandzokou	2,17	MW	6 040
10	MCHE de Macao	4,89	MW	11 480
11	MCHE de Itsibou	1,50	MW	4 700
12	MCHE de Lébama	28,00	MW	57 700
13	MCHE de Foula	0,80	MW	3 200
14	MCHE de Dimani	23,20	MW	48 100
15	MCHE de Kimbanda	4,09	MW	11 484
16	MCHE de Mambouana	5,00	MW	11 700
17	Hydroliennes	10,51	MW	26 116
18	Centrales solaires photovoltaïques	89,50	MW	190 832
	Sous-total 2	826,76		1 190 652
	Autres centrales hydroélectriques	Valeur	Unité	Coût (MFCFA)
19	CHE de Sounda	800	MW	1 364 000
20	CHE de Mourala	101	MW	175 000
21	CHE de Kitéké	515	MW	622 000
22	CHE de Moanga Mapita	210	MW	361 000
23	CHE de Nyanga	230	MW	395 000
24	CHE de Moulimba	100	MW	174 000
	Sous-total 3	1 956		3 091 000
	TOTAL GENERAL	3 337	MW	4 775 938

LET'S CONNECT
300M PEOPLE
IN AFRICA TO
ENERGY BY
2030

MISSION300
#PoweringAfrica

