



NOTE STRATÉGIQUE

VERS LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE SOUS-RÉGIONALE

*Intégration systémique · Développeurs locaux · Souveraineté collective · Rôle
de la BDEAC*

Cette note examine une question centrale : comment l'Afrique centrale peut-elle construire une véritable souveraineté énergétique sous-régionale ? Elle articule sa réponse autour de quatre conditions interdépendantes, l'intégration des systèmes électriques, l'émergence d'acteurs locaux compétents, l'ancrage dans une vision d'intégration économique régionale, et le rôle pivot des institutions financières sous-régionales.

Juin 2026

INTRODUCTION : UN PARADOXE QUI APPELLE UNE RÉPONSE STRUCTURELLE

L'Afrique centrale est un continent énergétique. Le Bassin du Congo recèle un potentiel hydroélectrique estimé à près de 600 GW, dont moins de 3% sont exploités. Les réserves gazières du Cameroun, de la Guinée Équatoriale, du Congo et du Gabon offrent un combustible abondant pour des centrales thermiques. L'ensoleillement de la sous-région place ses territoires parmi les zones à plus fort rendement solaire photovoltaïque du continent.

Et pourtant, l'accès à l'électricité y présente des disparités qui résument à elles seules l'ampleur du défi. Le Gabon atteint un taux d'accès de l'ordre de 92%, tandis que le Tchad plafonne à 11% et la République Centrafricaine à 16%. Le Cameroun, première économie de la zone et acteur clé du mix énergétique sous-régional avec près de 48% des capacités installées de la CEMAC, affiche environ 65 à 68% d'accès, chiffre qui masque des déficits criants dans les zones rurales et périurbaines et une qualité de service insuffisante pour les usages industriels. Le Congo oscille autour de 50%.

Ces chiffres ne racontent pas une histoire de ressources insuffisantes. Ils racontent une histoire de fragmentation, des réseaux nationaux qui ne communiquent pas entre eux, des projets construits en silo, des compétences locales non développées, et des institutions financières sous-régionales qui n'ont pas encore exercé le rôle que leur mandat et leur taille leur permettraient de jouer.

Comment l'Afrique centrale peut-elle construire une véritable souveraineté énergétique sous-régionale ?

Cette question mérite une réponse qui dépasse la simple liste des projets à financer. La souveraineté énergétique est un état systémique, elle ne se décrète pas à travers un accord de concession, ne se construit pas centrale par centrale, et ne se mesure pas en mégawatts installés. Elle suppose quatre conditions interdépendantes, que cette note examine successivement : l'intégration des systèmes électriques au niveau sous-régional, l'existence d'acteurs locaux capables de porter et d'exploiter des projets dans la durée, l'ancrage de la politique énergétique dans une vision d'intégration économique régionale, et la mobilisation des instruments financiers sous-régionaux à la hauteur des enjeux.

I. PREMIÈRE CONDITION : PENSER EN SYSTÈME, PAS EN PROJETS

La première confusion à dissiper est celle entre la production d'électricité et la souveraineté énergétique. Construire une centrale, même de grande capacité, ne garantit pas la souveraineté si cette centrale fonctionne en isolation du reste du système. La souveraineté énergétique est une propriété du système, pas d'un actif. Et pour comprendre pourquoi la sous-région en est encore loin, il faut regarder les trois niveaux auxquels cette logique de silo se reproduit, du plus petit au plus grand.

Trois niveaux d'isolement, une même logique

Le premier niveau est celui de l'IPP industriel captif. Un opérateur portuaire, une cimenterie, une zone économique spéciale qui ne peuvent pas attendre que le réseau national se restructure construisent leur propre source d'approvisionnement. C'est une réponse rationnelle à une défaillance systémique, et dans la mesure où cet IPP est bien conçu, il peut constituer une brique utile : il crée un offtaker crédible avec un historique de consommation documenté, un profil de risque mesurable, une capacité de paiement établie. En ce sens, un IPP industriel captif correctement structuré peut préparer le terrain à une intégration future au réseau national.

Mais au-delà de l'argument de souveraineté, il existe une raison purement économique et financière pour laquelle tout grand système captif doit prévoir dès sa conception une connexion au réseau national. Un IPP opérant en circuit fermé, sans accès au réseau, expose son modèle économique à deux risques symétriques qui fragilisent structurellement sa rentabilité. Le premier est le risque de baisse de la demande captive : si un client majeur réduit son activité, ferme un site ou améliore son efficacité énergétique, le producteur se retrouve avec une capacité installée excédentaire dont il supporte les coûts fixes sans pouvoir écouler la production ailleurs. Sans réseau de secours, cet excédent est de l'énergie perdue et de la dette non couverte. Le second est le risque de pic de demande : un système captif dimensionné pour la demande moyenne doit être surdimensionné pour absorber les pointes, ce qui alourdit l'investissement initial et dégrade le tarif moyen. Avec un accès au réseau, ces pointes peuvent être absorbées par un apport extérieur, permettant de dimensionner l'IPP de façon optimale.

L'interconnexion au réseau joue ainsi le rôle d'une assurance économique à double sens : elle permet au producteur captif d'écouler ses excédents en cas de baisse de la demande de ses clients, et de compléter sa production en cas de pointe au-delà de sa capacité installée. Ce mécanisme de stabilisation du modèle économique n'est pas un luxe technique, c'est une condition de bancabilité. Les prêteurs qui financent un IPP de grande taille sans interconnexion au réseau assument un risque de concentration que les analystes crédit des institutions les plus exigeantes refuseront d'ignorer. Intégrer l'option de connexion au réseau dès la conception du projet, c'est donc aussi améliorer ses conditions de financement.

Le deuxième niveau est celui du réseau national lui-même. Et c'est là que le paradoxe devient structurel : les systèmes électriques nationaux de la zone CEMAC fonctionnent, à leur propre échelle, exactement comme des IPP captifs. Chaque pays produit pour son seul périmètre, sans interconnexion avec ses voisins, sans mécanisme d'optimisation régionale, sans mutualisation des risques. Le Cameroun, avec environ 48% des capacités installées de la sous-région, gère son mix hydraulique-thermique sans pouvoir exporter vers le Tchad ses excédents de saison des pluies, ni importer du gaz gabonais pour sécuriser ses pointes de consommation. La Guinée Équatoriale dispose d'une ressource gazière abondante sans pouvoir l'injecter dans un réseau régional. Ce n'est pas un problème de ressources, c'est un problème de connexion.

Le troisième niveau est précisément celui qui manque : le réseau sous-régional interconnecté. À cette échelle, les complémentarités entre pays deviendraient des leviers d'efficacité, le potentiel hydraulique camerounais et congolais, saisonnier mais abondant, complète naturellement la production gazière pilotable de la Guinée Équatoriale et du Gabon. Un mécanisme d'échanges transfrontaliers permettrait à chaque pays de réduire ses réserves tournantes, d'abaisser ses coûts marginaux de production et de sécuriser son approvisionnement en cas de défaillance localisée. C'est ce que le Southern African Power Pool (SAPP) a réalisé en Afrique australe depuis 1995, générant plus de 7 000 GWh d'échanges annuels entre 12 pays membres.

La progression vers la souveraineté énergétique sous-régionale est donc une progression à trois niveaux : IPP industriel captif → réseau national → réseau sous-régional interconnecté. Chaque niveau devrait être conçu comme une étape vers le suivant, pas comme une finalité. Un IPP industriel bien structuré prépare l'intégration au réseau national. Un réseau national bien géré prépare l'intégration régionale. C'est cette logique de progression que les politiques sectorielles, les contrats de concession et les instruments de financement devraient refléter, et qu'ils ne reflètent presque jamais aujourd'hui.

Pourquoi la progression ne se fait pas spontanément

Si cette progression est logique, pourquoi ne se produit-elle pas naturellement ? Parce que chaque niveau génère des intérêts acquis qui résistent au passage au niveau suivant. L'opérateur d'un IPP captif n'a aucune incitation économique à faciliter le raccordement de ses clients au réseau national si ce raccordement réduit sa rente. L'État qui a construit un système national isolé n'a pas nécessairement intérêt à ouvrir ses frontières à des échanges qui pourraient fragiliser ses propres producteurs. Et les prêteurs qui ont financé des actifs captifs ne veulent pas que la valeur de leur collatéral soit diluée par une intégration régionale qu'ils n'ont pas anticipée.

Ces résistances ne sont pas irrationnelles, elles sont le reflet d'une structuration des projets et des contrats qui n'a pas anticipé la progression. Un IPP industriel dont le contrat ne prévoit pas de clause de raccordement futur, une centrale nationale dont les standards techniques sont incompatibles avec les niveaux de tension des pays voisins, un réseau financé sur la base de tarifs nationaux sans convergence régionale prévue : autant d'actifs qui deviennent des obstacles à la souveraineté collective qu'ils auraient pu construire. C'est précisément à ce stade, la conception initiale du projet, que l'expertise en ingénierie systémique et en structuration contractuelle fait la différence entre une brique et un obstacle.

Ce que l'intégration régionale permettrait concrètement

Le Pool Énergétique de l'Afrique Centrale (PEAC) existe depuis 2003. Vingt ans plus tard, aucune interconnexion transfrontalière structurante n'est opérationnelle dans la zone CEMAC. Le diagnostic est connu : absence de cadre réglementaire harmonisé sur les tarifs et les conditions d'accès aux réseaux, déficit d'infrastructures physiques d'interconnexion haute tension, et marchés électriques nationaux trop peu structurés pour que des échanges transfrontaliers fluides soient possibles.

Ces obstacles sont réels mais pas insurmontables, ils sont politiques autant que techniques. Le compact énergétique signé par le Cameroun avec la Banque mondiale en 2025, qui inclut explicitement l'objectif d'interconnexion avec le Tchad, le Nigéria, le Congo et le Gabon à l'horizon 2028-2030, constitue un signal encourageant. Il illustre aussi l'enjeu : quand le Cameroun s'engage à interconnecter son réseau avec celui du Tchad, ce n'est pas seulement un projet d'infrastructure électrique, c'est un acte d'intégration économique régionale qui

bénéficiera à l'ensemble du corridor Douala-N'Djamena, dont les coûts logistiques sont aujourd'hui plombés par l'instabilité énergétique aux deux extrémités. Un signal isolé, cependant, ne remplace pas une vision sous-régionale coordonnée.

Vers un marché sous-régional de l'électricité

L'interconnexion physique des réseaux est une condition nécessaire mais pas suffisante. Ce qui transforme une infrastructure d'interconnexion en véritable vecteur de souveraineté économique, c'est l'émergence d'un marché de l'électricité à l'échelle sous-régionale. Un marché où des producteurs de différents pays peuvent vendre leur énergie à des acheteurs d'autres pays, où des prix de référence se forment de façon transparente et où les signaux économiques orientent les décisions d'investissement vers les solutions les plus efficaces.

La différence entre une interconnexion et un marché est celle qui sépare l'infrastructure de l'écosystème. Des pays peuvent être physiquement connectés par des lignes haute tension et continuer à gérer leurs échanges par des accords bilatéraux opaques, sans formation de prix, sans compétition et sans signal d'investissement. C'est précisément la situation de la plupart des interconnexions existantes en Afrique. Un marché de l'électricité, même dans sa forme la plus simple, introduit une dimension radicalement différente : la transparence des prix, l'incitation à produire de façon efficiente et la possibilité pour de nouveaux acteurs d'entrer dans le jeu.

Le Southern African Power Pool (SAPP) a mis en place dès 2009 un marché spot de l'électricité entre ses membres. Ce marché, même imparfait, a produit des effets documentés : réduction des coûts de production grâce à l'optimisation du dispatch régional, émergence de nouveaux acteurs commerciaux spécialisés dans le négoce d'énergie et signal de prix qui a orienté plusieurs décisions d'investissement dans la production renouvelable. L'Afrique centrale dispose du même potentiel, sans avoir encore créé les conditions institutionnelles pour le réaliser.

Les opportunités économiques d'un marché intégré

Un marché sous-régional de l'électricité ne serait pas seulement un mécanisme d'optimisation technique. Ce serait un écosystème économique générateur d'activités nouvelles. Des sociétés de négoce d'énergie pourraient émerger, spécialisées dans l'arbitrage entre zones de prix différents. Des opérateurs de

marché locaux développeraient les outils de formation des prix et de règlement des transactions. Des cabinets d'analyse et de conseil en stratégie énergétique trouveraient une demande nouvelle de la part de producteurs et d'acheteurs cherchant à optimiser leurs positions. Des produits financiers de couverture contre la volatilité des prix de l'énergie pourraient être structurés par les institutions financières locales.

Ces activités, inexistantes aujourd'hui dans la sous-région, représentent précisément le type de services à haute valeur ajoutée que les économies de la CEMAC cherchent à développer pour diversifier leurs bases économiques. Elles ne requièrent pas d'infrastructure physique lourde. Elles requièrent de la compétence, de la régulation et un marché suffisamment liquide pour être viables. Un marché sous-régional de l'électricité bien conçu fournirait les trois.

Il faut être lucide sur le calendrier. Un tel marché ne peut pas exister sans interconnexions physiques suffisantes, sans harmonisation réglementaire minimale et sans opérateurs de réseau capables de gérer des flux transfrontaliers en temps réel. C'est un horizon à dix ans, pas à deux. Mais c'est précisément parce que l'horizon est long qu'il faut commencer à le construire maintenant, en intégrant la logique de marché dans chaque décision d'interconnexion et dans chaque réforme sectorielle engagée aujourd'hui.

II. DEUXIÈME CONDITION : DES ACTEURS LOCAUX QUI MAÎTRISENT VRAIMENT

La deuxième confusion à dissiper est celle entre la participation locale et la maîtrise locale. Un développeur national qui détient 30% d'une SPV dont l'opérateur, le prêteur principal et le fournisseur d'équipements sont tous étrangers n'est pas un acteur souverain, il est un partenaire minoritaire dans un projet dont il ne contrôle pas les paramètres essentiels.

L'état de l'écosystème : une réalité sans complaisance

Le paysage des développeurs privés d'énergie en Afrique centrale est aujourd'hui structurellement dominé par des acteurs extérieurs. Les acteurs locaux, quand ils existent, occupent des rôles de facilitation, connaissance du terrain, relations institutionnelles, portage des dossiers réglementaires, mais rarement des fonctions de développement et de structuration financière à part entière. La maîtrise d'ouvrage effective reste concentrée hors de la sous-région.

Cette configuration n'est pas le fruit de la malveillance de qui que ce soit. Elle reflète un écosystème qui n'a pas encore été construit : pas de track record opérationnel sur des projets complexes, pas d'accès aux lignes de financement longues pour porter de l'equity, pas de compétences internes suffisantes en ingénierie de structuration financière de projets, pas de relations établies avec les prêteurs multilatéraux qui conditionnent une grande partie des financements disponibles. Et souvent, pas de conseil spécialisé capable d'accompagner la maturation d'un dossier jusqu'au stade de la bancabilité effective.

La sous-région dispose de plusieurs projets hydroélectriques et gaziers en cours de développement dont les capacités se situent entre 200 et 600 MW. Ces projets illustrent à la fois le potentiel de la zone et ses défis structurels. C'est précisément au stade charnière entre les études préliminaires et le bouclage financier que la qualité de la structuration est déterminante, et que le manque de compétences locales en ingénierie financière se fait le plus sentir. Un projet peut être techniquement solide et rester non bancable faute d'une structuration rigoureuse, indépendante, et ancrée dans une analyse de la demande réelle plutôt que dans un dimensionnement prédéfini.

Les gaps qui comptent vraiment

Tous les déficits ne sont pas équivalents. Certains sont corrigeables rapidement par la formation et l'accompagnement. D'autres sont structurels et requièrent des politiques délibérées sur une décennie.

Dimension	Ce qui manque concrètement	Ce qu'il faudrait
Structuration financière de projet	Capacité à modéliser un projet finance bancable, à structurer les tours de table, à négocier les conditions avec les DFI et les banques locales	Advisory spécialisé local en financement de projets ; formation des équipes des SPV
Analyse de la demande et du foisonnement	Études de charge rigoureuses intégrant les facteurs de coïncidence réels, condition pourtant déterminante pour le dimensionnement et la viabilité tarifaire	Bureaux d'ingénierie compétents en études de marché électrique ; méthodes standardisées

Dimension	Ce qui manque concrètement	Ce qu'il faudrait
Track record opérationnel	Aucun projet de référence en exploitation sur 10+ ans permettant d'accéder aux prêteurs institutionnels sans partenaire garant	Projets pilotes de taille intermédiaire (10-50 MW) avec partenaires expérimentés
Portage equity	Bilans insuffisants pour mobiliser l'equity requis sur des projets de 100 milliards FCFA et plus	Fonds de co-investissement dédiés, instruments de quasi-equity sous-régionaux
Maîtrise O&M long terme	Aucune expérience d'exploitation commerciale d'actifs de grande taille sur 20-25 ans en mode BOT	Partenariats O&M contractuels avec transfert progressif et mesurable des responsabilités
Relations avec les multilatéraux	Inconnus des DFI en tant que maîtres d'ouvrage ; pas de rating, pas de dossier de référence	Programmes de capacity building ciblés sur les développeurs locaux (BAD, IFC, Banque mondiale)

Ce que « contenu local » devrait réellement signifier

Les exigences de contenu local dans les concessions PPP telles qu'elles sont généralement formulées constituent un minimum formel qui ne construit pas d'écosystème. Les quotas de main d'oeuvre locale mesurent des emplois créés, pas des compétences transférées. La sous-traitance de certains lots confie des tâches d'exécution sans partager la maîtrise d'ouvrage. La participation minoritaire obligatoire aligne les intérêts financiers sans transférer les leviers de décision. Ces mécanismes répondent à une logique de conformité, pas à une logique de souveraineté.

Un contenu local souverain devrait être pensé en quatre niveaux distincts qui s'emboîtent et se renforcent mutuellement, du plus visible au plus structurant.

Le contenu industriel

C'est la dimension la plus tangible et la plus immédiatement mesurable. Elle suppose d'aller au-delà de la main d'oeuvre non qualifiée pour imposer une proportion croissante de composants et de matériaux fabriqués localement dans les projets d'infrastructure énergétique. Les cahiers des charges des appels d'offres devraient exiger que les câbles de distribution soient sourcés auprès d'unités de câblerie locales lorsqu'elles existent, que les ouvrages de génie civil utilisent des matériaux produits dans la sous-région, et que les équipements de moindre complexité, tels que les armoires de protection et les postes de transformation de faible puissance, soient progressivement assemblés

localement. Ce n'est pas du protectionnisme naïf ; c'est la création délibérée d'un marché captif qui rend viables des investissements industriels locaux lesquels ne pourraient pas émerger autrement.

Le contenu en services

Les services aux projets énergétiques constituent un marché considérable et largement externalisé vers des prestataires étrangers : ingénierie de conception, supervision des travaux, gestion de projet, contrôle qualité, assistance technique à la mise en service. Ces missions sont souvent confiées à des bureaux d'études internationaux non par manque de compétences locales, mais par habitude contractuelle et par accès facilité des financeurs à leurs propres réseaux de prestataires. Imposer des pourcentages minimaux de services réalisés par des entités enregistrées dans la sous-région, avec des mécanismes de vérification réels, créerait une demande structurelle pour le développement de bureaux d'ingénierie et de cabinets d'advisory locaux capables de monter en gamme sur des projets successifs.

Le contenu financier

Trop rarement évoquée dans les discussions sur le contenu local, la dimension financière est pourtant l'une des plus stratégiques. Qui assure le projet pendant la construction et l'exploitation ? Qui fournit les instruments de couverture de change ? Qui offre les services bancaires à la SPV ? Ces marchés captifs sont massivement servis par des institutions étrangères, alors que les assureurs, les banques et les sociétés de gestion locaux disposent des capacités de base pour y participer. Imposer des exigences de contenu financier local, en réservant une fraction des services d'assurance et de banque aux institutions régionales, permettrait de développer leur expertise sur des projets complexes tout en maintenant la valeur ajoutée dans la sous-région.

Le contenu en développement et en ingénierie de projet

C'est le niveau le plus structurant et le plus difficile à atteindre rapidement. La maîtrise d'ouvrage effective d'un projet d'infrastructure énergétique, c'est-à-dire la capacité à le concevoir, à le structurer financièrement, à négocier les contrats et à en piloter l'exécution sans dépendance critique vis-à-vis d'un partenaire international, est la forme la plus haute du contenu local. Elle se construit sur une décennie, par accumulation de compétences sur des projets successifs. Elle suppose des clauses contractuelles exigeantes, des programmes de formation ciblés et, surtout, la volonté de faire confiance à des acteurs locaux même quand

des partenaires internationaux semblent offrir une solution plus rapide à court terme.

Ces quatre niveaux ne sont pas alternatifs : ils sont complémentaires et doivent être poursuivis simultanément. Mesurer le contenu local uniquement en emplois directs créés revient à regarder la partie la moins stratégique de l'iceberg. La valeur ajoutée réelle, celle qui reste dans l'économie sous-régionale et qui construit sa capacité future, est dans les services, le financement et la maîtrise d'ouvrage. C'est là que réside l'enjeu de souveraineté.

III. TROISIÈME CONDITION : L'ÉNERGIE AU SERVICE DE L'INTÉGRATION ÉCONOMIQUE

La troisième confusion à dissiper est de traiter l'énergie comme une fin en soi, alors qu'elle est un moyen. Le but n'est pas de produire de l'électricité, le but est de créer les conditions d'une économie sous-régionale compétitive, capable d'attirer des investissements industriels, de transformer ses matières premières localement et de réduire sa dépendance aux exportations brutes.

L'énergie comme infrastructure de souveraineté collective

Les ambitions d'intégration économique de la CEMAC, libre circulation, union douanière, diversification des économies, restent largement théoriques en l'absence d'infrastructures physiques communes. L'énergie est l'une de ces infrastructures fondamentales, au même titre que les corridors routiers ou les connexions ferroviaires.

Prenons l'exemple du corridor Douala-N'Djamena. Le Tchad, enclavé, dépend du port de Douala pour la quasi-totalité de ses importations et exportations. Les délestages dans la zone industriel-portuaire de Douala-Bonabéri renchérissent les coûts logistiques de l'ensemble du corridor, ce ne sont pas seulement des coûts camerounais. Un système énergétique fiable dans cette zone n'est donc pas un projet strictement national : c'est une infrastructure de compétitivité régionale dont les bénéfices débordent largement les frontières. La valeur économique de ce type de projet, correctement mesurée, est bien supérieure à ce que reflète un simple calcul de rentabilité locale pour son promoteur.

La vraie question que devrait poser tout évaluateur de projet énergétique

dans la sous-région n'est pas seulement « ce projet est-il rentable pour son sponsor ? » mais « ce projet renforce-t-il ou fragmente-t-il le système énergétique sous-régional ? ». Ces deux questions peuvent avoir des réponses différentes. C'est là que la capacité d'analyse systémique fait défaut, aussi bien chez les promoteurs que chez leurs conseils.

De la dépendance technologique à l'impératif industriel

Il existe une lecture de la souveraineté technologique qui s'arrête aux portes de l'infrastructure construite : s'assurer que les clauses de transfert de compétences sont respectées, que les équipes locales maîtrisent les systèmes installés par des partenaires extérieurs, que la rétrocession en fin de concession ne soit pas un transfert à vide. C'est une condition nécessaire, mais elle reste insuffisante. Car elle présuppose que l'infrastructure elle-même continuera d'être conçue, fabriquée et importée de l'extérieur. Et c'est précisément là que la logique de dépendance se perpétue, à un niveau que les contrats de concession ne règlent pas.

Le paradoxe le plus révélateur est celui des postes de transformation. La zone CEMAC est engagée dans un programme massif d'extension et de modernisation de ses réseaux de transport et de distribution, chaque nouveau projet de production, chaque interconnexion, chaque extension de réseau nécessite des transformateurs de puissance. Ces équipements sont importés à 100%, principalement de Chine, d'Inde et d'Europe. Et pourtant, à aucun moment n'a émergé dans la sous-région un projet industriel sérieux visant à produire localement ces équipements, alors même que le marché captif existe, que les besoins sont documentés et croissants, et que certains des matériaux de base, le cuivre, l'acier, les huiles isolantes, sont disponibles dans la région ou peuvent l'être.

Importer 100% de ses équipements électriques dans un contexte de crise structurelle de devises, c'est subir une double pénalité : la dépendance technologique d'un côté, la pression sur les réserves de change de l'autre. La zone CEMAC vit précisément cette crise depuis plusieurs années, les pays membres sont sous pression sur leurs réserves, les importations d'équipements industriels pèsent lourdement sur les balances des paiements, et pourtant la question de la substitution locale n'est presque jamais posée dans les stratégies de développement du secteur énergétique.

Le cuivre : un scandale silencieux

La sous-région dispose de ressources minières considérables. La République Démocratique du Congo est le deuxième producteur mondial de cuivre, métal qui constitue l'essentiel des câbles électriques utilisés dans les réseaux de transport et de distribution. D'autres pays de la sous-région élargie disposent de gisements significatifs. Et pourtant, les pays de la CEMAC importent chaque année des volumes importants de câbles en cuivre pour leurs travaux d'infrastructure électrique, pendant que ce même cuivre, brut ou semi-transformé, est exporté vers des usines de câblerie en Asie et en Europe.

Il n'y a pas là de fatalité géographique ou technique. Il y a un défaut de vision industrielle : l'absence d'une politique délibérée visant à créer dans la sous-région des unités de tréfilage et de câblerie qui transformeraient localement une ressource locale pour alimenter un marché local. Le secteur énergétique en pleine expansion de la CEMAC pourrait constituer la demande d'ancrage, le marché garanti, qui rendrait ce projet industriel viable. Ce n'est pas une idée théorique : des pays comme le Maroc, l'Afrique du Sud ou l'Égypte ont construit des industries de câblerie électrique qui exportent aujourd'hui vers l'ensemble du continent.

La digitalisation des réseaux : une opportunité pour le tissu économique local

La modernisation des systèmes électriques, systèmes SCADA de supervision et de contrôle des réseaux, compteurs intelligents, plateformes de gestion de la demande, outils de prévision de la production renouvelable, constitue un marché en pleine expansion dans la sous-région. Ces solutions sont aujourd'hui intégralement importées, souvent sous forme de packages clé en main assortis de contrats de maintenance et de support qui créent une dépendance durable vis-à-vis des fournisseurs étrangers.

Or, le tissu économique numérique de la sous-région n'est pas aussi démunie qu'on le suppose souvent. Des entreprises technologiques camerounaises, gabonaises, congolaises ont développé des compétences réelles en développement logiciel, en intégration de systèmes, en analyse de données. Des universités de la zone forment des ingénieurs en nombre croissant. Ce qui manque, c'est le pont entre ce tissu et les donneurs d'ordre du secteur énergétique, les sociétés nationales d'électricité, les gestionnaires de réseau, les développeurs de projets, qui continuent de se tourner systématiquement vers des fournisseurs étrangers par réflexe ou par spécification contractuelle.

Ouvrir les appels d'offres de digitalisation des réseaux aux entreprises technologiques locales, en les accompagnant si nécessaire dans des partenariats avec des intégrateurs régionaux plus expérimentés, ne relève pas de la charité institutionnelle, c'est un investissement dans la construction d'une industrie qui, dans dix ans, pourrait exporter ses solutions vers le reste de l'Afrique. La souveraineté numérique sur les systèmes de gestion de l'énergie est une composante à part entière de la souveraineté énergétique : un réseau piloté par des logiciels dont on ne maîtrise pas le code source et dont la maintenance dépend d'un contrat étranger n'est pas un réseau souverain.

Vers une politique industrielle au service de l'énergie

Ces trois angles, fabrication locale d'équipements, valorisation des ressources minières en câblerie, développement numérique des systèmes de gestion, partagent une même logique : faire de l'expansion du secteur énergétique sous-régional le moteur d'une industrialisation locale, plutôt qu'un simple marché captif pour des fournisseurs étrangers. Cela suppose une coordination délibérée entre la politique énergétique et la politique industrielle, deux secteurs qui, dans la plupart des pays de la zone, s'ignorent mutuellement.

Les contrats de concession, les cahiers des charges des appels d'offres et les politiques d'achat des sociétés nationales d'électricité sont des leviers puissants. Inclure des exigences de contenu local industriel, pas seulement en main d'œuvre mais en composants fabriqués localement, dans les spécifications des projets d'infrastructure énergétique serait un signal fort aux investisseurs industriels sur la réalité de la demande. C'est un chantier qui dépasse le seul secteur de l'énergie, mais c'est dans ce secteur, compte tenu de l'ampleur des investissements programmés, que les effets d'entraînement seraient les plus rapides et les plus visibles.

Qui finance décide : l'impératif du capital local

Il existe une contradiction que la note serait incomplète à ne pas nommer : comment parler de souveraineté énergétique quand celle-ci doit être financée par d'autres ? La dépendance aux financements extérieurs pour ses projets d'infrastructure les plus stratégiques n'est pas une fatalité, c'est un choix, souvent inconscient, qui découle d'une croyance profondément ancrée : que ces projets ne peuvent pas être financés localement.

Cette croyance est fausse. Et l'Éthiopie l'a démontré de façon éclatante avec le Grand Barrage de la Renaissance (GERD), 6 450 MW de capacité installée, le plus grand barrage d'Afrique, construit sur le Nil Bleu pour un coût d'environ 5 milliards de dollars. Dans un contexte de tensions diplomatiques avec l'Égypte et le Soudan et d'accès limité aux financements multilatéraux occidentaux, l'Éthiopie a fait le choix radical de financer ce projet majoritairement par ses propres ressources : émission d'obligations souveraines souscrites par les citoyens éthiopiens et la diaspora, contributions obligatoires des fonctionnaires à hauteur d'un mois de salaire, réallocation de ressources budgétaires nationales. Un projet de cette envergure, sans bailleur international dominant, sans condition géopolitique attachée, sans transfert de dépendance technologique subi.

Le modèle éthiopien n'est pas un cas isolé ou une exception africaine. C'est une démonstration que la mobilisation de l'épargne locale, de l'épargne de la diaspora et du capital institutionnel national peut financer des infrastructures de grande envergure, à condition que la volonté politique existe, que les instruments soient créés, et que les investisseurs locaux soient traités non comme des supplétifs du financement international mais comme des acteurs principaux de leur propre développement.

Le capital sous-régional existe, il cherche où aller

La zone CEMAC n'est pas pauvre en capital. Les caisses de retraite, les compagnies d'assurance, les fonds souverains naissants, l'épargne des diasporas camerounaise, gabonaise, congolaise, ces ressources existent et elles cherchent des placements. Le paradoxe est que ces capitaux, faute d'instruments adaptés, finissent souvent par s'investir dans des actifs étrangers ou dans l'immobilier local, pendant que les infrastructures énergétiques de la sous-région se financent par des dettes extérieures assorties de conditions.

Les caisses de retraite de la zone CEMAC gèrent des actifs dont une fraction, même modeste, allouée à des obligations infrastructure sous-régionales à long terme, représenterait un volume de financement significatif. Les compagnies d'assurance, soumises à des règles prudentielles qui les poussent vers des placements liquides à court terme, pourraient, avec une évolution réglementaire ciblée, devenir des investisseurs naturels dans des projets à revenus stables sur 15 à 25 ans, exactement le profil d'un projet hydroélectrique ou gazier de grande envergure. Ce n'est pas de la théorie : c'est ce que font les fonds de pension africains les plus avancés, notamment au Kenya, au Nigéria et en Afrique du Sud.

La question n'est donc pas de savoir si le capital local existe. Il existe. La question est de savoir pourquoi il ne se mobilise pas vers les infrastructures énergétiques de la sous-région, et la réponse tient en trois points : le manque de confiance dans la qualité des projets présentés aux investisseurs, l'absence d'instruments financiers adaptés au profil de risque des institutions locales, et l'absence d'une culture de l'investissement infrastructure qui ferait de ces placements une évidence plutôt qu'une exception.

Rendre les investisseurs locaux conscients de leur responsabilité

Il y a une dimension que les discours sur la souveraineté énergétique abordent rarement : la responsabilité des investisseurs locaux eux-mêmes. Laisser le financement des infrastructures stratégiques de la sous-région aux seuls partenaires internationaux, ce n'est pas seulement une dépendance subie, c'est aussi, en partie, un choix par défaut des acteurs financiers locaux qui n'ont pas encore pleinement mesuré ce que cette dépendance implique.

Quand un projet énergétique structurant est financé à 90% par un crédit acheteur d'un partenaire étranger, les règles du jeu sont fixées par ce partenaire : les équipements viennent de son pays, les experts techniques viennent de son pays, les clauses arbitrales renvoient à ses juridictions. Le capital local qui aurait pu participer à ce financement et imposer ses propres conditions, notamment en matière de contenu local, de transfert de compétences et de gouvernance, s'est absent du débat. Ce n'est pas anodin : qui finance décide. Et déléguer le financement, c'est déléguer une partie du pouvoir de décision.

Cela ne signifie pas rejeter les partenariats extérieurs. Les financements internationaux apportent des volumes, des garanties et parfois des expertises que la sous-région ne peut pas encore reproduire seule. Mais ils devraient être un complément à un ancrage local fort, pas le substitut d'une mobilisation locale qui n'a pas été tentée. La différence entre ces deux configurations n'est pas seulement financière : elle est souveraine.

IV. QUATRIÈME CONDITION : UN SYSTÈME FINANCIER SOUS-RÉGIONAL À LA HAUTEUR

La quatrième condition, et peut-être la plus immédiatement actionnable, est celle du système financier sous-régional. L'Afrique centrale dispose de liquidités. La

BEAC gère des réserves de change significatives. Les banques commerciales de la zone sont en excédent structurel de trésorerie. Les compagnies d'assurance et les caisses de retraite accumulent des actifs qui cherchent des placements à long terme. Et pourtant, les projets d'infrastructure énergétique peinent à se financer localement.

Le paradoxe des liquidités abondantes et des projets sous-financés

Ce paradoxe révèle une inadéquation des instruments, pas une pénurie de ressources. Les banques commerciales de la zone CEMAC collectent des dépôts à court terme et ne peuvent pas les transformer en prêts à 15-25 ans sans se mettre en risque structurel. Il ne leur manque pas l'envie de financer des projets d'infrastructure, il leur manque les instruments de partage de risque et les ressources longues qui leur permettraient de le faire prudemment.

Les projets d'infrastructure énergétique de grande taille en cours de développement dans la sous-région illustrent cette contrainte de façon récurrente. Leurs structures de financement, typiquement construites autour de 25 à 35% de fonds propres et de 65 à 75% de dette, exigent des tranches de dette longue que les banques commerciales locales, malgré leurs liquidités disponibles, ne peuvent pas absorber seules sans instruments de garantie et de co-financement adaptés à leur profil prudentiel. C'est précisément là que le rôle d'une institution de développement sous-régionale est irremplaçable.

La BDEAC : l'institution pivot qui n'a pas encore exercé son plein potentiel

La BDEAC existe depuis 1975. Son capital a été porté à 1 200 milliards FCFA. Elle a le mandat, la structure institutionnelle et les ressources de base pour être l'acteur catalytique du financement des infrastructures énergétiques sous-régionales. Elle a commencé à utiliser son Fonds de Préparation de Projet pour accompagner certains projets en phase d'études, ce qui constitue une orientation positive. Mais ces interventions restent isolées et ponctuelles : elles pointent vers ce que la BDEAC pourrait faire systématiquement, pas vers ce qu'elle fait aujourd'hui à l'échelle requise.

Les raisons de ce décalage sont connues et documentées : une doctrine d'intervention prudentielle qui n'est pas adaptée aux projets greenfield en project finance, un déficit de compétences internes en évaluation technique et en structuration de transactions complexes, une capacité de co-financement

insuffisante pour les projets de grande taille, et une culture institutionnelle qui priorise la sécurité des engagements sur l'impact de développement.

Une banque de développement qui applique les mêmes critères de risque qu'une banque commerciale ne remplit pas sa mission. Le rôle d'une institution de développement est précisément d'intervenir là où le secteur privé seul ne va pas, en prenant une fraction du risque qui permet au reste du financement de se mobiliser. C'est la définition même de l'effet de levier catalytique. La BDEAC le sait. L'enjeu est désormais d'en faire une pratique systématique, pas une exception.

Ce que la BDEAC devrait faire concrètement

Devenir le prêteur de référence en monnaie locale

Le risque de change est l'un des obstacles les plus sous-estimés dans le financement des projets énergétiques en zone CEMAC. Les revenus sont en FCFA, les équipements se paient en dollars ou en euros. La BDEAC, en tant qu'institution de la zone franc, est la seule à pouvoir offrir des financements longs en FCFA à des coûts compétitifs, sécurisant la recette des projets, réduisant leur exposition au risque de change, et améliorant mécaniquement leur bancabilité aux yeux des prêteurs internationaux qui peuvent alors se positionner en complément plutôt qu'en substitut.

Systématiser le Fonds de Préparation de Projets

Le Fonds de Préparation de Projet de la BDEAC est le bon instrument. Il doit devenir systématique, pas exceptionnel. Mais son efficacité suppose une condition essentielle : que les études qu'il finance soient réellement indépendantes et rigoureuses, conduites sans biais de confirmation préalable sur le dimensionnement ou le budget. Un projet dont la taille est définie avant les études transforme le financement de ces dernières en exercice de justification plutôt que d'évaluation, ce qui fragilise la bancabilité du dossier auprès des prêteurs les plus exigeants. Les études de faisabilité, les études d'impact environnemental et social, la négociation des PPA, la structuration juridique, ces dépenses (3 à 7% du coût total d'un projet) sont non bankables pour les prêteurs de projet et difficiles à financer sur fonds propres pour les développeurs locaux. Sans elles, aucun projet n'atteint le stade de la bancabilité. C'est la première barrière, et elle est aujourd'hui quasi-infranchissable sans une aide externe.

Créer un mécanisme de garantie pour les développeurs locaux

La contrainte principale des développeurs locaux n'est pas l'accès au financement en tant que tel, c'est l'incapacité à fournir les garanties que les prêteurs exigent. Un mécanisme de garantie partielle de crédit, abondé par la BDEAC avec des contributions des États membres et de partenaires internationaux, permettrait de débloquer des financements bancaires locaux pour des projets portés par des acteurs régionaux sans track record suffisant. Ce mécanisme doit être doté de critères d'éligibilité qui récompensent la qualité de la structuration, incitant ainsi les développeurs locaux à investir dans cette compétence.

Jouer le rôle de co-arrangeur dans les tours de table régionaux

Pour les projets d'infrastructure de grande taille, la BDEAC devrait systématiquement co-arranger le financement avec les banques commerciales régionales et les institutions multilatérales. Ce rôle lui permettrait d'exercer une influence sur les standards de structuration, d'attirer des financements internationaux dans la zone, et de monter progressivement en compétence interne sur des transactions de référence, construisant ainsi le track record institutionnel qui lui manque encore pour être un interlocuteur reconnu des DFI.

Catalyser le marché obligataire sous-régional

La BVMAC existe depuis 2003 sans être devenue une source de financement longue pour les infrastructures de la zone. La BDEAC pourrait changer cela en émettant des obligations vertes sur cette place, créant un benchmark de taux pour les émetteurs privés régionaux, développant la liquidité du marché, et signalant aux investisseurs institutionnels locaux (caisses de retraite, compagnies d'assurance) que ce marché mérite une allocation.

L'écosystème complet dont la sous-région a besoin

La BDEAC ne peut pas agir seule. Sa transformation en institution catalytique n'aura d'impact que si elle s'inscrit dans un écosystème financier cohérent où chaque acteur joue son rôle en fonction de son profil de risque et de son horizon d'investissement.

Acteur	Rôle dans l'écosystème	Ce qui bloque aujourd'hui
BDEAC	Prêteur long en FCFA, garanties partielles, co-arrangement, Fonds de Préparation de Projets	Doctrines trop prudentielles, compétences internes en project finance insuffisantes
Banques commerciales régionales	Pool bancaire local, dette court-moyen terme en complément de la BDEAC	Absence de ressources longues ; besoin d'instruments de partage de risque avec une institution de référence
Institutions multilatérales (BAD, IFC, AFD, BEI)	Financement concessionnel, garanties souveraines, assistance technique, standards ESG internationaux	Processus longs ; critères qui écartent les projets en phase de développement non structurés
Advisory et ingénierie financière locale	Structuration bancable des projets, modèles financiers robustes, négociation PPA, accompagnement jusqu'au financial close	Quasi-inexistants à l'échelle régionale ; les développeurs locaux dépendent de conseils étrangers coûteux
BVMAC / Marché obligataire	Financement long par émission, refinancement de portefeuilles bancaires	Marché peu profond ; base d'investisseurs institutionnels insuffisamment développée
Caisses de retraite et assurances CEMAC	Investisseurs à long terme en obligations infrastructure et equity minoritaire stable	Règles d'investissement restrictives ; manque d'instruments adaptés à leur profil de risque

V. FEUILLE DE ROUTE : CE QUI PEUT CHANGER ET PAR OÙ COMMENCER

La souveraineté énergétique sous-régionale ne se construira pas en un mandat politique. C'est un horizon à dix ans, qui requiert une cohérence entre les décisions prises aujourd'hui et les effets attendus à l'horizon 2035. La bonne nouvelle est que les premières étapes sont identifiables et actionnables sans attendre que toutes les conditions soient réunies.

Ce que les décideurs publics peuvent faire maintenant

- Initier une directive CEMAC sur l'énergie électrique qui harmonise les cadres réglementaires nationaux, tarifs, accès aux réseaux, conditions d'octroi de licences, et mandate explicitement le PEAC pour produire un Plan Directeur d'Interconnexion sous-régionale à horizon 2040, en s'appuyant sur les engagements pris dans les compacts énergétiques nationaux.
- Conditionner l'octroi de nouvelles concessions PPP à des exigences de contenu local qualifié, transfert effectif de fonctions de développement et

de gestion, avec jalons mesurables et pénalités contractuelles. Passer de la déclaration d'intention à la clause exécutoire.

- Sécuriser juridiquement les contrats de fourniture de combustible, gaz, eau pour l'hydraulique, avec les opérateurs publics, en clauses take-or-pay et avec des mécanismes de compensation clairs, pour rendre ces projets bancables sans que ce risque pèse entièrement sur les prêteurs.
- Inscrire les projets d'interconnexion électrique transfrontalière dans les plans d'investissement publics nationaux et les négociations de financement auprès des bailleurs multilatéraux. Ces projets ne génèrent pas de revenus commerciaux directs mais leur valeur de développement est documentée et mesurable.

Ce que la BDEAC peut faire dans les dix-huit prochains mois

- Formaliser et doter le Fonds de Préparation de Projets Énergétiques d'une capacité d'intervention systématique, pas projet par projet comme aujourd'hui, avec des critères d'éligibilité clairs et une procédure d'instruction accélérée. Ce type d'intervention doit devenir un standard, pas une exception, et les critères d'éligibilité doivent garantir que les études financées sont conduites de façon rigoureuse et indépendante, sans que le dimensionnement du projet soit prédéfini avant qu'elles ne soient réalisées.
- Définir et publier une doctrine d'intervention spécifique aux projets d'infrastructure énergétique en project finance, avec des critères adaptés aux SPV greenfield, des instruments de garantie partielle, et une grille d'évaluation intégrant la valeur de développement au-delà de la seule rentabilité financière immédiate.
- Recruter ou détacher des experts en project finance infrastructure et en évaluation technique énergétique, et structurer des partenariats formels de co-instruction avec la BAD et l'IFC, pour monter en compétence sur des transactions réelles tout en bénéficiant de l'expérience de ces institutions.
- Préparer une première émission obligataire verte sur la BVMAC, dimensionnée pour être absorbée par les institutionnels de la zone, avec un use of proceeds explicitement dédié aux infrastructures énergétiques sous-régionales, et communiquer sur cette émission comme signal d'engagement.

Ce que les acteurs privés peuvent faire dès aujourd'hui

- Investir dans les compétences internes en structuration financière et en droit des PPP. Pas pour se substituer aux conseils externes, mais pour

exercer une maîtrise d'ouvrage effective, piloter les mandats d'advisory, et être en position de négocier à armes égales avec les partenaires internationaux. Un développeur local qui ne comprend pas le modèle financier de son propre projet n'est pas un maître d'ouvrage, il est un signataire.

- Choisir des conseils locaux qui connaissent réellement les marchés sous-régionaux, régulateurs, banques locales, institutions multilatérales actives dans la zone, plutôt que des cabinets internationaux qui apportent des templates conçus pour d'autres géographies et d'autres profils de risque.
- Construire délibérément un track record sur des projets de taille intermédiaire, centrales solaires de 10 à 30 MW, systèmes de stockage, projets d'efficacité énergétique industrielle, avant de viser les grandes transactions. La crédibilité se construit sur des réalisations, pas sur des déclarations d'intention.
- Exiger, dans toute négociation de concession, une clause de transfert progressif de compétences, et avoir les moyens techniques de vérifier que cette clause est respectée tout au long de la concession. C'est l'acte de souveraineté le plus concret qu'un développeur local puisse poser dans un partenariat avec un acteur international.

CONCLUSION : LA SOUVERAINETÉ SE CHOISIT

La souveraineté énergétique sous-régionale en Afrique centrale n'est pas une question de ressources, la sous-région en dispose. Ce n'est pas non plus une question de volonté individuelle des acteurs, des décideurs publics, des développeurs privés et des banquiers veulent avancer. C'est une question de cohérence systémique : est-ce que les décisions prises à chaque niveau, projet, régulateur, institution financière, décideur politique, s'articulent vers un même objectif, ou s'accumulent-elles en une série d'optimisations locales qui ne construisent rien de durable ?

La réponse honnête, aujourd'hui, est que la cohérence manque. Les projets se font en silo parce que les réseaux ne sont pas interconnectés. Les développeurs locaux restent en marge parce que les instruments et les compétences qui leur permettraient de monter en puissance n'existent pas encore à l'échelle requise. Les institutions financières sous-régionales n'exercent pas leur rôle catalytique parce que leur doctrine ne les y prépare pas. Et les décideurs politiques traitent l'énergie comme un problème sectoriel plutôt que comme une infrastructure de souveraineté collective.

Chacune de ces ruptures peut être adressée. Aucune ne le sera spontanément ; elles requièrent des décisions délibérées, des engagements institutionnels et une capacité à tenir le cap sur un horizon plus long que le cycle politique ordinaire. Les projets d'infrastructure énergétique en cours de développement dans la sous-région montrent que ce chemin est praticable. Ils montrent aussi que chaque étape requiert une expertise que la sous-région doit construire, non pas pour se passer de partenaires extérieurs, mais pour les choisir, les piloter souverainement et ne jamais laisser à d'autres la définition des paramètres fondamentaux de ses propres infrastructures.

L'Afrique centrale a les ressources pour choisir sa souveraineté. La question est de savoir si elle se donnera les conditions, institutionnelles, financières et humaines, pour la construire.

Note stratégique publiée par Enerstrat. Energy Strategy Africa, juin 2026. Enerstrat est un acteur intégré du secteur énergétique africain, intervenant à la fois dans le développement de projets d'infrastructure énergétique et dans l'accompagnement stratégique et financier des acteurs publics et privés africains et internationaux. De la structuration financière de projets jusqu'à l'accompagnement au financial close, en passant par l'analyse de la demande, la négociation des PPA et l'ingénierie contractuelle des concessions PPP, Enerstrat couvre l'ensemble du cycle de développement des infrastructures de production, de transport et de distribution.