



LE MAILLON OUBLIÉ

Pourquoi le Transport et la Distribution est le Prochain Grand Investissement Africain

Note de positionnement stratégique | Juin 2026

Un Continent qui Produit mais ne Distribue Pas

L'Afrique a fait des progrès réels et mesurables dans le développement de ses capacités de production électrique. En l'espace d'une décennie, des barrages hydroélectriques, des parcs solaires et des centrales à gaz ont vu le jour sur l'ensemble du continent, portés par une combinaison d'ambition nationale, de financements multilatéraux et d'une appétence croissante des investisseurs privés internationaux pour les énergies renouvelables africaines. Au Cameroun, l'entrée en service du barrage de Nachtigal (420 MW) en 2024 — le plus grand projet hydroélectrique indépendant d'Afrique subsaharienne — illustre à la fois l'ampleur des efforts consentis et, paradoxalement, les limites d'une stratégie qui continue de se concentrer presque exclusivement sur la production.

Nachtigal révèle avec une clarté saisissante une réalité que les stratégies énergétiques africaines tardent à intégrer : **produire de l'énergie ne suffit pas à alimenter un pays**. Entre le barrage et l'usine, entre la centrale et le foyer, il y a un réseau. Et ce réseau est, de très loin, le parent pauvre de l'investissement énergétique africain.

Cette note de positionnement explore pourquoi le segment du transport et de la distribution (T&D) constitue aujourd'hui l'une des opportunités d'investissement les plus significatives du continent pour les acteurs privés africains et sous-régionaux — et ce qu'il faudrait mettre en place pour que cette opportunité devienne réalité.

Le Cas Nachtigal : Quand la Production Précède le Réseau

Le barrage de Nachtigal, financé par onze institutions internationales pour un budget de 786 milliards de FCFA, représente un ouvrage de premier plan. Depuis sa mise en service progressive, il fournit environ 30 % de la consommation du Réseau interconnecté Sud (RIS) du Cameroun. Un apport considérable — mais qui ne résout pas à lui seul l'équation énergétique nationale. La production hydroélectrique reste soumise aux aléas hydrologiques : en période d'étiage, les barrages tournent bien en deçà de leur capacité nominale, et le déficit de production demeure une réalité récurrente. Le défi de la production n'est pas derrière nous.

Ce que Nachtigal révèle en revanche avec une clarté saisissante, c'est que ce défi de production est aggravé — parfois masqué — par une défaillance structurelle du réseau de transport et de distribution. Les délestages perdurent même lorsque les conditions hydrologiques sont favorables et que la capacité installée devrait suffire à couvrir la demande.

La situation de Yaoundé et de Douala illustre deux facettes d'un même problème.

Yaoundé : l'énergie est là, le réseau ne suit pas

La région Centre bénéficie directement de l'apport de Nachtigal. Les coupures qui y persistent ne sont pas liées à un déficit de production. Elles résultent de l'incapacité du réseau de transport et de distribution à acheminer jusqu'aux abonnés l'énergie pourtant disponible. Les lignes de transport conçues pour évacuer l'énergie depuis le site du barrage vers le poste de Nyom II, en périphérie de la capitale, sont restées longtemps incomplètes, bridant physiquement la valorisation de l'ouvrage. Ce n'est pas Nachtigal qui est en cause : c'est le maillon qui suit.

Douala : la double peine

La capitale économique et premier bassin industriel du pays souffre d'une situation plus complexe. Le réseau de distribution y est vieillissant et saturé — plusieurs postes stratégiques fonctionnent en régime de surcharge permanente. À cela s'ajoute une dépendance à des centrales thermiques dont la disponibilité est conditionnée à l'équilibre financier fragile de la chaîne de paiement entre le distributeur et les producteurs indépendants.

Lorsque cet équilibre se rompt, les conséquences sont immédiates et massives : début juin 2026, le retrait de 304 MW du réseau par le producteur Globeleq — consécutif à des arriérés de paiement de SOCADEL — a privé instantanément 40 % des abonnés du Littoral et de l'Ouest d'électricité. Le coût économique d'une telle interruption dans le bassin industriel de Douala se chiffre en dizaines de millions de FCFA par heure. Douala cumule ainsi la double contrainte d'un réseau de distribution dégradé et d'une production locale structurellement insuffisante pour répondre à la demande industrielle.

Ces situations ne sont pas le reflet d'un échec de gouvernance à désigner. Elles sont le résultat logique d'un déséquilibre de financement qui s'est installé progressivement : les capitaux — publics, multilatéraux, privés internationaux — se sont massivement concentrés sur la production, laissant le segment T&D insuffisamment doté pour jouer son rôle d'infrastructure de valorisation.

Le Rendement de Distribution : Un Indicateur que l'on Regarde peu

Il existe un chiffre qui résume à lui seul l'ampleur du sous-investissement dans les réseaux de distribution africains : le rendement de distribution, c'est-à-dire la part de l'énergie effectivement livrée aux abonnés par rapport à l'énergie injectée dans le réseau.

Au Cameroun, ce taux atteignait moins de 70 % en 2014. Des investissements ont depuis permis de le porter aux environs de 72 % — une progression réelle, qui témoigne de ce que l'engagement résolu dans la modernisation peut produire. Mais 72 % signifie encore que plus de 28 % de toute l'énergie produite, transportée et injectée dans le réseau disparaît avant d'atteindre son destinataire. La norme internationale généralement retenue dans les réseaux bien gérés se situe autour de 10 %. L'écart représente une destruction de valeur colossale : chaque mégawatt « perdu » dans le réseau est un mégawatt qu'il a fallu financer, construire, exploiter — pour rien.

Ces pertes sont de deux natures. Les pertes techniques tiennent à la vétusté des équipements, à la surcharge des transformateurs, à l'absence de redondance dans les lignes. Les pertes non techniques — fraude, branchements illicites, défaillances de facturation — constituent un défi différent mais tout aussi réel : au Cameroun, elles représenteraient à elles seules plus de 60 milliards de FCFA de manque à gagner annuel pour le distributeur, soit autant de ressources qui ne peuvent pas être réinjectées dans l'entretien et l'extension du réseau.

Ce cercle est vicieux mais pas inéluctable. Il est avant tout le reflet d'un sous-investissement chronique dans la modernisation des infrastructures de distribution — et donc d'une **opportunité structurelle** pour tout investisseur disposé à s'y engager avec les outils adaptés.

Pourquoi l'Investissement dans la Production Dépend du T&D

Il est une vérité économique que les stratégies de financement énergétique africaines n'ont pas encore pleinement intégrée : **la rentabilité d'un investissement dans la production d'énergie est fondamentalement conditionnée par la qualité des réseaux T&D en aval.**

Le mécanisme est simple. Un producteur d'énergie — qu'il s'agisse d'une centrale hydroélectrique, d'un parc solaire ou d'une centrale à gaz — signe un contrat d'achat d'énergie (Power Purchase Agreement, PPA) avec un distributeur national. Ce contrat garantit au producteur un revenu pour chaque mégawattheure livré. Mais si le réseau de transport ne peut pas évacuer l'énergie produite, ou si le réseau de distribution ne peut pas l'acheminer jusqu'aux abonnés solvables, le PPA devient une coquille vide : le distributeur paye pour une capacité qu'il ne valorise pas, creuse son déficit, et finit par ne plus payer du tout. C'est précisément la dynamique que l'on observe au Cameroun avec les difficultés de trésorerie de SOCADEL, le distributeur national, vis-à-vis de ses fournisseurs d'énergie.

À l'inverse, un réseau T&D performant et bien financé transforme chaque nouveau mégawatt installé en valeur réelle : il élargit le bassin de consommation accessible, améliore le taux de recouvrement du distributeur, réduit les pertes, et sécurise les flux de revenus des producteurs. Il crée les conditions dans lesquelles un PPA africain devient réellement bancable pour un investisseur privé.

Investir dans le T&D, c'est sécuriser la rentabilité de l'ensemble de la chaîne énergétique — y compris celle des producteurs qui ont déjà investi ou qui envisagent de le faire. Le T&D n'est pas un coût d'infrastructure : c'est un multiplicateur de valeur pour l'ensemble du secteur.

L'Investisseur Privé Africain : Un Acteur Central Encore Absent

Face à cette opportunité, force est de constater que l'investisseur privé africain — fonds de pension, compagnies d'assurance, conglomerats industriels, family offices, caisses de retraite nationales — est largement absent du segment T&D. Ce n'est pas une question de capacité financière : les fonds de pension africains gèrent collectivement des centaines de milliards de dollars d'actifs, dont une large part est placée dans des instruments peu liquides ou à rendement modeste, souvent hors du continent.

Un indicateur particulièrement révélateur de ce potentiel de redirection est la structure d'allocation des gestionnaires d'actifs africains. Dans la quasi-totalité des pays de la région, les fonds de gestion d'actifs — fonds de pension, compagnies d'assurance-vie, fonds communs de placement — affichent une concentration très élevée sur les obligations d'État. Cette préférence est compréhensible : les titres souverains offrent une liquidité immédiate, une notation réglementairement acceptée, et une familiarité institutionnelle rassurante. Mais elle a un coût. D'abord, elle concentre le risque systémique sur la solidité financière d'États dont les capacités budgétaires sont par ailleurs sollicitées de toutes parts. Ensuite, et surtout, elle prive l'économie réelle d'une source de financement longue dont elle a précisément besoin.

Or les actifs de réseau électrique réglementés partagent avec les obligations d'État plusieurs des caractéristiques qui en font l'attrait — revenus contractualisés, durée longue, demande captive — tout en offrant un adossement à l'économie productive plutôt qu'à la dette publique. Pour un gestionnaire d'actifs africain, l'infrastructure T&D représente une alternative naturelle, à condition que les projets soient structurés avec le même niveau de lisibilité et de sécurité juridique que les instruments souverains auxquels il est habitué.

Trois facteurs explicatifs de cet écart méritent d'être nommés.

Le biais historique

L'infrastructure électrique a longtemps été vécue comme le domaine exclusif de l'État. Cette perception, héritée de décennies d'économies administrées, a conduit les acteurs privés africains à s'autocensurer face à un secteur perçu comme régalién, opaque et politiquement complexe. Elle ne reflète plus la réalité d'un secteur en profonde transformation, où des opérateurs privés gèrent déjà des réseaux de distribution dans plusieurs pays du continent.

Le biais de visibilité

L'investissement dans la production — un barrage, un parc solaire — est visible, nommé, inauguré. Il confère un prestige et une reconnaissance sociale que l'investissement dans un réseau de distribution ne procure pas. Pourtant, les actifs de réseau présentent des caractéristiques financières souvent plus attractives : revenus réguliers et réglementés, longue durée de vie, demande captive, faible exposition aux chocs de marché.

Le déficit de structuration

Les projets T&D sont perçus comme complexes à monter, difficiles à évaluer, et insuffisamment préparés pour répondre aux exigences d'un investisseur institutionnel. Cette perception est en partie fondée — mais elle pointe vers un besoin de capacité, pas vers une impossibilité structurelle.

Ce que Rend Possible un Cadre Institutionnel Adapté

Le maillon manquant entre le capital africain disponible et les projets T&D à financer n'est pas d'abord financier. Il est **institutionnel et technique** : il s'agit de rendre les projets bancables, c'est-à-dire capables de satisfaire aux exigences de diligence, de structuration et de sécurisation du risque qu'un investisseur privé est légitimement en droit d'exiger.

La structuration contractuelle

Elle est le point de départ — et doit être pensée en fonction de la réalité institutionnelle de chaque pays. Dans les environnements où le cadre réglementaire est suffisamment mature, un contrat de concession bien construit, avec des mécanismes clairs de révision tarifaire, des clauses de stabilisation réglementaire et des procédures d'arbitrage crédibles, offre à l'investisseur privé la prévisibilité dont il a besoin pour s'engager sur le long terme.

Dans de nombreux pays africains, cependant, les réseaux de transport et de distribution restent formellement sous monopole public, confiés à des entités d'État dont le mandat de service public est protégé constitutionnellement ou réglementairement. Exiger dans ces contextes une concession privée formelle serait à la fois politiquement irréaliste et institutionnellement contre-productif. Il existe pourtant des approches alternatives efficaces : contrats de performance adossés à des financements privés, mécanismes de financement dédiés à des sous-segments du réseau, co-investissements structurés autour d'actifs spécifiques — postes de transformation, lignes d'évacuation, extensions de réseau — assortis de droits sur les revenus générés. Ces montages permettent à l'investisseur privé d'accéder à un flux de revenus sécurisé sans que l'État n'ait à transférer la propriété ou l'exploitation globale du réseau. La maîtrise de ces deux approches — concession dans les environnements ouverts, structuration adossée au monopole public dans les autres — est ce qui permet

d'accompagner efficacement les investisseurs dans la diversité des contextes institutionnels africains.

La gestion du risque de contrepartie

La solvabilité du distributeur national — l'acheteur de services réseau — est souvent le principal facteur de dissuasion pour un investisseur privé. Des mécanismes de garantie partielle, de séquestre de revenus, ou d'interposition d'un garant de qualité suffisante peuvent transformer ce risque de rédhitoire en risque gérable.

L'ingénierie financière locale

Il existe des instruments — obligations de projet, fonds d'infrastructure dédiés, tranches de dette seniors et mezzanine — qui permettent d'agréger des capitaux locaux et sous-régionaux sur des projets T&D, en répartissant le risque de manière à ce que chaque classe d'investisseurs trouve sa place dans la structure.

La préparation technique des projets

Des études de faisabilité robustes, des modèles financiers fiables, des audits techniques rigoureux sont les prérequis d'un dossier d'investissement crédible. Or, cette phase de préparation — coûteuse, longue, requérant une expertise pointue — est précisément celle qui fait le plus souvent défaut dans le pipeline des projets T&D africains.

C'est dans cet espace — entre le capital disponible et le projet investissable — qu'interviennent les acteurs spécialisés en structuration et conseil stratégique en énergie. Ils ne se substituent ni à l'État ni aux bailleurs : ils créent le pont entre la volonté d'investir et la capacité à le faire dans des conditions sécurisées.

Le Rôle des Investisseurs Sous-Régionaux

Le défi du financement du T&D africain dépasse les frontières nationales. Les réseaux d'interconnexion régionale — entre pays du Bassin du Congo, de l'Afrique de l'Ouest ou de la Corne de l'Afrique — représentent des projets dont l'envergure et la durée de vie appellent naturellement des investisseurs sous-régionaux capables d'inscrire leur engagement dans une logique de développement de long terme.

Un fonds de pension camerounais, congolais ou gabonais qui investit dans une ligne de transport reliant deux pays de la CEMAC ne fait pas de la philanthropie. Il place son capital dans un actif d'infrastructure dont la valeur est indexée sur la croissance économique de la sous-région — la même croissance dont dépend la retraite future de ses affiliés. C'est une logique de solidarité économique doublée d'un calcul de rendement parfaitement rationnel.

Ce type d'investissement sous-régional contribue par ailleurs à créer une forme de multipolarité financière : au lieu que le financement des infrastructures africaines soit intégralement conditionné à l'agenda et aux exigences des bailleurs extérieurs, il crée une base de capital souverain africain qui peut évoluer selon ses propres priorités et sur ses propres horizons de temps.

Les Conditions d'un Basculement

Pour que l'investissement privé africain et sous-régional dans le T&D passe de l'intention à la réalité, plusieurs conditions doivent être réunies simultanément.

Du côté des États, la poursuite des réformes réglementaires est indispensable — non comme une concession aux exigences extérieures, mais comme un impératif de compétitivité pour attirer des capitaux qui, à défaut, iront s'investir ailleurs. La création d'environnements tarifaires transparents et la garantie de l'indépendance des régulateurs sont les deux piliers sur lesquels tout le reste repose.

Du côté des investisseurs institutionnels africains, il s'agit d'opérer une révision de l'allocation d'actifs : intégrer l'infrastructure énergétique réglementée comme une classe d'actifs à part entière dans les portefeuilles, au même titre que l'immobilier ou les obligations souveraines — avec un profil risque/rendement souvent comparable ou supérieur, et un impact économique direct sur les économies dont ces fonds tirent eux-mêmes leur substance.

Du côté des acteurs de structuration et de conseil, l'enjeu est de constituer un pipeline de projets T&D réellement investissables — documentés, évalués, structurés — qui puissent être proposés aux investisseurs locaux avec le niveau de lisibilité et de sécurité qu'ils sont en droit d'attendre.

Conclusion : Le Réseau comme Condition de l'Industrialisation

L'ambition industrielle de l'Afrique — transformer ses matières premières sur le continent, créer des emplois à haute valeur ajoutée, diversifier ses économies au-delà de la rente extractive — repose sur une infrastructure énergétique fiable, abordable et accessible là où les entreprises s'installent.

Nachtigal a montré que la production seule ne suffit pas. Ce que Douala attend, ce que les industries de la sous-région attendent, ce n'est pas une centrale de plus : c'est un réseau capable de délivrer à chaque point de raccordement l'énergie déjà produite, avec la qualité et la régularité que la compétitivité industrielle exige.

Ce réseau sera construit par des capitaux africains — ou il ne sera pas construit à la hauteur des ambitions du continent. Non parce que les bailleurs extérieurs doivent être écartés, mais parce que le financement des infrastructures africaines par les Africains eux-mêmes est la condition de sa durabilité, de sa

cohérence avec les priorités locales, et in fine de la souveraineté économique que le continent appelle de ses vœux.

L'investisseur privé africain a le capital. Le secteur a le besoin. Il reste à construire le chemin entre les deux — avec les acteurs, les instruments et le cadre institutionnel qui le permettent.

Note de positionnement 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 investisseurs privés africains et sous-régionaux. De la conception et du montage de projets jusqu'à la structuration, la préparation et la sécurisation des investissements, Enerstrat couvre l'ensemble du cycle de développement des infrastructures de transport et de distribution.