



Marchés ouverts, capitaux absents.
On fait comment ?

E

Enjeux de la libéralisation et de l'ouverture à la concurrence



La libéralisation du secteur électrique répond en général à deux enjeux principaux : financer et baisser les couts (et donc les tarifs)

A partir du milieu des années 1990, les pays ouest-africains ont connu une vague de libéralisation dans le secteur de l'électricité. L'ouverture à la concurrence, en particulier pour la production de l'électricité, a été vue comme un moyen de pallier certaines problématiques, notamment :

Problématiques identifiées



Difficile de trouver du financement abordable

- **Ressources de l'état trop limitées** pour investir dans le secteur
- **Risques perçus trop élevés** pour les investisseurs



Tarifs inadéquats

- Tarifs trop **élevés** pour les populations locales,
- Trop **faibles** pour couvrir les couts

Enjeux de la libéralisation et impacts anticipés

Attirer de nouveaux capitaux privés et/ou étrangers

Réduire les coûts de production et donc les tarifs supportés par les consommateurs

- Meilleure résilience du secteur
- Equilibre financier
- Tarifs plus abordables pour les consommateurs



L'ouverture des marchés permet-elle vraiment d'atteindre ces objectifs ?



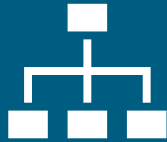


1. Attirer davantage de capitaux privés

Développer un cadre législatif suffisamment robuste pour créer les conditions d'une concurrence réelle et crédible

Quelques exemples

Restructuration du secteur & évolutions réglementaires



L'ouverture a entraîné une double restructuration :

- Du **market design** (autorisation des IPP, acheteur unique...) et **des tarifs à implémenter** (wheeling charges...)
- Des **acteurs déjà en place** : mise en place d'une séparation (fonctionnelle, comptable, juridique).

Des évolutions réglementaires majeures ont également suivi (ATR, autoproduction, tarif de l'excédent...).

- **Maroc** : séparation comptable de l'ONEE, définition d'un tarif d'utilisation du réseau de transport et de distribution

Mise en place d'un organe indépendant de régulation fort (garde-fou)



L'opérateur historique pourrait profiter de son statut pour mettre en place des pratiques anti-concurrentielles telles que :

- Des **subventions croisées** ;
- Des **pratiques discriminatoires** (différences dans la qualité de service, tarifs d'accès plus élevés, refus de raccordement...) ; ne pas garantir l'accès des tiers au réseau ;
- Proposer des tarifs ou des services opaques, **sans transparence**

La Commission de Régulation du Secteur de l'Energie (CRSE, Sénégal), et l'Autorité de Régulation de l'Electricité (ARE, Bénin) sont considérés comme les 2 régulateurs les plus efficaces d'Afrique francophone.

Mise en place d'une gouvernance et d'un climat institutionnel attractifs

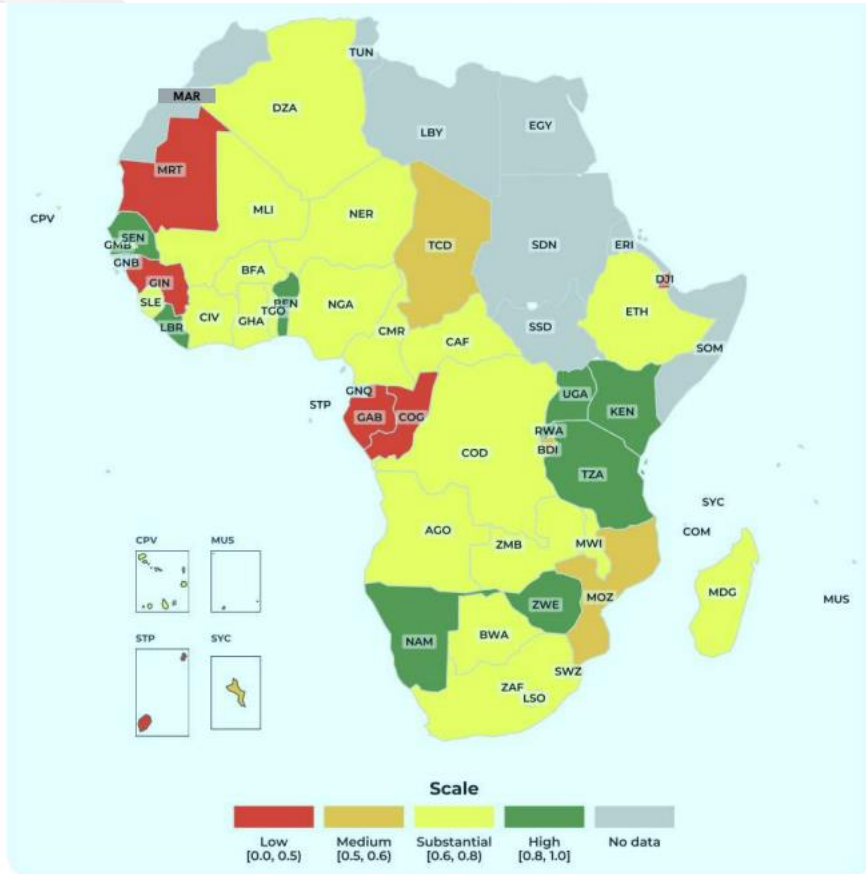


Les capitaux sont attirés par les environnements présentant le moins de risques et le plus de capacité à générer des revenus. La qualité de la gouvernance et des institutions favorise l'attractivité (indépendance du régulateur, stabilité politique, efficacité administrative, processus de validation des projets standardisés...).

L'ARSEL a mandaté Deloitte pour développer un modèle financier de référence ainsi qu'un modèle d'évaluation des projets de mini réseaux. L'objectif était d'accélérer les processus d'évaluation des projets.

Un cadre réglementaire fort semble être une condition nécessaire mais insuffisante pour attirer suffisamment de capitaux

Résultats de l'indicateur ERI en 2024



Source : African Development Bank, Electricity Regulatory Index for Africa 2024

Une hétérogénéité manifeste dans le processus de construction d'un cadre réglementaire efficace

L'étude de l'AfDB nous apprend **que la qualité des cadres réglementaires est disparate en fonction des pays** : de nombreux pays disposent d'un cadre de qualité « substantielle » et une poignée de pays, notamment en Afrique de l'Est sont plus avancés dans leur processus de régulation.

Les capitaux ne se dirigent pas essentiellement vers les pays aux cadres de régulation les plus performants

D'après l'IRENA, 75% des investissements (soit 41 m\$) dans les EnR d'Afrique en 2022 se concentrent sur 4 pays : le Maroc, l'Egypte, le Kenya et l'Afrique du Sud.

Les pays dont l'index ERI est élevé n'ont représenté au maximum que 1,7% des investissements totaux (par pays) alors que l'Afrique du Sud, marqué par un cadre substantiel mais améliorable a raflé plus d'1/3 des investissements.

La qualité de la régulation du secteur de l'électricité n'est donc pas le seul critère d'attractivité : il s'agit d'une condition nécessaire mais non suffisante.

L'attractivité des capitaux semble dépendre également du "cadre des affaires" plus global du pays



La robustesse du cadre réglementaire sectorielle est analysée à la lueur de la robustesse de l'économie globale

Le constat met en exergue la présence d'autres critères, relatifs au « climat des affaires » plus global des économies.

Les résultats de l'indicateur Doing Business de la Banque mondiale permet de souligner que :

- Le **Kenya est classé 3^e parmi les pays d'Afrique subsaharienne et l'Afrique du Sud 4^e de ce classement ;**
- Ces deux pays sont classés dans le top 25 (moitié haute) de l'Afrique subsaharienne pour l'ensemble des critères et top 15 pour 8 des 10 critères de l'indicateur.

L'importance du climat des affaires et de sa robustesse semble déterminante : **la libéralisation du secteur ne peut produire pleinement ses effets qu'en s'inscrivant dans un environnement global favorable au développement du secteur privé.**

En Afrique subsaharienne, 45 % des investissements dans les EnR entre 2013 et 2020 provenaient de financements publics, contre 24 % en moyenne au niveau mondial selon l'IRENA : ce constat souligne l'ampleur du chemin restant à parcourir pour mobiliser davantage les capitaux privés.

Critères qui semblent valorisés par les investisseurs (étrangers notamment) :



Combien ça coute ?



Combien ça rapporte ?



Est-ce que je vais récupérer ?



Flexibilité et liberté d'entreprise/d'implantation

- Facilité et rapidité de création d'entreprise
- Facilité et rapidité d'obtention de permis de construire



Garantie de paiement

- Garantie souveraine et état fiable dans les paiements
- Assurances
- Rapatriement des fonds



Cadre juridique et gestion des risques

- Stabilité du cadre légal et fiscal
- Risque faible d'expropriation
- Faible impact de la politique et des régimes en place



2. Réduire les coûts, ou
du moins limiter leur
hausse

Nos secteurs font face à des contraintes endogènes et exogènes qui limitent la possibilité de réduire les tarifs pour les consommateurs

Des coûts toujours en croissance qui limitent les espoirs de baisse de tarifs

Les **croissances économiques et démographiques** des pays poussent la demande d'électricité vers le haut :

- La croissance de la consommation était de 3,3% entre 2023 et 2024;
- La croissance est estimée à **5,2% annuellement en moyenne entre 2025 et 2027** (IEA).

==> renforcement des réseaux de transport et de distribution nécessaire pour y faire face mais qui s'accompagne d'investissements coûteux (modernisation, extension...)

Les tarifs actuellement en vigueur **ne permettent pas de couvrir l'ensemble des coûts supportés** par le secteur. Ils sont donc subventionnés

Une éventuelle baisse des coûts de production ou d'approvisionnement **ne se traduirait pas nécessairement par une diminution immédiate des tarifs** pour les consommateurs, mais contribuerait à réduire le déficit structurel du secteur et la contribution du gouvernement.

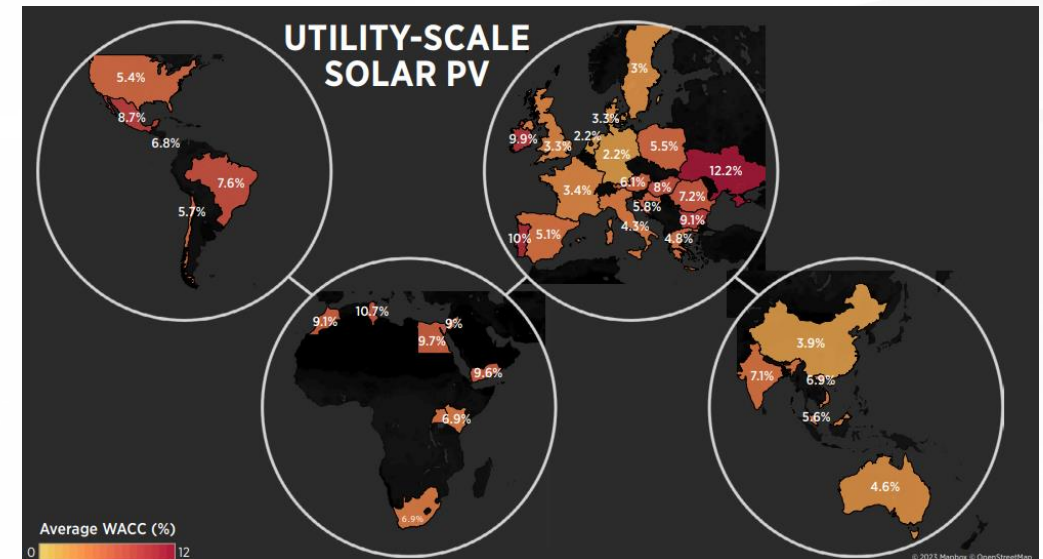
Des conditions de financement qui grèvent le coût des projets

La perception du risque en Afrique grève les coûts de financement, elle plus élevée qu'ailleurs

Le WACC pour le PV en Afrique se situait entre 7% et 11% entre 2019 et 2021 contre un WACC situé entre 2% 10% en Europe (IRENA).

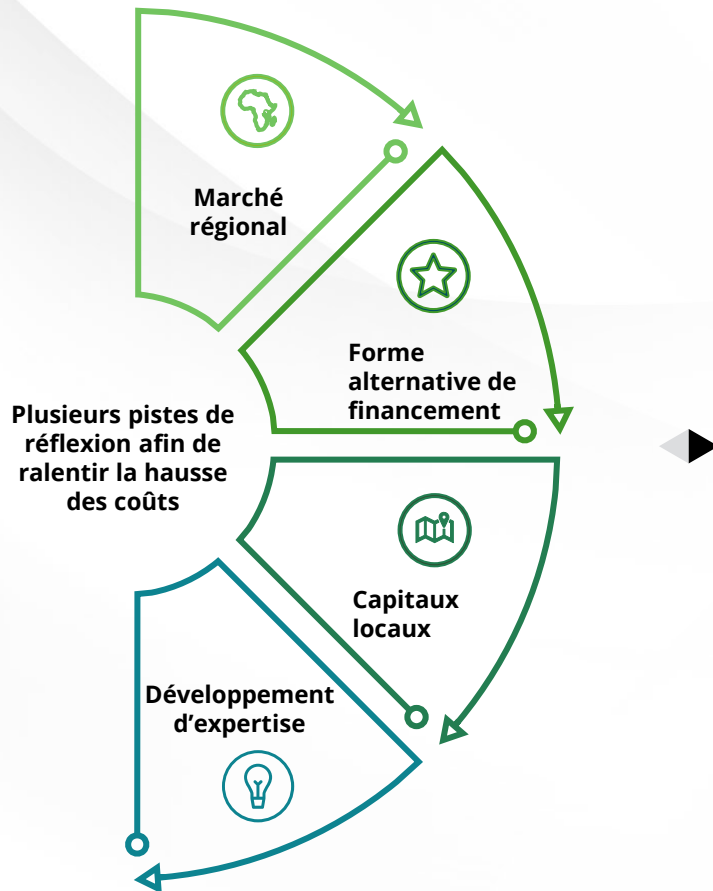


WACC moyen pour des projets PV dans le reste du monde



Source : IRENA, World Energy Investment 2025

Quelles solutions pour tirer parti de l'ouverture à la concurrence afin de ralentir la hausse des tarifs, à défaut d'un renversement de la tendance ?



Tirer profit du marché régional de l'électricité

- Le marché intégré favorise les échanges entre les pays : les sources de production les moins chères pourront remplacer les sources les plus coûteuses (import d'électricité moins coûteuse)
- Le marché intégré favorisera les projets de plus grande taille pour répondre à la demande de plusieurs marchés et non plus de petits marchés fractionnés (économies d'échelle)



Capitaliser sur des formes innovantes (ou alternatives) de financement

Plusieurs sources et structures de financement restent inexploitées en Afrique : les **fonds de pension, la titrisation, les dettes labellisées, les financements mixtes (blended finance)** en sont des exemples. D'après le président de la Chambre africaine de l'Energie (AEC) : **400 milliards de dollars de fonds de pension sont inexploités en Afrique** (discours au G20 rapportés par l'AEC) et pourraient être mobilisés pour les investissements dans le secteur de l'électricité.



Cibler les capitaux locaux et les capitaux en monnaie locale, moins chers

D'après l'IRENA, les projets d'EnR ne sont **financés qu'à 50% par les capitaux locaux** contre 75% en Europe et Amérique du Nord. Selon l'African Finance Corporation, l'Afrique détient plus de 4 000 milliards de dollars en épargne, réserves et autres actifs dont une partie pourrait bénéficier à l'économie réelle. Selon Energy For Growth Hub, un think tank indépendant, le financement de projets énergétiques en monnaie locale permettrait des **économies de 29%**.



Développer les expertises techniques, économiques et financières afin de structurer des PPA et PPP (win-win)

- Clauses take-or-pay bien dimensionnées et en adéquation avec les besoins, clauses take and pay ;
- Modèles standardisés ;
- Analyse des hypothèses économique-financières des contrats afin de challenger les prix ;
- Appels d'offre

L'exemple de l'Afrique du Sud et du REIPPPP

Mis en place en 2011, le *Renewable Energy Independent Power Producer Procurement Programme* (REIPPPP) a été conçu par l'Afrique du Sud pour diversifier son mix électrique, renforcer la sécurité d'approvisionnement et mobiliser les investissements privés. Le programme visait à réduire les coûts de production et à accélérer le déploiement des énergies renouvelables.

Caractéristiques mises en place

Evaluation fine des hypothèses

Appel d'offres par rounds avec pré-qualification stricte et évaluation des prix proposés et des hypothèses pour assurer le prix le plus juste

Standardisation des process

Standardisation des PPA afin de faciliter et accélérer le closing financier et de s'assurer que les conditions sont favorables pour les deux parties

Financement en monnaie locale

Financement en monnaie locale uniquement et exigences de local content dans le contrat (emplois locaux...)

Résultats observés

Attraction de près de 11 millions USD d'investissement

Entre 2011 et 2016 : 193 milliards de Rand (11,9 millions USD) d'investissements dans le secteur de l'électricité

Baisse des prix d'achat de l'énergie

Baisse des prix entre le 1er round et le 4e round (2011-2016):

- PV : -83%
- Eolien : -59%
- CSP : -43%

S

**Sortir de la vision
classique : Exploiter le
financement privé
également pour les
activités de réseaux**



Malgré les besoins d'investissement élevés des activités de réseaux, les stratégies et initiatives visant à intégrer davantage le secteur privé se font rare en Afrique



Un investissement faible du secteur privé dans les activités de réseau malgré des besoins considérables

La libéralisation dans le secteur de l'électricité se réfère souvent uniquement à la production (ou dans certains cas, à la commercialisation notamment en Europe) mais ces notions pourraient s'appliquer également aux activités de réseau.

Les activités de transport et de distribution manquent d'investissements pour :

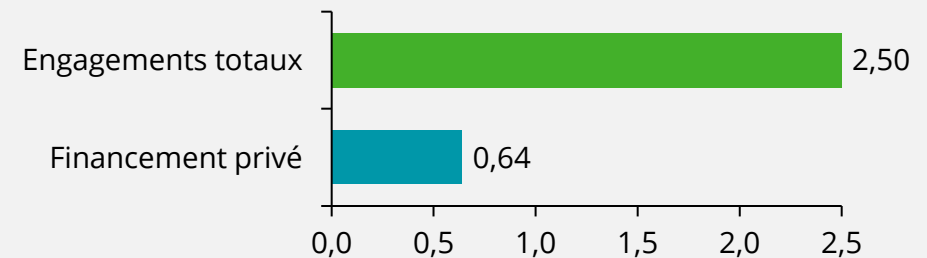
- **Moderniser les infrastructures** (limiter les pannes, les pertes...);
- **Etendre** le réseau et poursuivre les activités d'électrification (notamment rurale);
- **Concrétiser la construction du marché régional** d'électricité qui nécessitera le déploiement de lignes d'interconnexion entre les pays frontaliers.

Malgré ces besoins, le financement privé reste très limité : pour soutenir l'accès à l'électricité, ils ont représenté **640 millions USD en 2023 (25% des « engagements » de financement, selon l'IEA).**

Besoin en financement annuel pour atteindre l'accès universel d'ici 2035 (milliards USD)







Engagements totaux pour les projets d'accès et part du financement privé en 2023 (milliards USD)



Source : International Energy Agency

L'intégration du secteur privé dans les activités de réseaux peut prendre plusieurs formes

	Concession totale du réseau	Transport d'électricité indépendant (TEI)	Investissement marchand
 Durée & Champ d'application	Long-terme (25 ans et plus). Toutes les lignes existantes et nouvelles.	Long-terme (25 ans et plus). Une ou plusieurs lignes (nouvelles lignes, contrat BOOT).	Indéterminé. Une seule ligne souvent CCHT (courant continu haute tension).
 Revenus	Les revenus sont définis par le régulateur pour rembourser les coûts supportés et assurer une rémunération des actifs raisonnable.	Les revenus sont fixés contractuellement.	Les revenus sont liés au volume d'énergie acheminé sur cette ligne et de l'écart de prix entre les deux extrémités de la ligne.
 Règles d'accès	Accès des tiers au réseau (non-discrimination).	Accès des tiers au réseau (non-discrimination).	Accès exclusif : le propriétaire de la ligne peut décider des accès (qui peut utiliser sa ligne) et des tarifs à pratiquer.
 Exemples	Sénégal, Cameroun, Côte d'Ivoire,	Brésil, Chili, Pérou, Inde	Australie, USA

Source : World Bank, Connexions : Partenariats public-privé dans le secteur du transport d'électricité en Afrique

Le Transport d'Electricité Indépendent représente l'une des formes de financement les plus prometteuses pour l'Afrique

1

Une capacité à attirer les capitaux nécessaires

D'après la Banque mondiale, le TEI est la forme de financement la plus adéquate :

- Applicable à l'ensemble des investissements nécessaires ;
- **Possibilités d'économies d'échelles** (plus limitées pour les petits pays) ;
- Pression concurrentielle accrue (appel d'offres) ;
- **Nécessite un degré de confiance moins élevé dans la réglementation** (revenus contractuels) ;
- Succès dans d'autres pays en voie de développement.

2

Une diminution des coûts liés au réseau

Les TEI permettent de diminuer les coûts grâce à :

- Un passage par appel d'offre et donc une mise en concurrence ;
- Une **meilleure efficacité opérationnelle** (moins d'investissements) car les projets sont gérés par des TEI expérimentés et non pas des maîtres d'œuvre.

La Banque mondiale estime que les gains d'efficacité potentiels annuels sur le continent représenteraient **6 milliards USD**.

3

Des résultats éprouvés dans d'autres pays en voie de développement

Les TEI ont été utilisés dans plusieurs pays d'Amérique latine (Brésil, Chili, Pérou) et d'Asie du Sud-Est (Inde) et ont permis d'augmenter les investissements dans les réseaux et d'attendre rapidement le réseau de transport :

- **Brésil** : 211 concessions et 70k km de lignes entre 1999 et 2015
- **Pérou** : 6k km de lignes depuis 1998
- **Inde** : 21k km entre 2011 et 2016 (6% du réseau)



Important notice

This document has been prepared by Deloitte for the sole purpose of enabling the parties to whom it is addressed to evaluate the capabilities of Deloitte to supply the proposed services.

The information contained in this document has been compiled by Deloitte and may include material obtained from various sources which have not been verified or audited. This document also contains material proprietary to Deloitte AG. Except in the general context of evaluating the capabilities of Deloitte AG, no reliance may be placed for any purposes whatsoever on the contents of this document. No representation or warranty, express or implied, is given and no responsibility or liability is or will be accepted by or on behalf of Deloitte or by any of its partners, members, employees, agents or any other person as to the accuracy, completeness or correctness of the information contained in this document.

Other than as stated below, this document and its contents are confidential and prepared solely for your information, and may not be reproduced, redistributed or passed on to any other person in whole or in part. No other party is entitled to rely on this document for any purpose whatsoever and we accept no liability to any other party who is shown or obtains access to this document.

This document is not an offer and is not intended to be contractually binding. Should this proposal be acceptable to you, and following the conclusion of our internal acceptance procedures, we would be pleased to discuss terms and conditions with you prior to our appointment.

Deloitte is an affiliate of Deloitte NSE LLP, a member firm of Deloitte Touche Tohmatsu Limited, a UK private company limited by guarantee (“DTTL”). DTTL and each of its member firms are legally separate and independent entities. DTTL and Deloitte NSE LLP do not provide services to clients. Please see www.deloitte.com/ch/about to learn more about our global network of member firms.

Deloitte is an audit firm recognised and supervised by the Federal Audit Oversight Authority (FAOA) and the Swiss Financial Market Supervisory Authority (FINMA).