

FAIRE DECOLLER ET DEVELOPPER L'ECONOMIE DU SOLAIRE EN ZONE UEMOA

Etat des lieux, accessibilité, marchés et écosystème

1. INTRODUCTION

Les objectifs de cette note sont à la fois de jeter un regard critique sur la situation actuelle des énergies renouvelables dans les pays de l'UEMOA et leur parcours pour y arriver, tout en faisant des propositions pour permettre l'accélération du développement de ces énergies.

L'approche retenue ici est d'aider à la définition d'une vision portée par les pouvoirs publics pour être ensuite déclinée par des institutions nationales et régionales. Cette vision ne se sous-traite pas auprès des institutions internationales ou bien des cabinets indépendants, elle est tout d'abord conçue par la puissance publique, elle sert ensuite de ligne directrice dans la mise en place des mesures nécessaires et leur application.

Nous espérons ainsi que cette note pourra contribuer à l'élaboration de cette vision, vision qui reste encore à affiner aujourd'hui, d'où les retards et aléas existants.

2. LES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LES PAYS DE L'UEMOA EN 2018

2.1. Situation actuelle

De façon générale, les pays de l'UEMOA ont fait un premier pas très honorable et souvent réussi dans les énergies renouvelables. Nous pouvons en particulier noter les projets suivants :

- Dans le cadre de la réglementation sur les énergies renouvelables parue en 2010, le Sénégal a signé des Contrat d'Achat/Vente de l'Electricité (« CAE ») pour plus de 250MW à des prix abordables :
 1. Trois centrales photovoltaïques avec le fonds Meridiam, à un prix de 65 FCFA indexé à un taux d'inflation annuel supérieur à 1.68%
 2. Une centrale photovoltaïque avec la société Greenwish, à un prix identique de celui de Meridiam
 3. Une centrale éolienne de 150MW avec la société Lekala, qui sera construite en trois tranches de 50MW chacune (prix de cession non public)

En outre, le Sénégal a signé un accord avec la SFI pour la mise en place du programme Scaling Solar, programme qui a abouti à l'octroi d'une capacité photovoltaïque de 60MW au consortium Engie/Meridiam, au prix subventionné de FCFA 25 indexé à un taux d'inflation annuel de 1.2%.

Enfin, le Sénégal a obtenu un financement concessionnel pour la réalisation d'une centrale de 15MW détenue par la SENELEC

- La Mali a également signé des CAE pour plus de 83MW et 45MW additionnels devraient être signés prochainement à des prix abordables, portant la capacité totale du pays à 128MW :
 4. Une centrale de 50MW avec la société AKUO, dans le cadre de négociations bilatérales (prix de cession non public)
 5. Une centrale de 33MW avec la société SCATEC, dans le cadre de négociations bilatérales (prix de cession non public)

6. Une centrale de 20MW avec le consortium Access Power/Total Eren, dans le cadre d'un appel d'offres (prix de cession inférieur à FCFA 79 sans indexation)
7. Une centrale de 25MW avec la société Building Energy, dans le cadre d'un appel d'offres (prix de cession inférieur (prix de cession inférieur à FCFA 79 sans indexation)

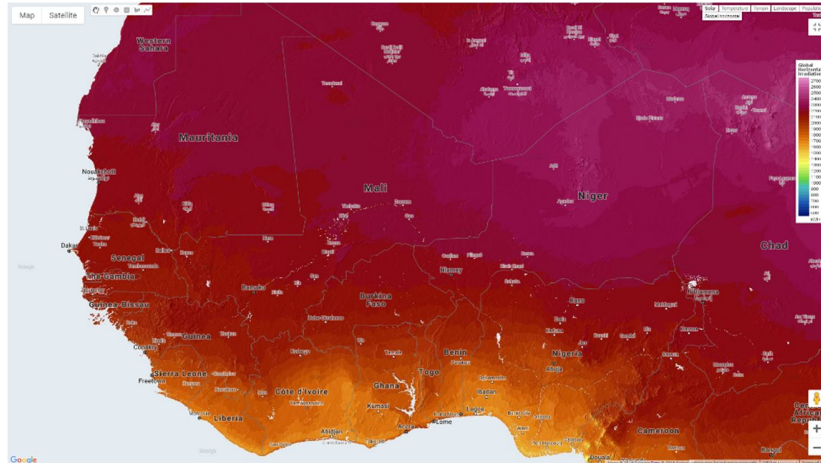
Notons également le projet précurseur intéressant de centrale hybride avec stockage par batteries, détenue par EDM et réalisé en 2011, pour une puissance totale de 440 kW.

- Le Burkina Faso a également signé un CAE pour 26MW (prix non public), avec la société Windiga (Consortium Access Power/Total Eren), dans le cadre d'un Partenariat Public Privé (« PPP »), et a obtenu un financement concessionnel pour une centrale de 33MW détenue par la SONABEL, aujourd'hui en opération – portant la capacité totale photovoltaïque du pays à 59MW. Notons que des capacités additionnelles ont été octroyées par appels d'offres en 2014 mais le développement de ces projets n'a pas été réellement poursuivi. Notons également le projet pionier intéressant de centrale hybride de 15MW, détenue par Total Eren et actuellement en opération, pour alimenter la mine IAMGOLD d'Essakane.
- Le Niger a obtenu un financement concessionnel pour la mise en place d'une centrale de 20MW, extensible à 30MW, qui sera détenue par la NIGELEC après deux années d'exploitation
- Enfin, notons :
 8. le Bénin qui a signé un accord avec le Millenium Challenge Corporation en 2015 – programme « Compact » qui connaît des retards dans sa mise en œuvre
 9. la Côte d'Ivoire qui a organisé des appels d'offres en 2014, 2016 et 2018, chacun pour l'octroi de capacités solaires entre 20MW et 25MW – appels d'offres qui rencontrent des difficultés dans leur mise en œuvre. En outre, le pays a obtenu un financement concessionnel pour la construction d'une centrale de 37.5 MW qui sera détenue par la CIE.
 10. le Togo qui a organisé un appel d'offres en 2014 pour deux centrales de 5MW – appel d'œuvre qui connaît également des difficultés dans sa mise en œuvre

Au total, ce sont plus de 560 MW de solaire et d'éolien raccordés au réseau, en cours de closing, construction ou opérationnels dans la zone UEMOA. De nombreux autres projets sont en cours de discussion et devraient voir le jour dans les années à venir.

2.2. Le potentiel futur et les solutions techniques existantes

Comme on peut le voir sur la carte ci-dessous, le potentiel solaire de l'Afrique de l'ouest est important, même lorsque l'on exclut les zones du Sahel qui présentent des problèmes de sécurité et d'éloignement aux infrastructures de transport de l'électricité.



Source : Solar GIS (nov 2018)

On trouve ainsi fréquemment des rayonnements sur le plan horizontal entre 1800 et 2100 kWh/m²/an, par exemple au Sénégal, au Mali, au Burkina Faso, au nord du Bénin, avec en outre le Niger dont les rayonnements sur le plan horizontal dépassent les 2200 kWh/m²/an.

Dans ces zones, il sera possible d'atteindre à court terme des kWh extrêmement compétitifs non subventionnés, largement en dessous de FCFA 65 sans indexation sur 20 ans, pour autant que les conditions contractuelles et financières soient réunies, point que nous aborderons dans la **Section 4** de la présente note.

L'intérêt économique d'intégrer l'énergie solaire est donc évident. Outre l'attrait d'un coût de production de l'électricité bas, s'ajoutent la décorrélation de ce coût de production aux prix des hydrocarbures – point essentiel lorsque l'on regarde le poids budgétaire de l'achat de carburant, gaz ou pétrole, et les contraintes logistiques posées – ainsi que l'indépendance énergétique créée.

La question de savoir s'il faut ou non intégrer de façon croissante cette énergie au sein des mix énergétique des pays de l'UEMOA ne se pose donc plus aujourd'hui. La question essentielle sur laquelle les pays doivent maintenant se pencher est la suivante : **comment augmenter la part du solaire au sein du mix énergétique ?**

Car en effet, la saturation des réseaux est arrivée bien plus vite que prévue :

11. Le Sénégal a réalisé une étude réseau en 2015 conduite par Tractebel, qui indique l'obligation de renforcer un certain nombre de lignes si l'on veut dépasser l'objectif des 20% du mix énergétique provenant des énergies renouvelables – objectif qui est déjà atteint
12. Le Mali doit attendre le renforcement des lignes Ségou – Bamako, la boucle Sikasso – Bamako ainsi que le renforcement de la ligne Bamako – Kita s'il on veut installer de futurs MW
13. Le réseau du Niger ne permet pas l'évacuation de plus de quelques dizaines de MW
14. Le Bénin ne peut installer également que quelques dizaines de MW, en l'attente du renforcement de la ligne Nord – Sud par la CEB (rattachement à Parakou)

Si aucune solution n'est trouvée à court terme, le développement des énergies renouvelables se verra freiné et les projets en cours de développement resteront en attente probablement pour plusieurs années – entraînant ainsi des surcoûts de développement et un renchérissement du coût du kWh.

3. LES FREINS AU DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LA ZONE UEMOA

Outre les contraintes techniques évoquées dans la **Section 2** précédente, nous noterons les barrières suivantes :

3.1. La réglementation IPP

Les réglementations concernant les producteurs d'électricité indépendant (on utilise communément le sigle anglais « **IPP** ») des pays de l'UEMOA sont encore imparfaites, même dans les pays où les IPP sont présents depuis de nombreuses années, comme la Côte d'Ivoire ou le Sénégal. Bien souvent, les législations interdisent les négociations bilatérales entre les promoteurs privés et les gouvernements, alors que pourtant ce mode de transaction reste le plus utilisé dans la zone UEMOA. Si les réglementations de l'UEMOA restent claires sur ce sujet (Directives concernant les modalités de passation des marchés publics) et préconisent les appels d'offres, celles-ci sont de second rang par rapport aux législations nationales. Au niveau national, nous retrouvons en particulier deux cas :

- i) La réglementation nationale interdit les contrats en gré à gré, sauf pour des cas spécifiques dont les énergies renouvelables ne font logiquement pas partie (les Codes de l'Energie font référence aux notions d'urgence ou de projets pilotes, ou bien d'impératifs techniques et économiques, qui en principe ne s'appliquent pas aux projets EnR. C'est par exemple le cas du Bénin, du Sénégal, du Togo et de la Côte d'Ivoire
- ii) La réglementation nationale permet les contrats en gré à gré, mais les modalités doivent être décrites dans des décrets qui ne sont pas encore publiés – cas du Burkina Faso par exemple.

L'absence de clarté concernant les modalités de passation des contrats en gré à gré entraîne de lourdes complexités sur le plan contractuel ou bien dans les autorisations à émettre – nécessité de décrets spécifiques, accords directs renforcés, etc... Car en effet le financement des projets IPP ne peut avoir lieu que dans la mesure où les contrats signés sont bien valides et opposables aux tiers. Cette complexité entraîne de nombreux retards et surcoûts.

3.2. La documentation contractuelle

La documentation contractuelle doit en principe être composée d'au moins deux documents essentiels : un document signé avec l'opérateur électrique, appelé contrat d'achat/vente de l'électricité (le CAE), et un document signé avec l'Etat, que l'on appelle convention de concession, ou bien convention d'investissement (la « Concession »). Dans la zone anglophone, ce dernier contrat peut prendre également la forme d'un « Put Call Option Agreement » (PCOA).

Le financement des projets IPP repose essentiellement sur la solidité de ces contrats. Dans la mesure où les opérateurs électriques nationaux connaissent des difficultés financières, et que bien souvent une partie de leurs charges opérationnelles est supportée par l'Etat, il est nécessaire de compléter le CAE par la Concession afin d'avoir un recours auprès de l'Etat. En outre, on retrouvera systématiquement certaines clauses essentielles souhaitées par les banques et investisseurs, par exemple : la couverture de la dette en cas de résiliation, même suite à une faute de l'opérateur privé ; la résiliation en cas de force majeure politique ; le paiement de l'électricité en cas de défaut du réseau.

Bien que les opérateurs de la zone UEMOA présentent des profils financiers assez similaires, et que les secteurs énergétiques des pays de la zone connaissent des problématiques très proches, il est étonnant

de constater une grande diversité dans les structurations contractuelles. En outre, nous pouvons constater que les Etats d'une part ne diffusent pas leur expérience des pratiques contractuelles au sein de la zone et que d'autre part certains d'entre eux reprennent systématiquement les négociations contractuelles pour chacun des projets, sans prendre en compte les précédentes transactions. Cette situation entraîne des retards et renchérit le coût du kWh.

3.3. La structuration financière

Lorsque la documentation contractuelle est acceptée par les banques et les investisseurs, il reste encore le point des sûretés à mettre en place et des garanties financières requises pour couvrir i) les défauts de paiement de l'opérateur et ii) la clause de résiliation. Sur ces points encore, alors que les pays présentent des profils similaires, il est étonnant de voir la diversité des schémas finalement retenus. En outre, les Etats ne sont souvent pas préparés pour la mise en place de ces garanties, aussi les négociations prennent beaucoup de temps, ainsi que la mise en place des solutions finalement acceptées – entraînant encore une fois retards et renchérissement du coût du kWh.

3.4. L'encadrement institutionnel des projets

Il s'agit ici probablement du frein le plus important. Les pays de la zone UEMOA n'ont pas encore proposé de véritable projet à moyen ou long terme concernant l'intégration des énergies renouvelables au sein de leur réseau. Par projet, il faut entendre ici une vision intégrée : combien de MW, à quel coût, à quel rythme annuel, selon quelles modalités d'attribution, avec quelles organisations et ressources internes, selon quels modes de financement, selon quelles modalités contractuelles, et en proposant quels types de garantie.

Dans la mesure où cette vision et sa mise en place ne sont pas encore définies, il n'y a pas encore de mise en cohérence du travail des différents ministères et institutions, dont les positions sont parfois conflictuelles – notamment entre le Ministère de l'Energie, le Ministère des Finances, l'opérateur électrique national et le régulateur. En outre, les décisions prennent du temps, car ces institutions craignent, notamment dans le cadre des négociations bilatérales, de commettre des erreurs pouvant impacter la totalité de la période du CAE (au moins 20 ans) ou bien de ne pas tirer le maximum de bénéfices de ces projets : le partenaire est-il viable ? Le prix du kWh est-il convenable ? Puis-je améliorer la documentation contractuelle ? Peut-on accélérer la mise en œuvre de ces projets ? Ne vais-je pas déstabiliser mon réseau ? Ces questions reviennent régulièrement, même à la suite de la sélection d'un candidat au travers d'un appel d'offres. Ainsi, les négociations peuvent être stoppées, car l'Etat souhaite finalement conduire une étude réseau au niveau national pour s'assurer de la viabilité des projets en cours de négociation. Ce manque de cohérence et d'engagement entraîne, encore une fois, retards – parfois de plusieurs années - et surcoûts dans le développement des projets.

Il faudra noter que le temps de développement moyen des projets IPP solaire est pour l'instant de l'ordre de sept ans : les projets au Sénégal ont débuté leur développement vers 2008-2009, au Burkina Faso vers 2009-2010, au Mali vers 2012. Ce temps de développement est bien trop long et explique notamment les taux de retours élevés attendus des investisseurs ainsi que les coûts de développement élevés des projets.

4. SOLUTIONS PROPOSEES POUR ACCELERER LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES DANS LA ZONE UEMOA

4.1. La réalisation d'un schéma directeur régional permettant l'absorption de l'intermittence à moindre coût

Nous pouvons constater aujourd'hui que les schémas directeurs existants au niveau national ne reflètent pas nécessairement la réalité des projets en cours de construction. Les raisons essentielles tiennent notamment à la mise en œuvre des projets IPP, toujours très longue et présentant de nombreux risques de développement, les aléas des infrastructures de transport, la disponibilité du gaz, les délais pour la mise en exploitation des ressources en hydrocarbures de la zone mais aussi des changements de politique concernant les choix technologiques retenus ou encore l'arrêt du développement des projets par les sponsors. Concernant les énergies renouvelables, cela est flagrant : les consultants n'ont pas pris en compte la baisse rapide des coûts de production de l'électricité issue du solaire photovoltaïque et l'intérêt croissant que présente cette technologie, aussi celle-ci est encore assez marginalisée.

Il faut donc rapidement corriger ces schémas directeurs nationaux. Toutefois, le point de départ ne devrait pas être national, du fait de la contrainte technique indiquée en **Section 2.2**. Nous allons évoquer ici quelques solutions qu'il serait intéressant d'approfondir, dans le cadre d'une étude régionale menée par le WAPP ou les institutions régionales :

1. Le développement d'interconnexion qui doit prendre en compte les meilleures ressources solaires et permettre de maximiser la taille des centrales dans les endroits les plus ensoleillés et où le rayonnement présente la plus faible volatilité (afin de limiter les chutes de tension brutales et l'intermittence très court terme)
2. La prise en compte de capacités de réserve dans le développement des centrales HFO mais surtout gaz (par exemple augmentation de 10 à 20% des capacités cibles)
3. Une réflexion nouvelle sur l'utilisation des centrales hydrauliques, en binôme avec les centrales solaires

Sur le plan technique, cela nécessiterait de rapidement développer des outils de gestion du réseau performant, ainsi que des systèmes d'information et de gestion.

Recommandations :

1. Création d'une task-force régionale, composée d'experts nationaux et internationaux (la « **Task Force** »), pour coordonner le développement du programme solaire
2. Mener une étude de réseau régionale dont l'objectif est l'intégration maximale du solaire à moindre coût. La direction de cette étude ne doit pas être sous-traitée : elle doit être dirigée par cette Task Force, et conduite par un bureau d'études de renommée internationale connaissant parfaitement la région
3. Rediriger les subventions et fonds concessionnel vers les outils de gestion des réseaux et les infrastructures permettant la gestion de l'intermittence

4.2. L'organisation institutionnelle unifiée autour d'une vision de long terme

Lorsque le potentiel technique est estimé, les différents Etats pourraient ainsi proposer un programme d'installation de centrales solaires sur plusieurs années, en indiquant avec précision les capacités à installer par pays, et en se fixant des objectifs de prix de kWh. Les modes de passation peuvent être le gré à gré ainsi que les appels d'offres, ces deux modes pouvant coexister. Deux piliers essentiels doivent permettre la concrétisation de cette vision de façon efficace :

i) La diffusion d'une réglementation IPP et d'une documentation contractuelle adéquate

L'objectif essentiel est de permettre la mise en place de façon rapide **le financement sans recours des projets**, mode de financement le plus utilisé à ce jour pour le financement des projets IPP. L'ensemble des réglementations doit ainsi être revu sous ce prisme, et la documentation préparée en amont par des cabinets juridiques spécialisés en financement de projet et travaillant habituellement avec les secteurs privé et public.

ii) La négociation préalable de la documentation contractuelle et de la structuration financière avec les banques de développement

Les Etats ne doivent pas attendre les propositions des banques pour finaliser leur documentation. Au contraire, si la vision proposée est suffisamment cohérente et construite, les Etats eux-mêmes peuvent négocier le contenu des contrats ainsi que les sûretés acceptables pour les banques – à l'image du Maroc, de l'Egypte ou de l'Afrique du Sud. Un programme attrayant et bien construit, soutenu par des partenaires privés crédibles, entraînera nécessairement des concessions de la part des bailleurs de fonds, lorsque celles-ci sont possibles et justifiées.

Une fois cette documentation retenue, on pourra la décliner pendant la durée du programme envisagé, tout en cherchant à l'améliorer à la marge lorsque cela est possible, suite aux retours d'expérience des premiers projets.

Recommandations :

4. Proposer un programme détaillé aux partenaires privés et institutions financières sur 5 ans comportant capacités annuelles à attribuer, documentation contractuelle, réglementation adaptée. La définition de ce programme ne doit pas être sous-traitée : une Task-Force pourra diriger les études qui seront sous-traitées à des cabinets juridiques et techniques spécialisés.
5. Valider ce programme en plus haut lieux et impliquer l'ensemble des administrations dans sa réalisation
6. Négocier en amont la documentation contractuelle et le schéma des garanties/sûretés avec les banques de développement
7. S'assurer de façon transversale que le financement de projets, ou financement sans recours, est possible pour financer les projets issus du programme

4.3. Augmenter la taille du marché au travers de projets régionaux

De nombreux travaux sont en cours pour assurer l'existence de ce marché régional, que ce soit au niveau juridique (lancement officiel du marché régional de l'électricité en juin 2018) ou bien technique, avec le

développement des interconnexions par le WAPP. Les énergies renouvelables pourront ainsi en bénéficier : nous avons déjà parlé de la question technique en Section 4.1., il faut ainsi y ajouter la question commerciale. Deux points pourront être évoqués :

- i) La mutualisation des sûretés, par exemple en créant un fonds de garantie régional
- ii) La capacité de structurer des CAE entre plusieurs pays (directement ou indirectement).

N'oublions pas que le financement des énergies renouvelables repose sur la signature du CAE, qui présente une durée minimum de 20 ans afin de diminuer le coût du kWh en amortissant les investissements sur le long terme. La totalité de l'électricité évacuée doit ainsi être garantie pendant cette durée. Si la capacité de la centrale est telle qu'une partie de l'électricité est nécessairement destinée à l'export, il faut alors que soit un Etat prenne seul le risque de paiement de la totalité de l'électricité produite (le pays où la centrale est localisée par exemple), pour ensuite proposer cette électricité sur le marché régional, ou bien plusieurs Etats prennent ce risque de paiement, schéma financièrement et juridiquement complexe qu'il se doit à terme de pouvoir être simplifié.

Recommandations :

- 8. Mener une étude juridique sur la possibilité d'évacuer l'électricité d'une centrale pour le bénéfice de plusieurs pays, directement ou indirectement
- 9. Etablir une feuille de retour pour la réalisation du cadre législatif, technique et commercial permettant cette approche régionale des centrales

5. CONCLUSIONS

La présente note présente de façon synthétique les principaux freins perçus au développement des énergies renouvelables, et émet neuf propositions pour accélérer le développement de ces énergies et diminuer leur coût de production de l'électricité. Nous espérons que ces mesures pourront être prises rapidement, car les réseaux électriques très rapidement ne pourront plus absorber l'intermittence de nouvelles centrales. Le financement de ces mesures par les bailleurs de fonds pourrait à notre sens avoir bien plus d'impact que l'octroi de subventions ou de fonds concessionnels dans la production de l'électricité, pour autant que ces projets de production soient déjà commercialement viables – ce qui est le cas pour la plupart des projets de centrales photovoltaïques de taille industrielle.

D'autre part, il nous semble urgent que les Etats de la zone UEMOA mettent en œuvre toutes ressources nécessaires pour diminuer les temps de développement : les risques de développement élevés et la hausse des coûts de développement sous-jacente expliquent en partie les coûts de kWh plus élevés.

Enfin, nous espérons au plus vite que les Etats de la zone UEMOA pourront proposer une vision détaillée de la place des EnR au sein des mix énergétiques. C'est l'absence de cette vision qui explique les différents programmes proposés par les bailleurs de fonds, qui se substituent ainsi à la puissance publique, souvent de façon imparfaite bien que toujours dans une démarche positive de création de marchés. Il faut à notre sens combler rapidement ce vide : les pays de l'UEMOA sont parmi les plus dynamiques du continent, et disposent de proximités territoriale, économique et culturel représentant des bases solides pour la mise en place d'un programme régional ambitieux.