**Discussion sur les tarifs pour des mini-réseaux verts**

Contexte

*Dans plusieurs dossier d’appel d’offre portant sur le développement, le cofinancement, la construction, la distribution et la commercialisation de l’énergie électrique à base de sources d’énergies renouvelables hors réseau,* le tarif proposé pour les développeurs est plafonné au prix du tarif national.

En tant que développeurs, nous sommes agnostiques quant au niveau des tarifs tant que les revenus du projet nous permettent de récupérer entièrement les dépenses d’investissements (CAPEX), les frais de fonctionnement (OPEX) et le coût du capital. Notre objectif est de travailler en étroite collaboration avec les autorités afin de trouver un tarif qui offre un rendement acceptable aux intervenants du secteur privé, qui soit aligné avec la capacité de payer de la population locale et qui soit logique au regard du cadre politique du pays.

# La demande et les tarifs sont essentiels à la récupération des coûts

Les coûts du secteur privé peuvent être regroupés en trois grandes catégories:

- Dépenses d’investissements (CAPEX):

* Développement de projets
* Équipement de production d'énergie
* Équipement de distribution d'électricité
* Conception technique
* Gestion de projets de construction
* Infrastructure de comptage
* Infrastructure de paiement
* Systèmes de contrôle
* Logistique, douanes, impôts

- Frais de fonctionnement (OPEX) :

* Maintenance de la génération
* Maintenance de la distribution
* Carburant (si le groupe électrogène diesel est inclu)
* Service clientèle
* Vente, généralités et administration (SG&A)
* Marketing et ventes
* Remplacement des composants (si nécessaire)

- Coût du CAPITAL :

* Fonds propres
* Dettes et capitaux privés

Les revenus des développeurs privés proviendront de :

- La vente d'électricité

- Frais de connexion

- Subventions: souvent un montant fixe par connexion à accorder dans le cadre d'un mécanisme de financement basé sur les résultats.

Étant donné que les dépenses d’investissements(CAPEX) et les frais de fonctionnement (OPEX) devraient déjà être optimisés pour les entreprises matures qui seront préqualifiées pour l'appel d'offres, il reste 3 paramètres clés pour assurer le recouvrement des coûts pour le secteur privé :

- Le taux de rentabilité du projet qui doit être aligné avec le coût du capital

- Les recettes, en fonction de la demande et du tarif

- Le niveau de la subvention

Comme indiqué ci-dessus, le taux de rendement requis est fixé par le coût du capital, qui est principalement déterminé par les fournisseurs de capitaux privés et de dettes, ce qui laisse peu de marge de manœuvre aux développeurs pour utiliser le coût du capital comme levier pour parvenir au recouvrement des coûts. Il ne reste alors que deux variables possibles : les recettes et la subvention.

Élasticité de la demande et risque associé

Dans l'appel d'offre, les développeurs doivent présenter une demande de subvention d'un certain niveau, compte tenu des revenus attendus. Le principal problème est qu'aujourd'hui, les développeurs ne sont pas en mesure d'estimer précisément les recettes, étant donné qu'aucun des développeurs ne possède d'expérience préalable quant à la manière dont la demande se manifestera quand le tarif est aussi bas que les tarif nationaux.

Généralement, pour les projets de mini-réseaux sur le continent africain, qui ciblent les villages ruraux avec des clients résidentiels et qui ne dépendent pas d'un client fixe, le tarif moyen facturé va de 0,5 €/kWh (environ 330 FCFA/kWh) à 1,5 €/kWh (environ 1000 FCFA/kWh). Cette fourchette indicative de tarifs comprend des projets avec différents niveaux de financement concessionnel et différents modes de consommation. La plupart des développeurs ont une bonne indication de la manière dont la population consommera l'électricité, compte tenu d'un certain ensemble d'indicateurs culturels et socio-économiques ainsi que d'un certain tarif. Aujourd'hui, il n'existe aucune étude ou expérience antérieure sur la manière dont la population rurale réagira face à un tarif aussi bas (comparé à des projets similaires sur le continent).

Une étude intéressante de CrossBoundary a été réalisée sur l'élasticité de la demande ; comment une réduction des tarifs douaniers affectera la demande [:](https://static.wixstatic.com/ugd/cba5c5_ccaafe036bec4fcb87bbc1041aef6beb.pdf) https://static.wixstatic.com/ugd/cba5c5\_ccaafe036bec4fcb87bbc1041aef6beb.pdf

La conclusion de cette étude est que le revenu moyen par utilisateur (ARPU) reste presque constant lorsque le tarif de l'électricité est réduit ; la consommation augmente presque proportionnellement à la baisse du prix. Dans l'étude, l'ARPU total a diminué de 7 % après une réduction des prix de >50 %. Cependant, l'étude reconnaît que pour répondre à une demande accrue, un plus grand système électrique est nécessaire et, par conséquent, l'impact global de la réduction des tarifs sur la rentabilité du projet est négatif. L’ étude présente d'autres lacunes telles que :

- L'échantillon est trop petit : seuls quelques villages ont été inclus dans l'étude et dans la même région.

- La durée de l'étude est courte, les données ne couvrant que 9 mois après la réduction tarifaire, il n'est pas clair s'il s'agit d'un effet transitoire (par exemple similaire à une augmentation de la consommation après une action de marketing) ou si l'augmentation de la demande est durable dans le temps.

- L'étude n'examine pas s'il existe un plafond pour la demande. Supposons pour cet exercice que le tarif appliqué soit de 1 FCFA, on pourrait prévoir que la contrainte pour atteindre le même niveau d'ARPU ne sera plus le tarif mais la demande : y a-t-il suffisamment d'accès aux appareils dans les zones rurales pour atteindre le niveau de demande permettant d'atteindre le même ARPU ? Il s'agit d'un exemple illustratif, cependant, nous ne sommes pas en mesure aujourd'hui d'estimer quel niveau de tarif entraînerait une consommation limitée par le manque d'accès aux appareils électriques.

Pour les raisons ci-haut mentionnées, les développeurs privés n'ont aucun moyen d'estimer avec précision la demande et donc les revenus potentiels.

Sans garantie supplémentaire ou mécanisme d'atténuation, le résultat est que le projet ne sera pas bancable pour la plupart des fournisseurs de capitaux privés et de dettes.

# Une subvention ponctuelle comme solution entraîne un problème différent

Souvent, dans la plupart des appels d’offre, un financement supplémentaire est proposé aux développeurs privés sous forme d'une subvention fixe par connexion vérifiée, versée dans le cadre d'un mécanisme axé sur les résultats.

Comme indiqué ci-dessus, les deux paramètres qui peuvent être ajustés afin d'atteindre des projets bancables pour le secteur privé sont le niveau de subvention et les revenus. Comme nous l'avons vu, le niveau des recettes attendues est extrêmement difficile à estimer et donnera lieu à des approches prudentes de la part du secteur privé afin d'atténuer le risque et d'inclure l'augmentation des coûts de CAPEX qu'implique une forte demande. La conséquence mécanique sera de demander des niveaux de subvention élevés afin d'atteindre le taux de rentabilité interne (TRI) requis qui garantit la bancabilité du projet.

Dans les projets types d'accès à l'énergie par mini-réseaux, le niveau moyen des subventions reçues pour assurer la rentabilité est d'environ 50 % des dépenses d’investissements (CAPEX). Compte tenu de l'incertitude relative aux recettes qui conduit à des hypothèses prudentes et de l'augmentation des dépenses d'investissement liée à la forte demande, on peut s'attendre à ce que les niveaux de subvention demandés dépassent 50 % des dépenses d'investissement (CAPEX) et même 100 % des dépenses d'investissement, une fois pris en compte le recouvrement des coûts d'exploitation (OPEX), des frais généraux & administratifs (SG&A) et du coût du capital.

Ce niveau de subvention, qui couvre la plupart des coûts, n'est pas optimal pour assurer la durabilité du projet ; le secteur privé n'aurait aucun intérêt financier dans le projet et aucune raison de réduire les coûts, d'optimiser les coûts d'exploitation (OPEX) et de prévoir des actions de stimulation de la demande ou d'augmenter le nombre de connexions pendant les 20 années d'exploitation, car tous les coûts "ont été prépayés". La raison d'être de l'implication du secteur privé serait essentiellement supprimée.

# Solutions possibles

Différentes solutions pourraient permettre de résoudre le problème :

## Tarif transitoire reflétant les coûts

Un tarif reflétant les coûts, aligné sur la capacité de paiement des utilisateurs ciblés une fois que la subvention proposée par connexion a été déduite du coût total des dépenses d'investissement (CAPEX) du projet, pourrait être utilisé pendant une période transitoire menant à une convergence avec le tarif national.

Cette méthode de fixation des tarifs s'est avérée être un excellent moyen d'attirer le secteur privé dans les pays où le marché des mini-réseaux est naissant, en leur permettant de comprendre les spécificités du pays en matière socio-économique et de capacité de paiement. Elle est également très utile pour les acteurs du secteur public engagés dans le projet car il leur permet de comprendre les structures de coûts liées aux différents modèles commerciaux envisagés par le secteur privé pour les mini-réseaux.

Pour rappel, la méthode de fixation des tarifs n'est pas liée au rôle du régulateur ; dans certains pays comme le Bénin, le régulateur approuve le tarif reflétant les coûts et dans d'autres comme la Tanzanie, le régulateur est seulement informé.

Après avoir atteint un certain volume de mini-réseaux dans le pays, il est nécessaire d'évoluer vers un tarif unifié, au moins pour l'ensemble du secteur hors réseau. Des tarifs reflétant les coûts, après un certain volume de mini-réseaux sur un nouveau marché, peuvent entraîner une frustration de la population locale liée aux différents tarifs dans chaque village et sont également déroutants et difficiles à suivre pour les régulateurs. En outre, après 5 à 10 ans d'exploitation, une fois la demande stabilisée, les développeurs seront en mesure de comprendre l'élasticité de la demande ainsi que d'optimiser les frais de fonctionnement(OPEX) et de refinancer le projet en ayant accès à un financement moins cher reflétant la diminution du risque et de l'incertitude du projet.

À ce moment, une révision des tarifs peut être effectué, avec pour objectif de les faire converger vers le tarif national. Compte tenu de la nouvelle structure des coûts (un refinancement meilleur marché, optimisation des coûts d'exploitation, bonne connaissance de la demande), la convergence pourrait être réalisée avec ou sans le besoin de subventions récurrentes supplémentaires pendant une période définie, afin d'éviter un changement brutal. La principale contrainte à prendre en compte pour cette convergence, est que le projet atteigne un taux de rendement interne (TRI) suffisant pour le rendre bancable.

Il est essentiel de spécifier dans le contrat de concession le processus détaillé du mécanisme de convergence tarifaire et pas seulement les grands principes, car cela entraînera une incertitude et l'impossibilité d'attirer des fonds privés pour le projet.

## Tarif unifié transitoire hors réseau

Une tariffication unifié pour le système hors réseau aligné sur la capacité de paiement des utilisateurs ciblés, une fois que la subvention proposée par connexion a été déduite du coût total des dépenses d'investissement (CAPEX) du projet, pourrait être utilisé pendant une période transitoire menant à une convergence avec le tarif national.

Le niveau des tarifs devrait être le résultat d'un échange entre le secteur privé et les autorités publiques, en essayant de correspondre à la capacité de paiement de la population rurale et en ne nécessitant pas de subventions récurrentes pour atteindre un un taux de rendement interne(TRI) bancable.

Quant à l'approche transitoire reflétant les coûts, ce tarif pourrait être appliqué pendant une certaine période évoluant vers la convergence avec le tarif national selon le principe expliqué dans la section précédente.

Là encore, il est essentiel de préciser sur le contrat de concession les mécanismes détaillés d'une modification des tarifs et pas seulement les grands principes, car cela entraînera de l’ incertitude et de l'impossibilité d'attirer des fonds privés pour le projet.

## Subventions récurrentes

Après une période de 5 à 10 ans, une fois que la phase de convergence vers le tarif national unifié est lancée, l'optimisation des coûts pourrait ne pas suffire à couvrir l'écart entre les coûts et les recettes attendues en utilisant le tarif national. Dans ce cas, des subventions récurrentes pourraient être nécessaires. À cette fin, nous aimerions explorer quelques idées sur la manière de structurer les subventions récurrentes.

### Subventions récurrentes

Les subventions récurrentes pourraient être une solution qui garantirait aux développeurs privés une part dans le projet afin d'atteindre une rentabilité d'exploitation ainsi que le maintien du tarif national, mais cette solution ne pourrait être mise en œuvre qu'à moyen ou long terme. Ces subventions récurrentes pourraient être versées pour atteindre un certain niveau de revenu moyen par utilisateur (ARPU) (mécanisme qui pourrait être très similaire, par exemple, au programme CIZO déjà mis en œuvre pour les SHS au Togo) ou pour atteindre un certain niveau de taux de rendement interne (TRI) prévu pour le projet.

La raison en est que pour garantir des subventions récurrentes pendant la durée de vie du projet, au moins ces 3 conditions clés doivent être remplies :

- Création d'une chambre de compensation indépendante de tout instance gouvernementale

- Capitalisation durable d'un fonds d'électrification rurale au minimum pendant la durée de vie du projet

- Renforcement des capacités et numérisation de la chambre de compensation afin de mettre en place un mécanisme de compensation efficace et transparent

Nous estimons qu'il faudra des années pour combiner les exigences minimales mentionnées ci- dessus si l'on part de zéro. Dans le cas où elle serait basée sur des mécanismes existants, comme celui du CIZO, elle pourrait être plus rapide. Pour cette raison, cette solution ne doit pas être considérée comme une solution à court terme.

### Garanties

Compte tenu de tout ce qui a été dit dans les sections précédentes, il est clair qu'il existe un problème d'incertitude en ce qui concerne la demande. Pour atténuer le risque lié à la demande, une solution pourrait consister à fournir des garanties sur le niveau de la demande : en dessous d'un certain niveau de demande, les développeurs seraient rémunérés pour chaque kWh non vendu. Ces garanties pourraient également porter sur le niveau prévu du revenu moyen par utilisateur (ARPU) ou sur le taux de rendement interne (TRI) prévu du projet.

Ceci ne s'est jamais produit dans le monde de l'accès à l'énergie et nécessiterait également le même type de chambre de compensation avec les mêmes exigences que les subventions OPEX. C'est pourquoi nous ne pensons pas que ce soit une solution envisageable à court terme, à moins qu'une institution de financement pour le développement soit prête à la mettre en œuvre.