



**TOGETHER**  
*for a sustainable future*

## OCCASION

This publication has been made available to the public on the occasion of the 50<sup>th</sup> anniversary of the United Nations Industrial Development Organisation.



**TOGETHER**  
*for a sustainable future*

## DISCLAIMER

This document has been produced without formal United Nations editing. The designations employed and the presentation of the material in this document do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries, or its economic system or degree of development. Designations such as “developed”, “industrialized” and “developing” are intended for statistical convenience and do not necessarily express a judgment about the stage reached by a particular country or area in the development process. Mention of firm names or commercial products does not constitute an endorsement by UNIDO.

## FAIR USE POLICY

Any part of this publication may be quoted and referenced for educational and research purposes without additional permission from UNIDO. However, those who make use of quoting and referencing this publication are requested to follow the Fair Use Policy of giving due credit to UNIDO.

## CONTACT

Please contact [publications@unido.org](mailto:publications@unido.org) for further information concerning UNIDO publications.

For more information about UNIDO, please visit us at [www.unido.org](http://www.unido.org)

Projet de Promotion des énergies renouvelables pour  
l'électrification décentralisée en vue de la création  
d'activités génératrices de revenus

---

**Rapport de synthèse :**  
**Etude de Préfaisabilité pour 11 localités**  
**Etude des Business-Modèles et de**  
**l'Approche Financière**

Juin 2014

Etude réalisée par l'ONUDI



ORGANISATION DES NATIONS UNIES  
POUR LE DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL



REPUBLIQUE DE COTE D'IVOIRE

## Table de Matières

<b>INTRODUCTION</b>	<b>3</b>
<b>I. OBJECTIFS</b>	<b>3</b>
<b>II. METHODOLOGIE</b>	<b>3</b>
<b>III. CONCLUSIONS D'ORDRE GENERAL</b>	<b>10</b>
<b>IV. RECOMMANDATIONS</b>	<b>12</b>
<b>V. QUESTIONS CLES POUR LA POLITIQUE DES MINI-RESEAUX</b>	<b>18</b>
<b>VI. PROPOSITION DE CONTENU POUR LA SUITE DU PROJET</b>	<b>20</b>
<b>VII. ANNEXES : FICHES DES LOCALITES</b>	<b>23</b>
1. LOCALITE DE MBANA	24
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	25
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	25
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	25
2. DILOLA	27
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	28
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	28
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	28
3. KEHI	30
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	31
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	31
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	31
4. GROGUIDA V1	33
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	34
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	34
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	34
5. DOKPODON	36
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	37
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	37
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	37
6. SONONZO	39
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	40
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	40
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	41
7. MISSIDOUGOU	42
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	43
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	43
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	43
8. TAMAFROU	45
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	46
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	46
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	46
9. TOUGBO	48
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	49
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	49
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	49
10. BEOUE	51
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	52
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	52
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	52
11. HANNIE	54
RESUME DES COUTS ET DES TARIFS	55
RESUME DES CRITERES DE SELECTION	55
EVALUATION DU SITE ET RECOMMANDATIONS	56

## Introduction

Le présent rapport porte sur le projet de Promotion des énergies renouvelables pour l'électrification rurale décentralisée en vue de la création d'activités génératrices de revenus, cofinancé par le FEM et l'Etat de la Côte d'Ivoire et mis en œuvre par le bureau de l'ONUDI en Côte d'Ivoire. Il résume deux études : une étude de pré faisabilité socio-économique pour 11 sites (localités) et une étude sur les business-modèles et l'approche financière applicables pour le développement des mini-réseaux d'électrification rurale. Le rapport se base aussi sur les analyses faites dans une étude de dimensionnement des centrales pour les 11 sites étudiés dans le cadre de l'exécution dudit projet.

## I. Objectifs

Les principaux objectifs de ces études sont :

- informer le Ministère sur la sélection des sites pour les étapes de faisabilité et d'exécution du projet ;
- fournir une aide à la prise de décision pour les développeurs du secteur privé et les investisseurs intéressés à poursuivre des projets dans les régions concernées par cette étude ;
- examiner les business-modèles qui sont pertinents pour les mini-réseaux et notamment pour attirer la participation du secteur privé dans ce domaine ;
- faire des recommandations pour l'approche à choisir pour le projet ONUDI/FEM, et identifier les questions clés pour le Ministère de Pétrole et d'Energie dans l'établissement d'une politique pour les mini-réseaux ;
- examiner les modalités financières possibles pour le développement du secteur et de servir comme ressource pour l'évolution de la politique publique concernant les mini-réseaux en Côte d'Ivoire.

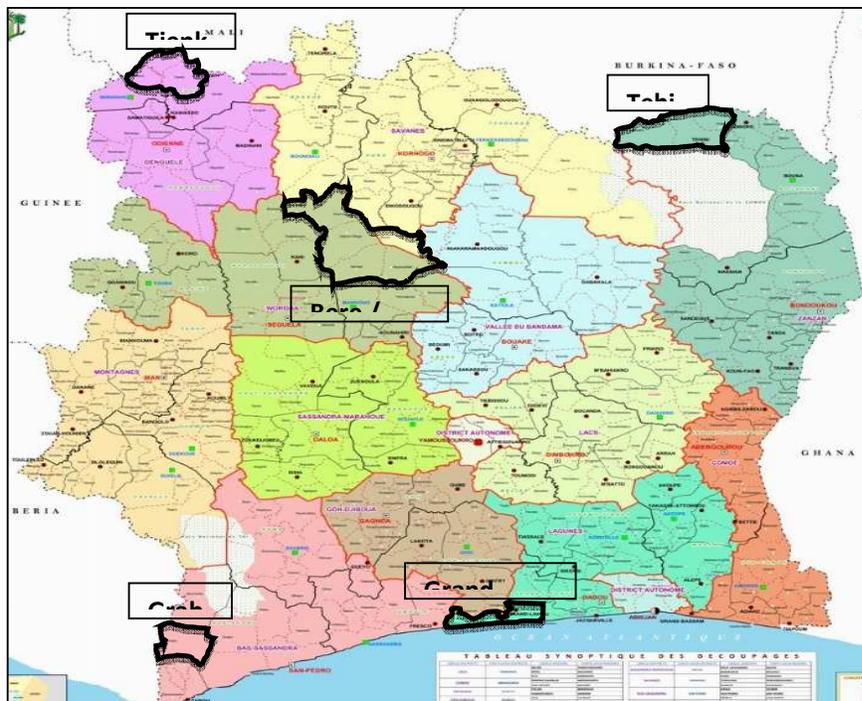


Figure 1 : Sites retenus dans l'étude de pré faisabilité

## II. Méthodologie

La méthodologie des études consiste en :

1. Une présélection des sites en consultation avec le Direction des Energies Nouvelles et Renouvelables (DENR), du Ministère du Pétrole et de l'Énergie et en conformité avec les priorités nationales du Gouvernement
2. Des entretiens avec des potentiels bénéficiaires d'électricité (résidentiels et professionnels) et les chefs de leurs communautés, avec un accent sur l'estimation de la demande d'électricité, la volonté à payer les factures et les aspects socio-économiques des localités
3. Un dimensionnement préliminaire des centrales et une évaluation préliminaire du coût d'installation
4. L'analyse des options et les recommandations pour les business-modèles
5. L'analyse des coûts de production
6. Les recommandations de structures possibles pour un Partenariat Public-Privé et des sites à retenir ainsi que les prochaines étapes.

Un résumé des études de préfaisabilité, notamment les données des sites et les critères de sélection, y compris les coûts de production, est présenté dans les fiches pour chaque localité à la fin de ce rapport.

### 1. Critères de sélection des sites

Il est possible de comparer les sites en fonction des critères qui sont définis ci-dessous. Un tableau résumant ces critères est présenté dans la fiche individuelle de chaque site.

- Un système de couleurs est utilisé pour présenter l'appréciation générale des critères :



Couleur verte : signifie que le critère est de bon niveau pour la localité



Couleur orange : signifie que le critère est de niveau moyen pour la localité mais cela ne constitue pas forcément un obstacle insurmontable



Couleur rouge : signifie un obstacle qui peut s'avérer incontournable dans l'exécution de projet.

- Pour certains critères, le niveau est présenté par un chiffre ou nombre allant de 1 à 5. Ce sont les critères d'accès, de cohésion et de motivation.
- Pour les autres critères, un système de classement des sites est adopté. Ainsi les localités occuperont respectivement les rangs de 1<sup>er</sup> à 11<sup>ème</sup> selon que leurs indices sont meilleurs les uns par rapports aux autres.

Les différents critères sont présentés ci-après.

#### ➤ Facilité d'accès :

Les mini-réseaux, surtout à base d'une centrale photovoltaïque, sont bien adaptés pour des endroits isolés. Cependant, pour une phase pilote qui sert à démontrer la faisabilité de l'approche, un site accessible est préféré. Les différents niveaux d'accessibilité suivants peuvent être retenus :

Niveau	Signification
1	Accès facile sur une route bitumée
2	Accès régulier sur une route non-bitumée
3	Accès généralement possible, mais parfois coupé pour une période de 24 heures après une forte pluie
4	La localité peut être enclavée pendant 2 à 3 jours au cours de la saison des pluies
5	La localité peut être inaccessible pour une semaine pendant la saison des pluies

➤ **Densité de la population :**

La densité est définie en population par hectare. Une plus forte densité permet de diminuer le coût moyen de branchements et la longueur du réseau de distribution, ainsi que les pertes techniques et donc améliore la faisabilité économique du projet.

➤ **Cohésion sociale et risques de conflits :**

Des conflits occasionnels sont une partie normale de la vie qui doit être gérée par les responsables de la localité. Pour un projet d'électrification, le risque est qu'un conflit peut endommager les biens qui sont installés dans la localité. Les conflits dans la zone peuvent plus généralement perturber la facilité d'accès ou la collecte de paiements. Les niveaux de cohésion suivants sont donnés :

Niveau	Signification
1	Pas de conflits apparents dans la localité
2	Conflits occasionnels gérés avec des procédures locales
3	Conflits occasionnels gérés avec l'aide de l'administration de la zone
4	Expérience de conflits qui ont résulté en une confrontation physique entre populations
5	Expérience de conflits qui portent des risques tangibles aux biens à installer ou problèmes de sécurité dans la zone

➤ **Motivation et organisation au sein de la communauté :**

Une bonne motivation locale est essentielle pour un projet, surtout si la communauté est impliquée dans sa gestion. Même si elle ne l'est pas, les usagers doivent s'engager aux règlements d'usage et c'est souhaitable qu'ils fassent une contribution financière ou en main d'œuvre au départ du projet. Les catégories suivantes sont définies :

Catégorie	Signification
1	Existence d'associations locales avec un bilan de contribution aux projets communautaires et volonté de contribuer financièrement à l'électrification
2	Existence d'associations locales avec un bilan de collecte de fonds et volonté de faire une contribution symbolique pour le projet d'électrification
3	Existence d'associations locales mais avec un niveau de leadership faible ou peu de volonté de participer à un projet d'électrification
4	Absence d'associations locales ou manque manifeste de leadership
5	Bilan de mauvaise gestion de fonds

➤ **Revenus par habitant:**

Un projet qui cherche à attirer les investisseurs privés diminue les risques de non-paiement en choisissant une localité avec un niveau de revenus qui permet aux usagers de payer leurs factures. Ici, la mesure utilisée est la moyenne de revenus par habitant. Pour ce critère, le système de classification /classement est utilisé pour prioriser les localités.

➤ **Possibilité pour les utilisations productives de l'énergie :**

Ce projet vise directement les utilisations productives de l'électricité. Deux éléments portent sur cette rubrique. Premièrement, un niveau d'activités artisanales et commerciales qui existent déjà montre qu'un marché local existe pour les biens et les services et qu'il existe un certain nombre de clients « professionnels » qui sont généralement prêts à payer une facture plus élevée que les ménages. Deuxièmement, l'identification des projets potentiels par les résidents de la localité montre une volonté à lancer des nouvelles activités avec l'arrivée de l'électricité. Les deux mesures utilisées sont donc 1) la part des activités commerciales et artisanales dans les revenus de la localité et 2) la part des nouvelles activités commerciales et artisanales dans la demande prévue. Cette donnée est exprimée en pourcentage (%).

➤ **Dépense énergétique totale estimée :**

La dépense totale sur l'énergie est une mesure de la taille de l'opportunité pour un investisseur dans l'électrification de la localité. Des chiffres élevés signifient une échelle intéressante pour le projet.

➤ **Volonté de payer :**

La volonté de payer est un critère clé dans cette analyse. Une bonne moyenne de volonté de payer appuie la faisabilité économique du projet et le nombre de personnes qui dépassent un seuil minime assure une échelle viable du service.

La volonté de payer est préférée à la capacité à payer, parce que ce dernier est la source de données pour la dépense totale des ménages sur l'énergie, discuté ci-dessus.

Plusieurs mesures sont utilisées :

- Le tarif théorique, qui montre la volonté de payer par rapport à la demande exprimée par les ménages
- La moyenne de la volonté de payer par habitant, qui montre le niveau général de volonté de payer, sans favoriser les localités avec les plus grands ménages
- La volonté de payer au 80<sup>ème</sup> centile, qui indique le niveau de volonté de payer de la masse critique de la localité
- La volonté de payer les installations au 80<sup>ème</sup> centile, qui indique le niveau potentiel de pénétration du service au sein de la localité

➤ **Coût de l'électricité:**

Les analyses financières permettent de faire une première estimation du coût de production d'électricité. Plusieurs mesures sont calculées dans les fiches pour chaque site. Pour ce critère, le LCOE (Levelized Cost of Energy) est utilisé: ce sont les coûts globaux actualisés du cycle de vie du projet divisés par les ventes d'énergie actualisées. Les investissements pour étendre le système avec la croissance de demande sont inclus, commençant avec les scénarios conservateurs (le moindre des scénarios 1 et 3).

Ce coût donne un aperçu sur tout le cycle de vie du projet et permet la comparaison de technologies qui ont des profils différents en termes de coût d'investissement par rapport au coût d'exploitation.

## 2. Contexte des analyses financières

Le problème d'implication du secteur privé dans le financement des mini-réseaux se structure à travers une séquence de questions qui nous permettent d'identifier les options de modèles financiers. D'abord, les options concernant les actifs à laisser à la charge de l'investisseur, les tarifs à appliquer puis les types et niveaux de subventions à faire sont considérés.

### *a. L'investisseur privé investit dans quels actifs ?*

En principe, l'investisseur peut être impliqué dans tous les types d'actifs du mini-réseau – la centrale de production, le réseau de distribution, les branchements des abonnés et le câblage intérieur des bâtiments. Ce rapport considère deux options.

- **La première option :** inclut un investissement dans les actifs de production et sépare le coût du réseau de distribution. Ceci correspond au rôle d'un IPP pour la centrale. Le réseau de distribution est financé selon l'une des options suivantes : (i) soit il est pris en charge par l'Etat, la communauté elle-même, un autre bailleur de fonds ou une combinaison des trois, (ii) soit il est financé par le secteur privé l'opérateur de la centrale ou une autre source), avec une structure PPP hybride. Ce cas est surtout valable pour l'hybridation des mini-réseaux existants.
- **La deuxième option :** inclut l'investissement dans les actifs de production et de distribution. Dans ce cas, les actifs de distribution peuvent se limiter au réseau, mais peuvent aussi inclure les branchements et le câblage intérieur des usagers.

Les analyses financières montrent les coûts de branchements mais il est supposé qu'ils ne sont pas inclus dans l'investissement de l'opérateur privé.

### *b. Quel tarif sera appliqué ?*

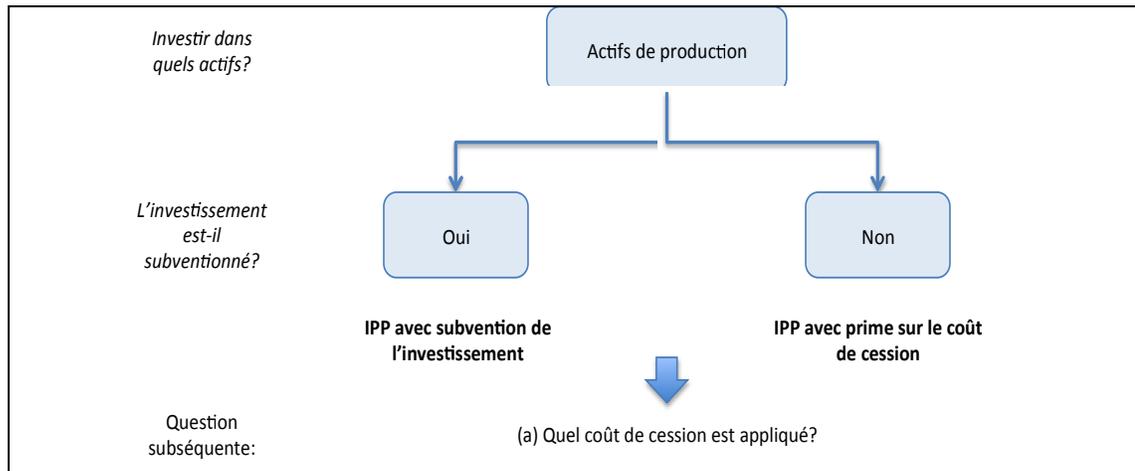
Les options de tarification sont diverses (voir le rapport sur les business-modèles pour le détail), et ceci est une question clé dans la réglementation des mini-réseaux. La décision concernant les types de tarifs permis détermine les options de financement possibles.

### *c. Quelle subvention sera faite ?*

Les options de subventions se divisent en deux catégories : i) la subvention de l'investissement au moment de l'installation des biens et ii) la subvention du coût d'exploitation. Bien entendu, il existe les options de ne pas subventionner du tout ou bien de faire les deux types de subvention en même temps. (Le détail des options de subvention est examiné dans le rapport des business-modèles.)

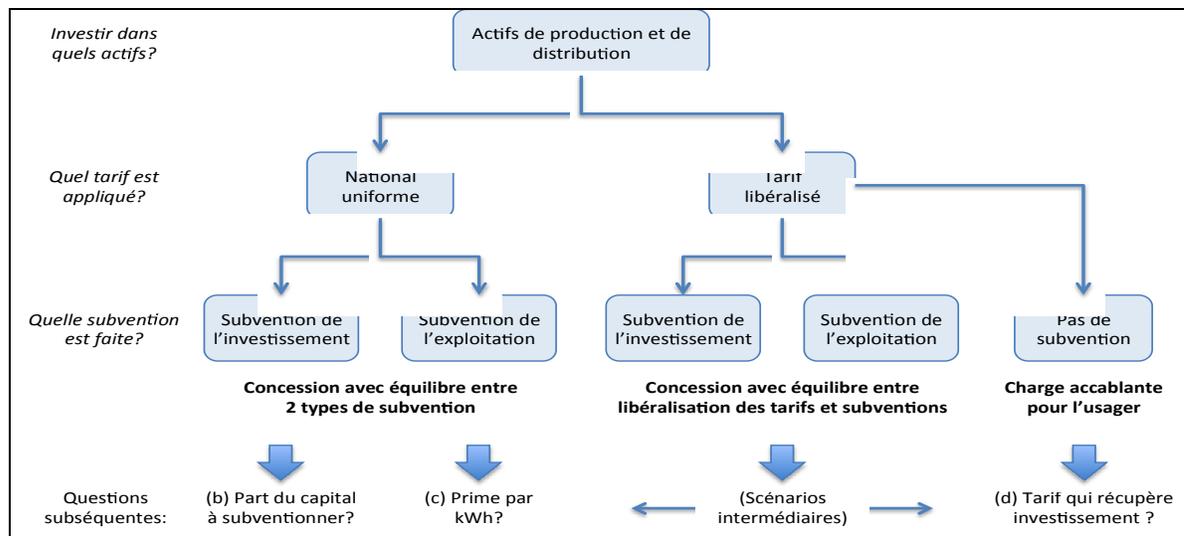
Les options et les questions qu'elles entraînent sont présentées dans les Figures 2 et 3 ci-dessous.

Figure 2 : Structure d'options de financement dans le cas d'investissement dans les actifs de production



Dans le cas où l'investissement dans les biens de production est séparé des biens de distribution et quelle que soit la subvention faite, la question est simple : « *Quel est le coût de cession qui permet à l'IPP de récupérer son investissement ?* »

Figure 3 : Structure d'options de financement dans le cas d'investissement dans les actifs de production et de distribution



Dans le cas d'investissement dans un mini-réseau intégré, avec ses biens de production et de distribution, plusieurs options ressortent. Si le tarif national uniforme est appliqué, la conception financière doit équilibrer la subvention de l'investissement d'un côté et la subvention de l'exploitation de l'autre. Ce dernier peut s'exprimer en termes de prime par kWh. Dans cette option, il est important de comprendre les cas extrêmes. Deux questions en découlent:

- Quelle est la subvention de l'investissement qui permet d'appliquer le tarif national sans subventionner l'exploitation ?

- Quelle est la prime par kWh qui évite une subvention de l'investissement ?

Si le tarif est libéralisé, il existe un autre cas extrême dans lequel aucune subvention n'est faite et le consommateur porte le fardeau du tarif élevé tout seul. Même si cela entraîne une situation inéquitable, il est important de connaître le tarif dans ce cas extrême :

- Quel est le tarif qui permet à l'investisseur de récupérer son investissement sans aucune subvention ?

L'apport des subventions de l'investissement et/ou de l'exploitation avec une libéralisation du tarif crée des scénarios intermédiaires, avec un équilibre entre ces trois composants, qui reste dans les limites identifiées par l'analyse des cas extrêmes.

Les résultats des analyses financières et les réponses aux questions (a), (b), (c) et (d), sont présentés dans les fiches pour chaque site. Les tableaux de tarifs comprennent cinq types de tarifs.

#### ✓ **Le tarif pour la récupération de l'investissement**

Sur une durée du projet de vingt ans et avec un coût du capital de 10,8%, ce tarif permet de récupérer l'investissement initial dans les actifs. Son coût total par kWh est déterminé en ajoutant le coût d'exploitation par kWh. Deux valeurs sont présentées : une qui récupère le coût y compris le réseau de distribution et l'autre qui correspond aux coûts de la centrale et la préparation du projet uniquement. Le coût total avec les actifs de production uniquement correspond au tarif (a) et celui avec les actifs du réseau correspond au tarif (d).

#### ✓ **Le tarif national moyen (hors taxes)**

Les usagers de chaque localité sont classifiés par rapport à leur demande estimée en puissance et en consommation d'énergie et distribués parmi les catégories de tarifs arrêtés par l'ANARE, en correspondance avec le taux de pénétration estimé pour la localité. En fonction de la demande moyenne et le montant des revenus pour chaque catégorie (hors TVA), la recette moyenne par kWh est établie pour deux scénarios de consommation dans chaque localité.

#### ✓ **La prime par kWh**

C'est la différence entre le tarif national moyen et le tarif total pour la récupération de l'investissement et correspond au tarif (c).

#### ✓ **La part de l'investissement à subventionner**

La subvention de l'investissement nécessaire pour maintenir le tarif national uniforme est déterminée en calculant d'abord la valeur présente de la différence entre le tarif national moyen et le coût d'exploitation. Ensuite, cette valeur est soustraite du coût d'investissement pour déduire le montant à subventionner. Autrement dit, le coût d'investissement moins la valeur présente du bénéfice qui reste sur l'exploitation représente la partie à subventionner. Il y a des cas dans lesquels le coût d'exploitation dépasse le tarif national moyen, donc la subvention peut être au-delà de 100%.

#### ✓ **Le coût moyen actualisé de l'énergie ou LCOE (Levelized Cost of Energy)**

Il représente les investissements et le coût d'exploitation dans chaque année du projet (sur 20 ans) actualisé et divisé par les ventes d'énergie actualisées dans chaque année en kWh<sup>1</sup>.

Le taux d'actualisation est 10.8%. Ce coût permet de comparer les coûts de production par des technologies différentes, qui diffèrent en termes de l'importance des coûts d'exploitation par rapport aux coûts d'investissement, par exemple.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{P_t + M_t + I_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t (1-d)^t}{(1+r)^t}}$$

<sup>1</sup> La formule pour le LCOE est :

T = durée de vie du projet, P = coût initial, M = coût d'exploitation, I = paiement de dette, r = taux d'actualisation, E = énergie consommée, d = dégradation de la capacité de production (supposé être 0 pour nos calculs)

### III. Conclusions d'ordre général

L'analyse menée selon la méthodologie décrite ci-dessus permet de tirer des conclusions d'ordre général :

#### 1. Le modèle d'intervention pour des mini-réseaux dans les villages doit être conçu au cas par cas

D'une région du pays à une autre et même souvent dans la même région, il existe des différences importantes entre les villages en ce qui concerne leur capacité organisationnelle, leur volonté de payer et l'importance des activités artisanales. Le modèle d'intervention sur un projet de mini-réseaux, avec entre autres ses éléments de système de gestion, de tarification et de règlements d'usage, doit être conçu au cas par cas.

#### 2. Les zones d'intervention à l'échelle sont nécessaires pour attirer le secteur privé

Les estimations de dépenses totales sur l'énergie (sans compter la cuisson) varient entre **865 000 F CFA** pour la plus petite localité et **7 240 000 F CFA** pour la plus grande (sur les 11 localités étudiées). Ceci est un indicateur de l'échelle des revenus potentiels pour un opérateur, qui devrait être attiré par une zone d'intervention sur plusieurs localités au lieu d'une seule.

#### 3. Les activités commerciales et artisanales sont importantes pour le succès du projet

Les « professionnels » sont généralement prêts à payer plus que les ménages et leur consommation diurne est un contrepoids aux besoins plutôt nocturnes des ménages. Une bonne présence d'artisans et de commerçants favorise l'aspect économique du projet. Dans certaines localités, la présence d'un client « ancre » peut stabiliser les revenus d'un opérateur de mini-réseau.

#### 4. Les installations devraient être payées à crédit pour une bonne pénétration du service

Compte tenu du coût du câblage intérieur, du branchement et du compteur, beaucoup de ménages, qui ont exprimé une volonté assez limitée de payer les installations, ne seront pas en mesure de s'abonner. La fourniture d'un crédit pour les coûts d'installation ou une subvention payée par l'Etat ou à travers les tarifs, permettrait d'arriver à un taux qui favorise l'aspect économique du projet.

#### 5. La variabilité de revenus doit être prise en compte

Les localités ont toutes une grande variabilité mensuelle des revenus, qui diminuent en moyenne jusqu'à 33% de leur niveau moyen dans le mois le plus difficile. Une méthode pour gérer cette fluctuation au niveau des paiements de factures est nécessaire.

#### 6. Les répondants (enquêtés) indiquent qu'ils acceptent un système tarifaire qui diffère du tarif national

Une minorité des personnes enquêtées (8%) a opposé une résistance à un tarif qui est plus élevé que celui pratiqué par la CIE sur l'ensemble du territoire national. Il semble que les questions plus pertinentes concernent les économies sur le coût actuellement payé pour les besoins énergétiques, la qualité de service apporté par l'électrification par rapport aux solutions improvisées et le montant de la facture au lieu du prix par kWh.

## **7. Le tarif national moyen est généralement bas et le coût de production est comparativement élevé**

Le profil des consommateurs dans le milieu rural est principalement de la catégorie « domestique modéré », conduisant à un tarif moyen assez bas. (65 – 70 CFA/kWh à Mbana, avec peu d'activités artisanales, et 80 – 90 CFA/ kWh à Hannié, avec sa prépondérance de consommateurs « professionnels ».) Le coût de production est comparativement élevé, variant entre 240 CFA/kWh et 540 CFA/kWh et diminue généralement avec l'échelle de la demande. Les coûts de production ne favorisent pas clairement une technologie (PV ou hybride).

## **8. Il est nécessaire de diminuer le coût d'investissement autant que possible**

La réduction du coût d'investissement est la première cible pour diminuer le coût de production par kWh. Plusieurs stratégies sont possibles :

- Les zones de concession, avec une intervention de l'opérateur sur plusieurs localités, permettent de réaliser des économies d'échelle sur la préparation des projets, les missions de terrain et l'exploitation. Il est souhaitable qu'au moins une localité dans la zone ait une population dans l'ordre de 2 500 habitants ou plus
- Une contribution de la part de la communauté peut réduire le coût de la main d'œuvre, surtout en ce qui concerne les travaux de préparation du chantier lors de la construction du réseau et de la centrale
- Un réseau qui couvre la localité entière est inclus dans le coût d'investissement, même si la pénétration initiale est basse. Une rationalisation de la longueur devrait être considérée. L'éclairage public n'est souvent pas une priorité de la communauté, ou n'est pas nécessaire partout dans la localité, donc des économies sur ce volet sont possibles
- Les stratégies et les technologies de gestion de la demande examinées dans la première partie du rapport détaillé peuvent permettre d'atteindre un meilleur rapport entre le coût d'installation et les ventes d'énergie, par exemple en diminuant la charge nocturne ou en minimisant les pics de charge
- Dans une approche A-B-C (Anchor, Business, Community), un service est fourni dans un premier temps aux clients « professionnels ». Ce sont les clients avec une plus grande proportion d'utilisation pendant la journée, une plus grande volonté de payer et un plus grand tarif national moyen. Le fait de limiter l'investissement d'abord à un système qui répond aux besoins des commerçants et des artisans permet de maximiser le tarif moyen et de diminuer le besoin de subvention

## **9. La diminution du coût du capital est aussi importante**

Le coût du capital est un composant significatif dans le tarif pour la récupération du coût d'investissement. Il pèse surtout sur les projets de petite échelle. La réduction de coût de capital peut avoir un impact important. Par exemple, dans les localités analysées, une réduction de 1% du taux d'intérêt sur la dette conduit à une réduction du tarif de 10 à 20 CFA par kWh<sup>2</sup>.

Deux stratégies sont donc proposées :

- L'implication des investisseurs « impact » qui sont prêts à accepter un retour sur leur investissement plus bas que les investisseurs classiques
- La fourniture de taux d'intérêt concessionnels pour la composante dette des projets de mini-réseaux

---

<sup>2</sup> Cela dépend de la part de la dette dans la structure financière du projet, et donc est un exemple à titre indicatif

## 10. Le choix de type de subvention peut avoir un impact sur la technologie choisie

Dans plusieurs localités, la technologie qui minimise la subvention n'est pas la même que celle qui a le moindre coût de production. Les systèmes hybrides ont un plus grand coût d'exploitation à cause du carburant utilisé, et donc ont un plus petit bénéfice d'exploitation qui sert à récupérer le coût d'investissement. Cela peut nécessiter une plus grande subvention dans les cas où le coût d'exploitation se rapproche au tarif national moyen. Un financement subventionné au niveau de l'investissement diminue l'importance du coût de capital par rapport au coût d'exploitation, et donc favorise les technologies à forte intensité de capital telles que le solaire photovoltaïque (PV).

## 11. Les activités productives peuvent diminuer le coût de production

Les coûts de production les plus élevés sont à Mbana et à Groguida-V1, qui ont relativement peu d'activité commerciale dans le scénario qui prend en compte uniquement les appareils existants, ce qui entraîne une fraction plus élevée de la charge nocturne. Il est donc intéressant d'encourager des activités productives non seulement parce que les tarifs « professionnels » sont plus élevés, mais aussi parce que ça peut avoir un impact significatif sur le coût de production.

## 12. Un scénario intermédiaire est une solution prometteuse

Dans les cas de Béoué et de Diolola, la subvention nécessaire dans un système sans réseau est très basse dans le cas où le tarif théorique est appliqué. Ceci montre qu'un financement public du réseau de distribution combiné avec une libéralisation du tarif peut rendre intéressant un projet pour l'investisseur privé, sans subventionner davantage la production. La subvention peut s'étendre aux actifs fixes tels que la maison d'énergie pour diminuer encore l'écart entre le tarif et le coût de production. Les stratégies de diminution de coût d'investissement citées ci-dessus doivent aussi être appliquées pour améliorer la faisabilité de ce schéma.

## IV. Recommandations

Les analyses financières conduisent aux conclusions que :

- Les stratégies pour la rationalisation du coût d'investissement discutées dans les conclusions de l'analyse financière et la première partie du rapport détaillé doivent être mises en œuvre dans la mesure du possible. Ceci permet de diminuer l'écart entre le coût de production et le tarif national uniforme
- Après cela, l'écart doit être comblé à travers une combinaison de subventions et de libéralisation de la tarification pour les mini-réseaux.

### 1. Proposition de Modèles de Partenariat Public Privé

Deux modèles de Partenariat Public Privé (PPP) sont proposés pour arriver à cela. Le choix entre les deux modèles dépend de 1) la politique tarifaire et 2) la propriété des biens de distribution.

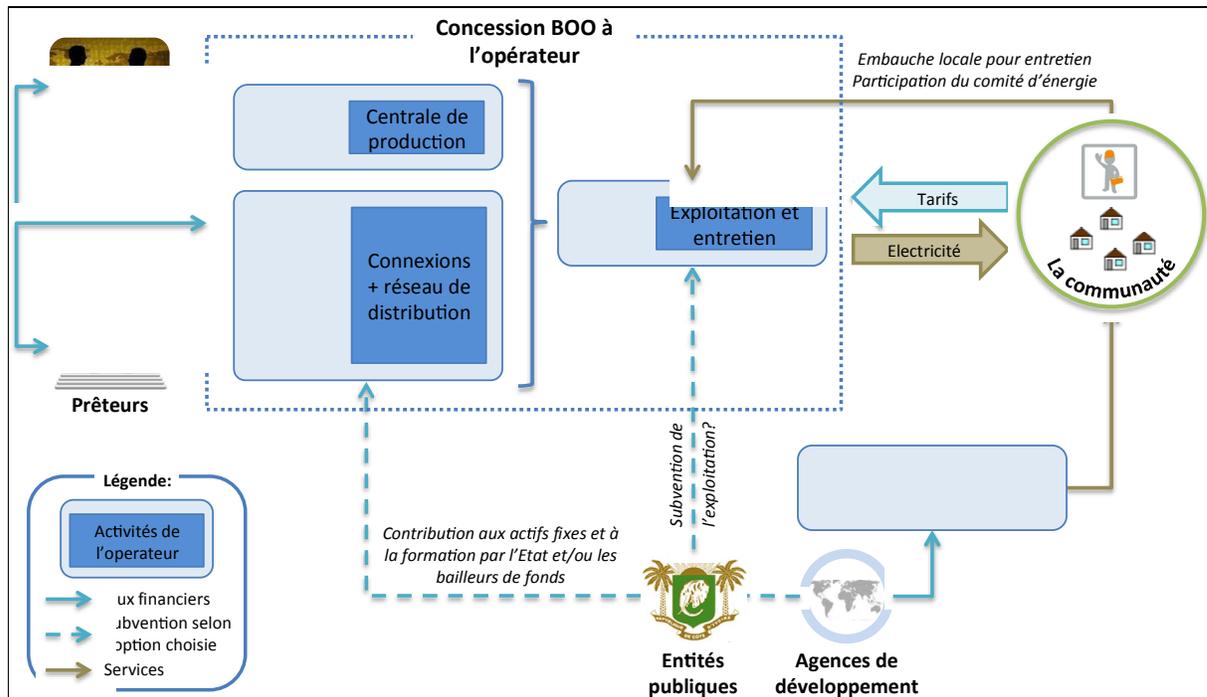


Figure 4 : Concession avec un équilibre entre les tarifs libéralisés et la subvention

**Modèle I – Concession « B-O-O » intégré avec un équilibre entre les tarifs libéralisés et la subvention du coût d'investissement**

- Une grille tarifaire est établie pour une zone de concessions
- Le développeur fait une proposition pour la construction du projet intégré (production et distribution), celui qui propose la plus petite subvention de l'investissement est préféré (parmi d'autres critères).
- Ceci permet la sollicitation d'autres contributions financières pour réduire les coûts, par exemple une contribution pour la formation de l'équipe locale d'entretien, ou les contributions de la part de la communauté
- La récupération du coût d'investissement (la partie non-subsventionnée) se fait à travers un tarif libéralisé, qui est collecté par l'opérateur.

**Modèle II – Le développeur produit l'électricité en tant que IPP, le réseau lui est concédé avec un accord « O&M » ou est construit sous un accord « B-O-T »**

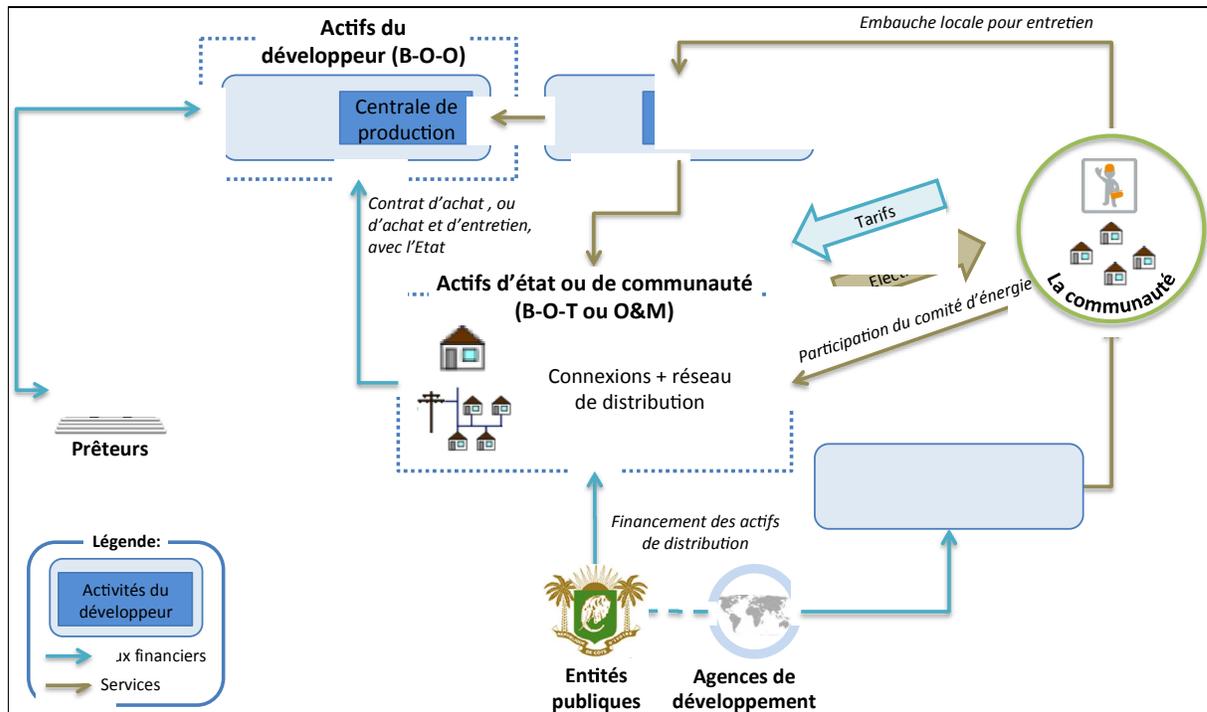


Figure 5 : Le développeur en tant que IPP et exploitant du réseau

- Les investisseurs privés investissent dans les actifs de production
- Si un réseau de distribution existe déjà, le développeur est chargé de faire son entretien et exploitation (O&M), et le réseau lui est concédé pour la distribution de l'électricité produite
- Si le réseau de distribution doit être construit, une clause est incluse dans la convention de l'opérateur pour le financement ou le cofinancement avec l'Etat sous un modèle B-O-T<sup>3</sup>
- Un coût de cession pour la production d'électricité est négocié qui permet à l'opérateur de récupérer ses coûts d'investissement dans la centrale et le réseau de distribution le cas échéant
- Les tarifs peuvent rester dans la grille tarifaire uniforme ou être partiellement libéralisés. L'opérateur collecte les paiements des tarifs pour financer son coût de construction, exploitation et entretien du réseau
- Comme dans le premier modèle, d'autres contributions financières sont sollicitées pour réduire les coûts (de formation, par exemple)
- Dans ce cas, il n'est pas strictement nécessaire que le financement du réseau soit fait par l'opérateur de la centrale, mais il est souhaitable d'avoir un seul intervenant sur le terrain

Le premier modèle est préféré dans le cas où la combinaison de libéralisation de tarifs et de subvention du coût d'investissement est suffisante pour récupérer l'investissement sans l'addition d'une subvention de l'exploitation sous forme de prime. Les biens de distribution appartiennent à l'opérateur.

Le deuxième modèle est préféré dans le cas où la combinaison de libéralisation de tarifs et de subvention du coût d'investissement n'est pas suffisante pour récupérer l'investissement et l'addition d'une prime sur le prix du kWh est nécessaire. Il est aussi mieux adapté au cas où le réseau de distribution devient la propriété de l'Etat et aussi en cas d'hybridation de mini-réseaux existants.

<sup>3</sup> Build-Own-Operate-Transfer

## 2. Subventions recommandées

Les différents types de subventions sont examinés dans le rapport détaillé de business-modèles. Etant donné l'écart entre le tarif national uniforme et le coût de production estimé, tous les types de subventions devraient être considérés. Quelle que soit la combinaison choisie, certaines subventions sont recommandées prioritairement.

- Une exonération de taxes et de droits de douanes sur les équipements est impérative
- Une exonération de TVA permet au producteur d'augmenter sa recette sans changer le tarif appliqué au consommateur
- Des prêts concessionnels permettent de diminuer significativement le coût de capital, ce qui a un impact important sur le coût de production
- Une subvention du coût d'investissement pour les actifs de distribution d'abord
- Une contribution de la part de la communauté démontre son engagement dans le projet, même si ce type de subvention n'a pas un effet significatif sur le coût total

## 3. Éléments du business-modèle à adopter

Les principaux éléments du business-modèle à adopter sont résumés dans le Tableau 1.

**Tableau 1 : Résumé des éléments du business-modèle**

Élément	Description
<b>Objectifs</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Créer un service qui met l'accent sur les applications productives de l'électricité, avec une utilisation rationnelle d'appareils de grande puissance</li> <li>• Répondre d'abord aux besoins prioritaires de la communauté. Cela peut signifier la mise à l'écart de l'éclairage public, par exemple</li> </ul>
<b>Acteurs principaux</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La communauté participe activement au moins dans le rôle d'utilisateurs. Si possible, impliquer la communauté dans les activités de construction, entretien et gestion</li> <li>• Un opérateur impliqué à long terme pour la bonne gestion et l'exploitation technique du mini-réseau</li> <li>• L'Etat contribue au projet à travers la réglementation du secteur et l'appui de l'administration locale. Le rôle de l'Etat dans le financement des mini-réseaux est à décider</li> <li>• D'autres parties prenantes sont activement recherchées pour s'impliquer dans le projet</li> </ul>
<b>Timing d'investissement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poursuivre un modèle A-B-C dans les cas de Hannié, Sononzo et Dokpodon</li> <li>• Faire un investissement incrémental qui suit l'évolution du nombre d'abonnés et de la demande moyenne</li> </ul>
<b>Tarification</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tarifs forfaitaires à travers des blocs prépayés qui limitent la puissance et l'énergie consommée, au lieu de la vente au kWh</li> </ul>
<b>Coût de connexions</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Préfinancer une partie du coût de connexion pour augmenter le taux de pénétration</li> </ul>
<b>Gestion de la demande</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Restreindre les appareils permis et insister sur l'efficacité énergétique</li> <li>• Fixer des horaires d'utilisation pour les grands appareils</li> <li>• Utiliser des compteurs avancés et intelligents pour appliquer le régime tarifaire et limiter la consommation et la puissance</li> <li>• Avec l'évolution du projet, des systèmes de contrôle et de délestage peuvent être envisagés</li> </ul>
<b>Entretien</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Impliquer les ressources locales dans l'entretien et les faire accompagner par l'opérateur</li> </ul>

<b>Gestion de fonds</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Dépend du niveau d'implication de la communauté dans la gestion du projet</li><li>• Utiliser technologies mobiles pour diminuer le mouvement physique d'argent</li></ul>
<b>Comité de gestion</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Sites de Tienko et du Béré: responsable pour la communication, la sensibilisation continue des usagers, la collecte de paiements et la gestion de l'équipe d'entretien. Une progression vers une responsabilité pour la gestion financière et de l'évolution du système est possible</li><li>• Sites de Tougbo, Gd Lahou, Grabo: responsable pour la communication avec l'opérateur et la sensibilisation continue des usagers</li></ul>

#### 4. Recommandations sur la sélection des sites

Les critères de sélection ne conduisent pas à un résultat uniforme du classement des sites. En effet, le choix de localités dépend de l'importance attribuée à chacun des critères.

En termes de considérations de volonté de payer, les sites de Mbana, Diolola, Hannié et Béoué sont recommandés. Mbana et Diolola sont enthousiastes pour payer le coût d'installation et les quatre sites sont parmi les meilleurs sites en termes de tarif théorique.

Les meilleurs coûts de production (LCOE), déterminés principalement par le niveau d'activité commerciale et la taille de la localité, sont à Hannié, Béoué, Tougbo, et Dokpodon. Groguida-V1 a le LCOE le plus élevé, mais le réseau de distribution est déjà en place au moins partiellement, diminuant l'investissement nécessaire.

En termes d'activités commerciale et artisanale, les sites de Dokpodon et Tougbo se recommandent, mais ce dernier a montré très peu de volonté de s'engager dans des nouvelles activités, et donc est déconseillé. Les sites dans la zone de Tienko (Mbana, Diolola, et Kéhi) sont les cas contraires – ils ont très peu d'activité artisanale actuellement, mais ont le potentiel d'en développer avec l'arrivée de l'électricité. Il reste incertain si la demande locale de biens et de services est suffisante pour déclencher ce genre de développement économique.

En terme de sécurité, une considération surtout pertinente pour l'investisseur privé, il est recommandé d'éviter les sites de Béoué, Hannié et de Groguida-V1.

Les localités de Tienko montrent une bonne cohésion sociale et une capacité organisationnelle. Dans ce sens, le site de Tamafrou peut aussi être recommandé.

En termes d'accès, Dokpodon est clairement le plus facile à atteindre. Bien qu'ils soient plus éloignés et avec un trajet sur une route non-bitumée, les sites du Béré (Sononzo, Missidoukou et Tamafrou) et ceux de Grabo (Hannié et Béoué) sont accessibles. Les voies sont praticables lorsqu'elles sont reprofilées régulièrement. Les sites de Tienko (Kéhi, Mbana et Diolola) sont les plus éloignés et sont parfois inaccessibles pendant la saison des pluies, mais pour une durée qui se limite généralement à 2-3 jours.

**En conclusion**, une recommandation est présentée ci-dessous, prenant en compte l'ensemble des critères. Compte tenu de l'importance d'avoir une échelle d'intervention intéressante pour un opérateur, l'effort de regroupement des sites est nécessaire. Une discussion plus détaillée se trouve dans les fiches pour chaque site.

- Les **deux sites de Grand Lahou** (Dokpodon et Groguida V1) se recommandent en **première position**. Dokpodon a l'accès très facile, un bon niveau d'activités artisanales et un coût de production parmi les moins élevés. Groguida-V1 est un cas difficile à cause des conflits récents dans

cette localité. Cependant, un projet pour les trois localités de V1, Groguida, et Likpilassié a l'avantage d'un réseau de distribution existant, une organisation capable d'appuyer le projet sous la forme du FOJEL, et une échelle plus intéressante que V1 tout seul.

- Les **sites du Béré** sont recommandés en **deuxième position**. Ils ont une volonté à payer relativement faible, mais si un modèle tarifaire est choisi et qui permet le recouvrement des coûts (par exemple un coût de cession négocié avec l'Etat), ces sites sont préférés à cause de leur accès relativement facile, un bon niveau de motivation et d'organisation dans le cas de Missidougou et Tamafrou, et une échelle intéressante et l'existence de potentiels clients « ancrés » dans le cas de Sononzo. Leur proximité l'un de l'autre permet de créer une zone de concession pour un opérateur.
- Mbana est parmi les sites les plus intéressants, mais il est supposé que son raccordement au réseau (3km) est préférable à un mini-réseau. L'exclusion de Mbana rend moins intéressant les autres localités visitées dans la **zone de Tienko**, malgré leur bonne capacité à payer, leur volonté à s'engager dans des activités génératrices de revenus, et leur cohésion sociale et capacité organisationnelle. Leur désavantage est l'accès parfois difficile, leur éloignement d'Abidjan, le manque d'activités artisanales, et la petite échelle dans le cas de Kéhi. Ceci étant dit, la zone n'est pas à négliger pour les mini-réseaux, et le fait qu'elle n'est pas recommandée pour les projets pilotes ne veut pas dire que la zone ne porte pas d'intérêt pour le développement de projets plus tard.
- Le **site de Tougbo n'est pas recommandé** pour la phase pilote à cause de son accès difficile, et l'absence de motivation et de capacité organisationnelle pour le projet et de volonté d'entreprendre des nouvelles activités avec l'arrivée de l'électricité. En même temps, c'est un bon candidat éventuel pour un mini-réseau à cause de son éloignement du réseau interconnecté. Une concession combinée avec d'autres modèles d'électrifier les localités de la zone est à considérer.
- Les sites dans la **zone de Grabo** présentent des opportunités économiques intéressantes, avec un revenu moyen élevé, une bonne capacité à payer et l'existence d'un bon nombre d'artisans et de commerçants. Malgré cela, **les sites ne sont pas recommandés** principalement à cause du risque d'insécurité dans la zone.

## V. Questions clés pour la politique des mini-réseaux

1. **Tarification** : la possibilité de libéraliser partiellement les tarifs est une question clé dans la politique des mini-réseaux

- ✓ Le tarif de l'électricité du mini-réseau peut-il être libéralisé ou reste-t-il uniforme comme sur l'ensemble du territoire ?

Recommandation : piloter une libéralisation partielle des tarifs pour faciliter la participation du secteur privé, et utiliser les projets pilotes pour établir le niveau des tarifs et son équilibre avec la subvention

- ✓ Serait-il possible de mettre en place des tarifs qui sont conçus par bloc (forfaits) pour la gestion de demande ?

Recommandation : avec la nécessité particulière des mini-réseaux de gérer la demande d'électricité, un modèle de tarifs en blocs (forfait) conçu spécifiquement pour les mini-réseaux est recommandé

2. **Subvention** : Le principe de la subvention par l'Etat est un acquis. Même si le niveau reste à déterminer précisément lors de l'étude de faisabilité, la forme devra être précisée à ce stade.

- ✓ Quel genre de subvention l'Etat peut-il faire, est-ce sur l'investissement au départ du projet ou sur l'exploitation sous forme de prime sur le KWh produit par la centrale pour le mini-réseau ?

Recommandation : la subvention de l'investissement diminue la perception des risques pour les acteurs du secteur privé. Une subvention directe, au moins de l'installation du réseau de distribution, est donc recommandée.

- ✓ Quelles formes de subventions sont considérées par le Ministère ?
  - Tarif d'achat avec prime, garanties d'achat
  - Subvention directe de l'exploitation
  - Subvention directe du coût d'investissement
  - Différents niveaux de tarifs consommateur qui permettent une subvention croisée
  - Subvention du coût de connexion
  - Contribution de la communauté (main d'œuvre, financière)
  - Exonérations des taxes et douanes (lesquelles), congés fiscaux, crédits d'impôts
  - Prêts concessionnels, garanties de prêts

Recommandation :

- Dans le modèle B-O-O décrit ci-dessus, une combinaison de subvention directe de l'investissement et une libéralisation des tarifs est nécessaire
- Dans un modèle d'IPP, sans exploitation du réseau, un équilibre entre la subvention directe du coût d'investissement et un tarif d'achat avec prime et une garantie d'achat minimum devrait être établi. Si l'IPP est chargé de gérer le réseau aussi, une subvention directe de l'exploitation est nécessaire, et peut venir au moins en partie des tarifs payés par les usagers
- Une subvention croisée peut être appliquée, mais risque de démotiver la connexion par l'opérateur d'usagers en bas de l'échelle, et d'être difficile pour les localités sans clients avec une forte capacité à payer

- Une subvention du coût de connexion est fortement souhaitable. Si non, au moins la possibilité d'ajouter à la facture les paiements de remboursement d'un crédit pour la connexion est nécessaire
  - La contribution de la communauté permet de bien l'impliquer dans le projet, et donc est considéré souhaitable même à un niveau financier peu élevé
  - Etant donné qu'il s'agit d'un service social important, l'exonération de taxes et droits de douanes pour encourager l'investissement est considérée nécessaire au minimum
  - La conception d'une solution financière qui permet de diminuer les risques portés par les financiers des projets, et de diminuer les taux d'intérêt sur la dette, est considérée comme aspect clé pour la suite du projet, et fait partie des propositions des étapes suivantes.
3. **Gestion communautaire** : Selon les échanges avec le Ministère du 19 mai 2014, l'idée de la gestion communautaire des installations dans les localités étudiées est à écarter, l'objectif étant de faire intervenir forcément un opérateur privé dans le projet pilote pour en tester la faisabilité technique et financière.

- ✓ Est-ce que cette assertion est confirmée ?

Recommandation : La communauté a un rôle important à jouer dans la préparation et l'exploitation d'un mini-réseau, mais la présence d'un opérateur professionnel diminue les risques de mauvaise gestion et de mauvaise exploitation du système. Un comité d'électrification de la localité doit être établi pour assurer les éléments de gestion, prise de décisions, et entretien nécessaires au niveau locale avec un niveau d'implication décidé selon chaque cas, mais un opérateur doit être présent pour assurer la durabilité du projet

4. **Mode opératoire à choisir** : Le modèle Partenariat Public-Privé (PPP) à choisir dépend des préférences de subvention dans la question ci-dessus, ainsi que le traitement des biens de distribution et les responsabilités de l'opérateur.

- ✓ Le réseau de distribution à construire sera-t-elle la propriété de l'Etat ?
- ✓ Sa réalisation est-elle à la charge de l'opérateur privé ?
- ✓ Sa gestion (l'entretien, le service aux clients, les encaissements des factures, etc.) sera-t-elle confiée à l'opérateur privé?

Recommandation : Si les subventions et la libéralisation des tarifs le permettent, un modèle B-O-O donne plus d'autonomie à l'opérateur et est le modèle préféré. Si la tarification ne permet pas cette permutation, un modèle IPP avec concession du réseau est préféré.

Les biens de distribution ne sont pas faciles à déplacer et sont la partie du mini-réseau qui peut être plus naturellement considérée comme patrimoine de l'état. Le PPP peut donc consister en une concession pour l'exploitation et l'entretien du réseau de distribution dans le cas des mini-réseaux existants, ou un accord du type « Design-Build-Finance-Maintain-Operate » pour la durée du projet dans le cas d'un mini-réseau nouveau.

5. **Coûts de branchement**: La capacité de payer pour les installations et la connexion peut empêcher une bonne pénétration du service nécessaire pour le succès d'un mini-réseau.

- ✓ Qui supportera les coûts de branchement ?

Recommandation : Une subvention de l'Etat aiderait les populations à s'adhérer et évite un risque additionnel de non-remboursement pour l'opérateur. Cette solution est préférée, mais la possibilité de crédit liée à la facturation de l'électricité est aussi viable

6. **Gestion de demande** : Les stratégies et technologies pour la gestion de demande sont nécessaires pour la rationalisation du coût du mini-réseau et pour assurer la qualité du service.

- ✓ Est-ce que l'opérateur aura la flexibilité pour introduire des stratégies et technologies pour la gestion de la demande, tels que :
  - Limites sur la consommation
  - Limites sur la puissance
  - Horaires d'utilisation de gros appareils
  - Interdiction de certains appareils
  - Tarification par bloc
  - Compteurs adaptés à la gestion de demande et modèle tarifaire

Recommandation : Il est recommandé de permettre une large gamme de technologies et stratégies de gestion de la demande, selon les exigences des cas spécifiques jugés par l'opérateur

7. **Sélection des localités** :

- ✓ Quelles localités sont retenues pour la suite du projet ?

Recommandation : La discussion ci-dessus conduit à la conclusion que les sites de Grand-Lahou (Dokpodon et l'ensemble des sites de Groguida V1, Likpilassié et Groguida) sont préférés, suivis par les sites du Béré (Tamafrou, Sononzo, et Missidougou).

## VI. Proposition de contenu pour la suite du projet

Le déroulement de la suite du projet pourrait se faire à travers les étapes suivantes :

### Etape 1 : Conditions préalables

Les conditions préalables pour la suite du projet sont la validation des études de pré-faisabilité par le Ministère, la sélection des sites, les décisions du Ministère par rapport aux éléments listés dans la partie précédente de ce rapport.

### Etape 2 : Conception de mécanisme financier/ Etude de faisabilité

Selon le schéma décidé en fonction des éléments listés ci-dessus, l'étape 2 abordera en détail deux grandes questions:

- A) La conception du mécanisme financier pour l'implication du secteur privé dans les projets de mini-réseau (modèle PPP)
- B) Les études concrètes pour les sites pilotes : ainsi pour chacune des localités choisies, l'on devra faire:
  - i) L'étude technique générale des infrastructures (centrale, réseau, maison-énergie etc.)
  - ii) Le business plan avec la précision des éléments du business-model pour chaque site

## A. Conception du mécanisme financier

Le manque de sources de financement est une barrière importante pour le développement du secteur des mini-réseaux. Cet élément consistera à concevoir un système de financement (modèle) impliquant au moins les acteurs suivants : L'Etat, le Secteur privé local et/ou international, le Secteur bancaire et les Agences d'aide au développement. C'est une plateforme ou un outil financier (probablement un produit financier sous forme de dette, et/ou des garanties) qui devrait faciliter l'entrée d'un développeur ou opérateur privé dans un projet de mini-réseau.

Dans le cadre de ce projet il existe l'opportunité de piloter un tel outil à moindre risque pour les parties prenantes avec l'objectif de pérenniser la participation du secteur privé et le financement des mini-réseaux en Côte d'Ivoire.

Cet élément du projet devrait inclure:

- ✓ Une revue des produits financiers innovants actuellement fournis à l'échelle internationale pour les mini-réseaux ou les énergies renouvelables hors réseau
- ✓ L'identification des principales contraintes de financement et les exigences clés pour le produit financier dans le contexte ivoirien (durée du prêt, taille, type)
- ✓ Des réunions avec la communauté des donateurs afin d'évaluer leur rôle potentiel
- ✓ Des entretiens avec le secteur bancaire afin de comprendre leur intérêt pour le pilotage d'un produit et sa capacité à prendre part au projet pilote
- ✓ La conception du produit préliminaire, y compris des propositions pour les types de mécanismes d'atténuation des risques qui pourraient être introduits (par exemple fonds de garantie, comptes bloqués)
- ✓ La sélection et l'établissement de partenariats avec les institutions financières et les donateurs
- ✓ Les spécifications plus détaillées du produit financier, en collaboration avec les institutions financières sélectionnées
- ✓ Le renforcement des capacités au sein des institutions financières
- ✓ Le lancement pilote du produit avec les premiers mini-réseaux à construire

## B. Etudes concrètes pour les sites pilotes

### i. **Etude technique générale**

- L'étude technique d'ingénierie des microcentrales (conception, liste du matériel, etc.)
- La réalisation des plans d'implantation de la centrale et des autres ouvrages
- Le tracé du réseau
- Les plans de génie civil
- La détermination des coûts de ces différentes rubriques à +/-10%
- L'élaboration des réquisitions pour les travaux
- Le planning des travaux

### ii. **Business plan**

- Modèle de gestion détaillé
- Plan financier et projection du cash-flow du projet
- Budget en fonction de l'étude technique
- Revenus en fonction du modèle tarifaire
- Coûts d'exploitation en fonction du mode opératoire choisi
- Plan d'implémentation

### **Etape 3 : Etude ou Constat d'impact environnemental et social (EIES)**

Avant la réalisation des travaux, il peut être nécessaire de faire une étude ou (un constat, voir décret) d'impact environnemental pour identifier :

- l'impact environnemental et social du projet
- les mesures et plan de gestion environnemental et social

Si cela est nécessaire, cette étude se fera en parallèle avec l'étude de faisabilité.

### **Etape 4 : Phase de réalisation des travaux de construction**

- Appel d'offres sur la base des réquisitions pour travaux réalisés par l'étude de faisabilité
- Sélection des entreprises
- Exécution des travaux
- Réception et mise en service des installations

### **Etape 5 : Phase de formations et renforcement des capacités des parties prenantes**

- Séance de formation sur les projets EnR en général et spécifiquement de mini-réseaux pour le secteur bancaire
- Séance de formation des usagers et techniciens locaux sur la gestion du réseau et de la demande dans un projet de mini-réseau PV
- Séance de formation sur le suivi d'un projet de mini-réseau PV (cibles: DENR, CI ENERGIES, etc.)

### **Etape 6 : Phase d'évaluation du projet et de disséminations des résultats**

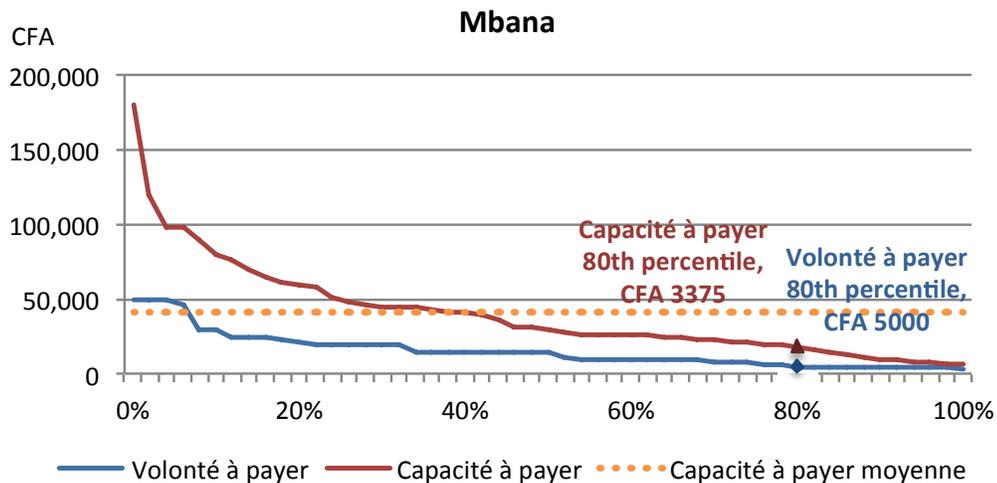
- Evaluation du projet
- Elaboration de publications sur le projet
- Réalisation de documentaires sur le projet
- Séances de promotion et sensibilisation massive sur les leçons du projet

## VII. ANNEXES : Fiches des localités



## 1. Localité de Mbana

<b>Préfecture</b>	Odienné
<b>Sous-préfecture</b>	Tienko
<b>Coordonnées</b>	10°16 'N, 7°30 'O
<b>Superficie</b>	9,2 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	4 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	960km
<b>Accès</b>	Accès toute l'année avec des coupures de 24h possibles pendant la saison des pluies
<b>Estimation de la Population</b>	858
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	3,4 %
<b>Ménages estimés</b>	62
<b>Densité de la population</b>	93 habitants par ha
<b>Ethnies</b>	95% Dioula, 5% Peulh
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	8 et 9 octobre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	54
<b>Population sondée</b>	749
<b>Taille moyenne des ménages</b>	13,9
<b>Fluctuation annuelle</b>	10%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	0%



**Figure 6 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité:		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	Mbana	858							
Connexions		77							
Pénétration initiale		94%							
Capacité PV			59 kW		104 kW		55 kW		90 kW
Capacité générateur			0 kW		0 kW		10 kW		10 kW
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	102,216,588	55%	159,378,446	64%	101,640,308	55%	143,184,782	62%
Réseau de distribution	Oui	48,253,338	26%	48,253,338	19%	48,253,338	26%	48,253,338	21%
Branchements	Non	11,776,662	6%	12,420,662	5%	11,776,662	6%	12,420,662	5%
Installations intérieures	Non	10,240,576	5%	10,800,576	4%	10,240,576	6%	10,800,576	5%
Préparation du projet	Oui	13,542,293	7%	18,686,861	7%	13,490,428	7%	17,229,431	7%
Réserves	Oui	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>164,526,220</b>		<b>226,832,645</b>		<b>163,898,075</b>		<b>209,181,551</b>	
Coût d'exploitation par an		2,786,121		3,338,408		3,934,222		5,474,044	
Coût de la centrale par connexion		1,324,959		2,065,907		1,317,489		1,856,000	
Coût du réseau par connexion		625,473		625,473		625,473		625,473	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,789		2,181		2,980		2,324	
Coût total par connexion		2,132,634		2,940,266		2,124,491		2,711,468	
Coût total par bénéficiaire		203,995		281,249		203,216		259,363	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		606.44	428.58	297.92	234.54	604.12	426.26	274.73	211.36
Coût d'exploitation par kWh		96.19	82.86	40.13	35.38	130.33	117.01	62.76	58.01
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>702.62</b>	<b>511.44</b>	<b>338.04</b>	<b>269.92</b>	<b>734.45</b>	<b>543.27</b>	<b>337.49</b>	<b>269.37</b>
Tarif national moyen (HT)	69.13								
Prime par kWh (c)		633.50	442.31	268.92	200.79	665.33	474.14	268.37	200.24
Part de l'investissement à subventionner (E)		104%	73%	90%	67%	110%	78%	98%	73%
LCOE*		364.87	300.29	308.57	272.11	366.89	302.30	287.65	251.18

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

Mesure	Mbana	
	Niveau	Classement
Accès	3	
Densité de la population	93 par ha	5
Cohésion sociale et risque de conflits	2	
Motivation et organisation sociale	1	
Revenus mensuels par habitant	17,032	6
Niveau d'activité commerciale et artisanale	2.8%	10
Nouvelles activités % de demande	28.0%	1
Dépense totale des ménages sur l'énergie	2,506,045	7
Tarif théorique	205.31	4
Moyenne de volonté de payer par habitant	1,448	5
Volonté de payer par ménage, 80e centile	5,000	1
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	75,000	1
LCOE (scénario 1 ou 3)	364.87	7

## Evaluation du site et recommandations

Mbana est considéré comme un très bon candidat pour l'électrification. Il a un certain nombre d'arguments forts:

- Apparemment une bonne cohésion sociale
- Preuve des organisations villageoises dynamiques et un leadership efficace
- La motivation de la population pour s'engager dans un projet d'électrification rend possible l'implication de résidents dans l'entretien du système
- Suffisamment disposés à payer les tarifs et les installations
- L'identification de plusieurs potentiels projets générateurs de revenus signifie qu'un coût de production élevé au départ du projet peut diminuer avec l'addition des utilisations artisanales

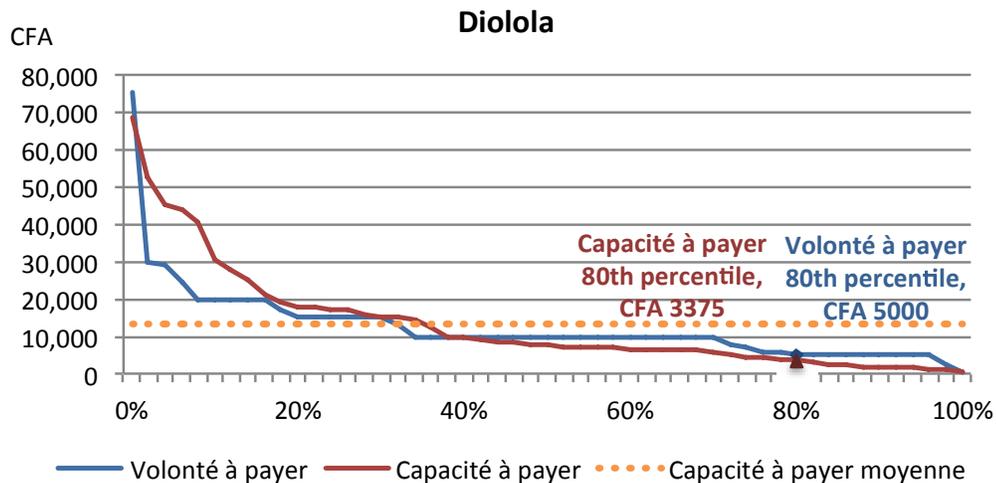
Le point faible à Mbana est le niveau d'activité commerciale, qui est actuellement restreinte dans la localité. Le coût de production est donc élevé dans les scénarios de demande conservateurs.

Les facteurs à prendre en considération dans la conception du projet sont les suivants :

- Les activités productrices de revenus – notamment un moulin qui est absent – doivent être développées activement pour arriver à un coût de production plus acceptable, tel qu'il est dans les scénarios projetés.
- Les fluctuations importantes des revenus dues aux cycles agricoles doivent être gérés à travers un système de prépaiement ou d'épargne
- Les résidents sont préjugés contre les systèmes solaires domestiques, et donc une sensibilisation concernant la technologie utilisée pour le mini-réseau est encore plus importante
- La proximité du réseau de Tienko peut mettre en cause la viabilité économique du projet par rapport au raccordement au réseau interconnecté. Une visibilité claire pour l'opérateur de leur rôle dans le cas d'interconnexion est nécessaire
- Il y a plusieurs localités à électrifier ou des mini-réseaux à hybrider dans la zone. Une concession pour un opérateur est envisageable, et permettrait d'avoir une base d'opérations à Tienko, par exemple.
- Si non, étant donné l'éloignement de Mbana d'Abidjan, un comité d'électricité à Mbana doit être mis en place pour gérer l'entretien préventif et la bonne utilisation du service. Il est possible que le comité puisse gérer les paiements des factures, mais il est souhaitable d'intégrer un système de paiement mobile pour diminuer les risques de pertes financières.

## 2. Diolola

<b>Préfecture</b>	Odienné
<b>Sous-préfecture</b>	Tienko
<b>Coordonnées</b>	10°11 'N, 7° 20 'W
<b>Superficie</b>	11,7 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	10 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	975 km
<b>Accès</b>	Coupé pour des périodes de 2 ou 3 jours pendant la saison des pluies
<b>Estimation de la Population</b>	1 000
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	0,9 %
<b>Ménages estimés</b>	67
<b>Densité de la population</b>	85 Par ha
<b>Ethnies</b>	Environ 100% Dioula
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	3-5 octobre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	55
<b>Population sondée</b>	827
<b>Taille moyenne des ménages</b>	15
<b>Fluctuation annuelle</b>	7%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	0%



**Figure 7 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: Diolola		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	1,000								
Connexions	74								
Pénétration initiale	78%								
Capacité PV		53 kW		77 kW		49 kW		65 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		24 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	93,140,888	50%	132,227,536	58%	98,119,541	52%	121,556,650	56%
Réseau de distribution	Oui	56,239,322	30%	56,239,322	25%	56,239,322	30%	56,239,322	26%
Branchements	Non	11,571,753	6%	11,893,753	5%	11,571,753	6%	11,893,753	5%
Installations intérieures	Non	10,062,394	5%	10,342,394	5%	10,062,394	5%	10,342,394	5%
Préparation du projet	Oui	13,444,219	7%	16,962,017	7%	13,892,298	7%	16,001,637	7%
Réserves	Oui	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>163,338,429</b>		<b>205,942,876</b>		<b>168,765,161</b>		<b>194,311,610</b>	
Coût d'exploitation par an		2,744,368		3,070,807		3,848,805		5,007,608	
Coût de la centrale par connexion		1,260,803		1,789,900		1,328,197		1,645,454	
Coût du réseau par connexion		761,285		761,285		761,285		761,285	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		3,082		2,675		3,444		2,989	
Coût total par connexion		2,211,034		2,787,749		2,284,493		2,630,303	
Coût total par bénéficiaire		209,408		264,029		216,366		249,117	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		418.79	274.60	366.29	266.27	432.70	288.51	345.61	245.58
Coût d'exploitation par kWh		66.02	56.77	50.49	44.07	88.87	79.62	78.28	71.86
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>484.81</b>	<b>331.37</b>	<b>416.78</b>	<b>310.33</b>	<b>521.58</b>	<b>368.13</b>	<b>423.89</b>	<b>317.44</b>
Tarif national moyen (HT)	71.98								
Prime par kWh (c)		412.84	259.39	344.80	238.36	449.60	296.15	351.91	245.46
Part de l'investissement à subventionner (b)		99%	62%	94%	65%	104%	68%	102%	71%
LCOE*		400.94	317.81	347.40	289.86	404.27	321.14	336.77	279.23

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

Mesure	Diolola	
	Niveau	Classement
Accès	4	
Densité de la population	85 par ha	6
Cohésion sociale et risque de conflits	3	
Motivation et organisation sociale	2	
Revenus mensuels par habitant	11,648	9
Niveau d'activité commerciale et artisanale	6.4%	8
Nouvelles activités % de demande	9.9%	2
Dépense totale des ménages sur l'énergie	865,794	11
Tarif théorique	282.34	1
Moyenne de volonté de payer par habitant	1,042	6
Volonté de payer par ménage, 80e centile	5,000	1
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	26,000	2
LCOE (scénario 1 ou 3)	400.94	9

## Evaluation du site et recommandations

Diolola est un candidat moyen pour l'électrification. Il a les caractéristiques suivantes :

- Un bon niveau de cohésion sociale et des procédures pour résoudre les problèmes localement

- Un certain niveau de coopération au niveau de la localité avec plusieurs petites organisations villageoises
- Une saine volonté de payer des tarifs et des installations
- Une bonne acceptation du photovoltaïque et de l'énergie renouvelable en général
- Un niveau de motivation pour le projet allant de modéré à bon

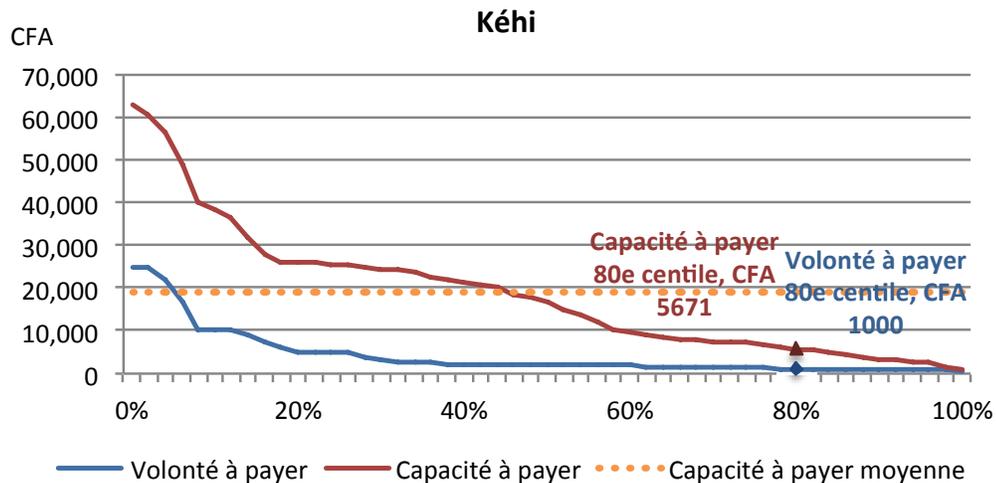
Les questions suivantes devraient être étroitement considérées à la conception du projet :

- L'accès en voiture peut être limité pendant la saison des pluies. L'absence de services financiers dans la zone nécessite soit un système de paiement mobile,
- Malgré l'expression d'une bonne volonté de développer les activités commerciales dans la localité, ce dernier pourrait être limitée parce qu'elle n'est tributaire qu'à sa demande locale de biens et de services
- Le coût de production d'électricité est parmi les plus chers, et risque de rester élevé à cause des limites sur les activités commerciales et artisanales
- Les fluctuations de revenus sont importantes, en ligne avec les cycles agricoles comme pour la plupart des autres localités. Cela exige un modèle de prépaiement ou d'épargne
- Les dépenses sur l'énergie sont limitées pour l'ensemble de la localité, nécessitant qu'un opérateur intervienne en même temps dans d'autres localités de la zone.

Il n'est pas recommandé de retenir le site de Diolola tout seul. Si Mbana est exclu à cause de la proximité du réseau interconnecté, il est difficile de justifier un projet uniquement pour Diolola et Kéhi dans la phase pilote. Cependant, le nombre de localités à électrifier ou hybrider dans la Sous-Préfecture peut justifier l'intervention d'un opérateur s'il a une concession pour toute la zone.

### 3. Kéhi

<b>Préfecture</b>	Odienné
<b>Sous-préfecture</b>	Tienko
<b>Coordonnées</b>	10°14 'N, 7° 33 'W
<b>Superficie</b>	4,3 Ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	5 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	957 km
<b>Accès</b>	Peut être coupé pour une durée de quelques jours pendant la saison des pluies
<b>Estimation de la Population</b>	641
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	3,1 %
<b>Ménages estimés</b>	55
<b>Densité de la population</b>	149 Par ha
<b>Ethnies</b>	100% Malinké dont 20% du Mali
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	6-7 octobre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	40
<b>Population sondée</b>	470
<b>Taille moyenne des ménages</b>	11.8
<b>Fluctuation annuelle</b>	5%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	0%



**Figure 8 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

### Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: Kéhi		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	641								
Connexions	29								
Pénétration initiale	25%								
Capacité PV		40 kW		43 kW		40 kW		37 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		10 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	67,956,421	55%	77,978,131	58%	74,841,322	58%	77,863,785	58%
Réseau de distribution	Oui	36,049,405	29%	36,049,405	27%	36,049,405	28%	36,049,405	27%
Branchements	Non	4,610,766	4%	4,610,766	3%	4,610,766	4%	4,610,766	3%
Installations intérieures	Non	4,009,362	3%	4,009,362	3%	4,009,362	3%	4,009,362	3%
Préparation du projet	Oui	9,360,524	8%	10,262,478	8%	9,980,166	8%	10,252,187	8%
Réserves	Oui	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>113,880,351</b>		<b>124,804,015</b>		<b>121,384,893</b>		<b>124,679,378</b>	
Coût d'exploitation par an		2,495,171		2,595,762		3,432,407		3,689,890	
Coût de la centrale par connexion		2,372,921		2,722,862		2,613,330		2,718,869	
Coût du réseau par connexion		1,258,783		1,258,783		1,258,783		1,258,783	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,847		2,902		3,035		3,370	
Coût total par connexion		3,976,506		4,357,941		4,238,551		4,353,589	
Coût total par bénéficiaire		710,642		778,808		757,472		778,030	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		456.78	312.18	398.46	283.36	486.88	342.28	398.06	282.97
Coût d'exploitation par kWh		94.49	80.75	77.80	66.87	124.82	111.08	105.99	95.05
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>551.27</b>	<b>392.94</b>	<b>476.26</b>	<b>350.23</b>	<b>611.70</b>	<b>453.37</b>	<b>504.05</b>	<b>378.02</b>
Tarif national moyen (HT)	79.66								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>471.61</b>	<b>313.28</b>	<b>396.60</b>	<b>270.57</b>	<b>532.04</b>	<b>373.71</b>	<b>424.39</b>	<b>298.36</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>103%</b>	<b>69%</b>	<b>100%</b>	<b>68%</b>	<b>109%</b>	<b>77%</b>	<b>107%</b>	<b>75%</b>
LCOE*		412.33	328.72	368.05	301.73	454.82	371.21	383.72	317.40

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

### Résumé des critères de sélection

Mesure	Kéhi	
	Niveau	Classement
Accès	4	
Densité de la population	149 par ha	2
Cohésion sociale et risque de conflits	1	
Motivation et organisation sociale	2	
Revenus mensuels par habitant	17,431	4
Niveau d'activité commerciale et artisanale	1.4%	11
Nouvelles activités % de demande	8.3%	3
Dépense totale des ménages sur l'énergie	1,027,107	10
Tarif théorique	136.27	9
Moyenne de volonté de payer par habitant	594	10
Volonté de payer par ménage, 80e centile	1,000	11
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	6,600	9
LCOE (scénario 1 ou 3)	412.33	10

### Evaluation du site et recommandations

Même si Kéhi démontre de bonnes caractéristiques, c'est un difficile candidat pour l'électrification. Les bonnes caractéristiques sont les suivantes :

- Un bon niveau de cohésion sociale
- Un niveau élevé de motivation pour le projet
- Un niveau décent de l'organisation et un bon bilan de la collecte de fonds pour les projets communautaires

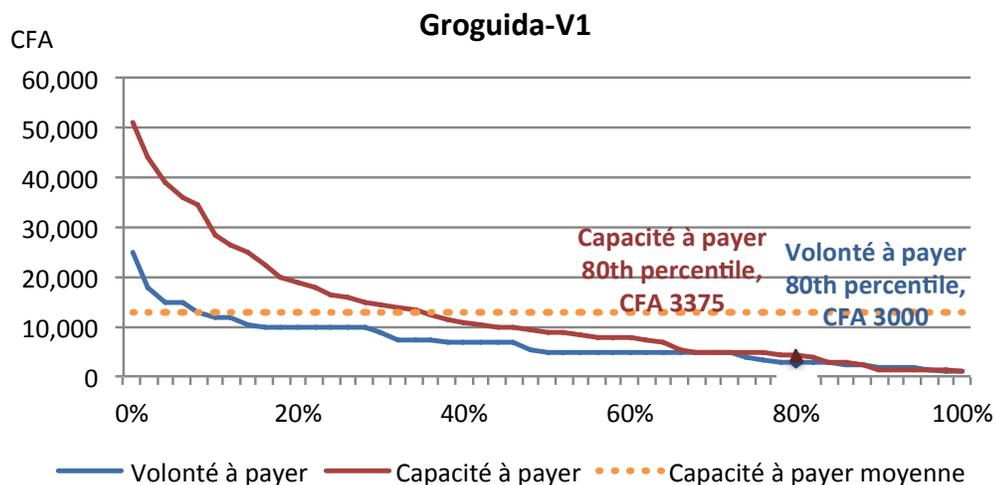
La principale question pour Kéhi est limitée à la volonté de payer. Sauf si les installations sont fortement subventionnées, la plupart des répondants ne pourront pas se permettre de se connecter. Même si les résidents dépensent considérablement sur l'énergie actuellement, (bien que cela fluctue considérablement au cours de l'année), ils ont exprimé une volonté de payer faible pour leurs factures d'électricité. Dans le même temps, le coût de production à Kéhi est parmi les plus élevés, en partie à cause de sa petite taille. Cela peut augmenter le risque qu'un projet ne serait pas capable de récupérer ses coûts d'investissement. Cela est rendu plus difficile par le fait que Kéhi est une petite localité avec des économies d'échelle limitées.

Si un projet est lancé, Kéhi, les aspects suivants devraient être considérés :

- Difficulté d'accès par toutes les formes de transport pendant la saison des pluies
- Activité commerciale restreinte dans la localité malgré certaines possibilités de trafic en provenance et à destination du Mali
- Importantes fluctuations des revenus liées aux cycles agricoles
- La domination du moulin de la localité dans la demande totale pourrait permettre un autre modèle d'électrification qui a le moulin à son centre
- La faiblesse de la volonté de payer les installations nécessite un système de crédit ou de subvention, ou bien un réseau avec des objectifs limités, par exemple l'alimentation d'un moulin, l'éclairage à domicile et les chargeurs de portables.

#### 4. Groguida V1

<b>Préfecture</b>	Grand Lahou
<b>Sous-préfecture</b>	Ebounou
<b>Coordonnées</b>	5° 08 'N, 5° 05 'W
<b>Superficie</b>	12 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	11 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	180 km
<b>Accès</b>	Actuellement accessible uniquement par bateau en raison de l'absence de bac
<b>Estimation de la Population</b>	1 941
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	1,2 %
<b>Ménages estimés</b>	338
<b>Densité de la population</b>	162 Par ha
<b>Ethnies</b>	Divers mix avec une population très nombreuse de Burkinabés
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	25-28 septembre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	39
<b>Population sondée</b>	224
<b>Taille moyenne des ménages</b>	5.7
<b>Fluctuation annuelle</b>	29%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	0%



**Figure 9 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité:		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	1,941								
Connexions	155								
Pénétration initiale	30%								
Capacité PV		71 kW		135 kW		69 kW		119 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		10 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	123,432,636	41%	212,449,994	53%	130,394,424	42%	198,329,398	52%
Réseau de distribution	Oui	109,160,524	36%	109,160,524	27%	109,160,524	35%	109,160,524	29%
Branchements	Non	25,016,597	8%	25,177,597	6%	25,016,597	8%	25,177,597	7%
Installations intérieures	Non	21,753,563	7%	21,893,563	5%	21,753,563	7%	21,893,563	6%
Préparation du projet	Oui	20,933,384	7%	28,944,947	7%	21,559,945	7%	27,674,093	7%
Réserves	Oui	459,000	0%	459,000	0%	459,000	0%	459,000	0%
<b>Total</b>		<b>253,985,545</b>		<b>351,014,465</b>		<b>261,573,893</b>		<b>335,623,015</b>	
Coût d'exploitation par an		2,396,167		2,788,960		3,857,155		5,549,556	
Coût de la centrale par connexion		794,379		1,367,270		839,183		1,276,394	
Coût du réseau par connexion		702,527		702,527		702,527		702,527	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		3,577		2,600		3,791		2,820	
Coût total par connexion		1,634,582		2,259,033		1,683,418		2,159,978	
Coût total par bénéficiaire		436,176		602,807		449,208		576,375	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC* = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		571.20	325.70	421.68	290.54	588.27	342.77	403.19	272.05
Coût d'exploitation par kWh		51.60	43.48	31.37	27.03	78.11	69.99	58.13	53.79
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>622.80</b>	<b>369.19</b>	<b>453.05</b>	<b>317.57</b>	<b>666.38</b>	<b>412.76</b>	<b>461.31</b>	<b>325.84</b>
Tarif national moyen (HT)	85.18								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>537.62</b>	<b>284.00</b>	<b>367.86</b>	<b>232.39</b>	<b>581.19</b>	<b>327.58</b>	<b>376.13</b>	<b>240.66</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>94%</b>	<b>50%</b>	<b>87%</b>	<b>55%</b>	<b>99%</b>	<b>56%</b>	<b>93%</b>	<b>60%</b>
LCOE**		502.87	361.76	386.41	310.99	504.22	363.12	358.02	282.59

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

\* Groguida est accessible par hors-bord. L'organisation de l'ensemble des trois villages par le FOJEL est bonne, mais il y a peu d'organisation au sein de V1 seul.

## Résumé des critères de sélection

Mesure	Groguida-V1	
	Niveau	Classement
Accès	2*	
Densité de la population	162 par ha	1
Cohésion sociale et risque de conflits	5	
Motivation et organisation sociale	4*	
Revenus mensuels par habitant	19,667	3
Niveau d'activité commerciale et artisanale	14.5%	5
Nouvelles activités % de demande	0.3%	10
Dépense totale des ménages sur l'énergie	4,305,619	3
Tarif théorique	155.60	7
Moyenne de volonté de payer par habitant	1,753	3
Volonté de payer par ménage, 80e centile	3,000	4
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	5,000	10
LCOE (scénario 1 ou 3)	502.87	11

## Evaluation du site et recommandations

La localité de V1 à elle seule ne semble pas être un candidat solide pour un mini réseau pour plusieurs raisons :

- Manque d'organisation au sein de V1 en dehors de la chefferie
- Aucun projet communautaire réalisé à la connaissance des enquêteurs
- Peu de possibilités pour les activités génératrices de revenus
- Basse volonté de payer, surtout pour le branchement et l'installation
- Le plus haut coût de production des 11 localités
- La précarité des revenus des populations, même si le niveau moyen de revenus est plus élevé que dans d'autres localités, du fait de la disparition de leur source régulière de revenus (salaires de la SICOR)

Toutefois, si un projet est conçu à l'échelle des trois localités (Groguida, Likpilassié et V1), il a une bonne chance de connaître un succès, et ce pour plusieurs raisons :

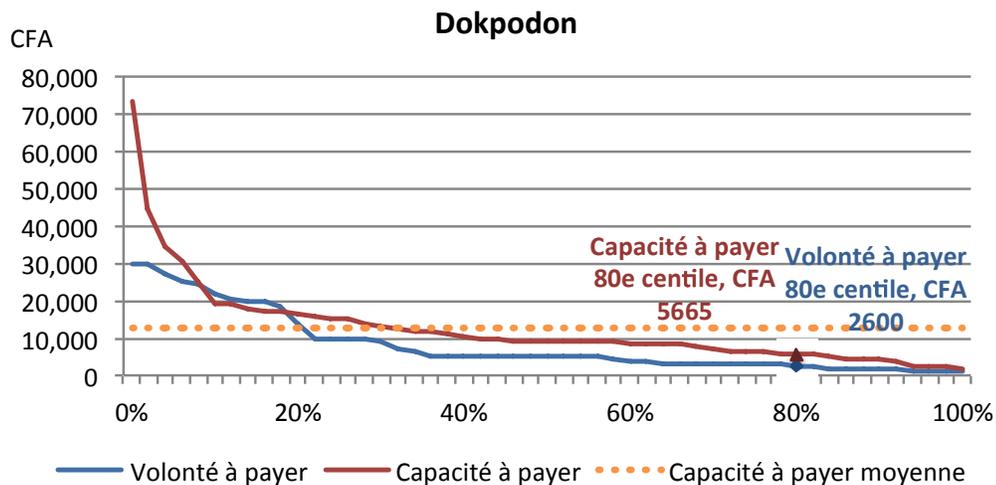
- La proximité des localités permet un seul mini-réseau à plus grande échelle
- L'appui du FOJEL sera un atout vu son expérience dans la réalisation des projets de développement de la région. A travers le FOJEL, une contribution financière des populations serait possible à mettre en place
- Le réseau de distribution existe à plus de 90% dans les trois localités. Seule la centrale de production sera nécessaire, et le groupe électrogène existant pouvant être utile pour l'hybridation d'une installation PV. Ceci diminue significativement le coût de production par rapports aux estimations faites pour V1.
- L'amélioration du service avec une disponibilité continue et permanente de l'électricité suscitera l'engouement des populations.

Si un projet doit être lancé, les aspects suivants devraient être considérés :

- L'accès aux localités nécessite la traversée de la lagune, et le bac qui faisait le trajet régulièrement et actuellement absent
- La possibilité d'augmentation d'activités commerciales est restreinte à V1, bien que certaines possibilités de conservation de produits de la mer soient à envisager. Dans les autres localités, les activités commerciales sont plus visibles, mais n'ont pas été recensées rigoureusement
- Il existe un risque de résurgence des conflits liés à l'exploitation de plantations de coco par la SICOR
- La volonté de payer les installations est faible, nécessitant une subvention ou un modèle de crédit pour atteindre le niveau requis de pénétration des ménages.

## 5. Dokpodon

<b>Préfecture</b>	Grand Lahou
<b>Sous-préfecture</b>	Ebounou
<b>Coordonnées</b>	5° 11 'N, 5°27 'W
<b>Superficie</b>	23 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	17 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	200 km
<b>Accès</b>	Possibilité toute l'année par route bitumée
<b>Estimation de la Population</b>	2 904
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	- 5,1 %
<b>Ménages estimés</b>	340
<b>Densité de la population</b>	48 Par ha (mais partie centrale plus dense)
<b>Ethnies</b>	Divers mix avec une population très nombreuse de Burkinabés
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	29-30 septembre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	44
<b>Population sondée</b>	376
<b>Taille moyenne des ménages</b>	8.5
<b>Fluctuation annuelle</b>	10%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	5%



**Figure 10 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

### Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: Dokpodon		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	2,904								
Connexions	270								
Pénétration initiale	50%								
Capacité PV		239 kW		447 kW		184 kW		366 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		24 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	306,003,320	52%	573,913,270	65%	287,223,081	50%	469,781,470	61%
Réseau de distribution	Oui	163,318,991	28%	163,318,991	18%	163,318,991	29%	163,318,991	21%
Branchements	Non	42,405,587	7%	43,532,587	5%	42,405,587	7%	43,532,587	6%
Installations intérieures	Non	36,874,424	6%	37,854,424	4%	36,874,424	6%	37,854,424	5%
Préparation du projet	Oui	42,239,008	7%	66,350,904	7%	40,548,787	7%	56,979,042	7%
Réserves	Oui	468,000	0%	477,000	0%	459,000	0%	468,000	0%
<b>Total</b>		<b>512,029,320</b>		<b>804,060,165</b>		<b>491,549,859</b>		<b>690,547,503</b>	
Coût d'exploitation par an		3,183,643		4,415,986		5,343,659		9,435,689	
Coût de la centrale par connexion		1,131,716		2,122,549		1,062,260		1,737,430	
Coût du réseau par connexion		604,016		604,016		604,016		604,016	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,142		1,799		2,671		1,887	
Coût total par connexion		1,893,678		2,973,719		1,817,938		2,553,906	
Coût total par bénéficiaire		352,637		553,760		338,533		475,584	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		406.16	276.61	338.23	269.53	389.91	260.36	290.48	221.78
Coût d'exploitation par kWh		23.60	20.38	16.70	14.99	37.42	34.20	33.73	32.03
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>429.75</b>	<b>296.98</b>	<b>354.92</b>	<b>284.51</b>	<b>427.33</b>	<b>294.56</b>	<b>324.21</b>	<b>253.80</b>
Tarif national moyen (HT)	73.21								
Prime par kWh (c)		356.54	223.77	281.71	211.30	354.12	221.35	251.00	180.59
Part de l'investissement à subventionner (b)		88%	55%	83%	62%	91%	57%	86%	62%
LCOE*		377.80	303.41	322.35	283.52	348.44	274.05	275.42	236.59

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

### Résumé des critères de sélection

Mesure	Dokpodon	
	Niveau	Classement
Accès	1	
Densité de la population	48 par ha	11
Cohésion sociale et risque de conflits	3	
Motivation et organisation sociale	3	
Revenus mensuels par habitant	14,908	7
Niveau d'activité commerciale et artisanale	22.9%	2
Nouvelles activités % de demande	2.1%	5
Dépense totale des ménages sur l'énergie	4,235,519	4
Tarif théorique	173.44	6
Moyenne de volonté de payer par habitant	1,714	4
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,600	5
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	10,000	6
LCOE (scénario 1 ou 3)	348.44	4

### Evaluation du site et recommandations

Dokpodon est un bon candidat pour l'électrification, sur la base des caractéristiques suivantes :

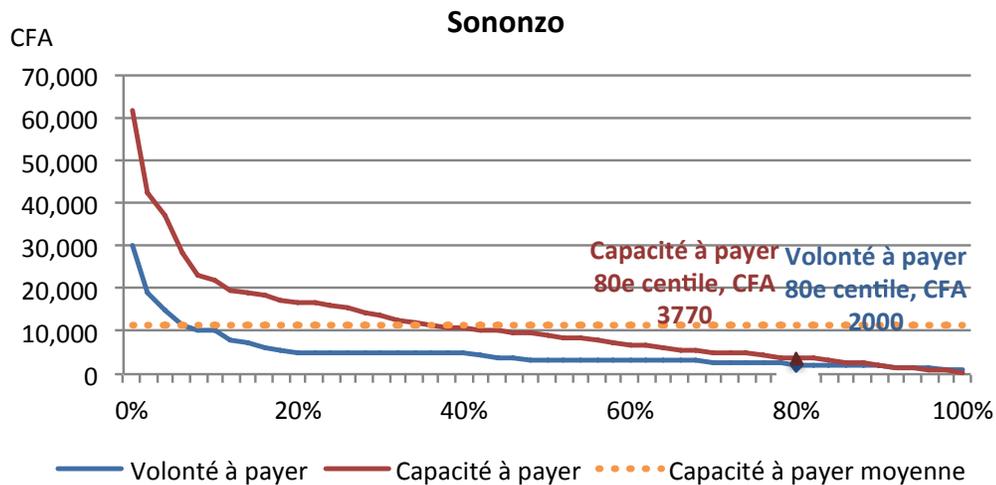
- Accès facile le long d'une route goudronnée
- Niveau élevé d'activités commerciales promettant une solide base de clients.
- Population assez élevée pour atteindre une masse critique
- Coût de production d'électricité relativement bas à cause d'une bonne prépondérance d'activité artisanale

Les questions suivantes devraient être prises en compte dans la conception d'un projet:

- La densité éparsée de bâtiments en dehors du cœur de la localité rend intéressant la possibilité d'électrifier la localité par phase, commençant avec le centre commercial. L'existence d'un opérateur de réseau téléphonique présente la possibilité d'engager un client ancré dans la première phase
- Il existe un manque d'organisation centrale autour des questions de la localité, de sorte que les responsables des différentes communautés à Dokpodon devraient être engagés directement au lieu d'impliquer uniquement la chefferie principale. Il est recommandé d'avoir un modèle de gestion directe par un opérateur qui donne beaucoup de responsabilité à un comité de gestion locale
- La volonté de payer les installations est en deçà du coût, nécessitant une subvention ou un modèle de crédit pour atteindre le niveau requis de pénétration des ménages.

## 6. Sononzo

<b>Préfecture</b>	Mankono
<b>Sous-préfecture</b>	Dianra-Village
<b>Coordonnées</b>	8° 37 'N, 6° 07 'W
<b>Superficie</b>	78 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	13 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	545km
<b>Accès</b>	Possible toute l'année sur une route non-bitumée
<b>Estimation de la Population</b>	5 904
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	4,7 %
<b>Ménages estimés</b>	469
<b>Densité de la population</b>	75 par ha
<b>Ethnies</b>	Mélange et la diversité, les groupes principaux Dioula et fin d'après-midi en terre Sénoufo
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	22-24 novembre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	114
<b>Population sondée</b>	1 316
<b>Taille moyenne des ménages</b>	11.5
<b>Fluctuation annuelle</b>	17%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	10%



**Figure 11 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: Sononzo		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	5,409								
Connexions	294								
Pénétration initiale	38%								
Capacité PV		354 kW		442 kW		278 kW		330 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		24 kW		34 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	462,586,804	50%	577,057,789	55%	362,160,714	44%	449,832,937	49%
Réseau de distribution	Oui	304,198,493	33%	304,198,493	29%	304,198,493	37%	304,198,493	33%
Branchements	Non	47,342,549	5%	47,503,549	5%	47,342,549	6%	47,503,549	5%
Installations intérieures	Non	41,167,434	4%	41,307,434	4%	41,167,434	5%	41,307,434	5%
Préparation du projet	Oui	69,010,677	7%	79,313,065	8%	59,972,329	7%	67,862,829	7%
Réserves	Oui	578,000	0%	642,000	0%	578,000	0%	578,000	0%
<b>Total</b>		<b>836,373,974</b>		<b>961,211,348</b>		<b>726,909,535</b>		<b>822,472,258</b>	
Coût d'exploitation par an		6,371,779		7,638,027		11,451,757		13,028,057	
Coût de la centrale par connexion		1,573,140		1,962,427		1,231,617		1,529,768	
Coût du réseau par connexion		1,034,502		1,034,502		1,034,502		1,034,502	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,363		2,175		2,615		2,492	
Coût total par connexion		2,844,296		3,268,836		2,472,035		2,797,020	
Coût total par bénéficiaire		406,911		467,647		353,655		400,148	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%		Avec réseau	Sans réseau						
CFA par kWh									
Tarif pour la récupération de l'investissement		403.07	256.47	370.36	253.15	350.32	203.72	316.90	199.69
Coût d'exploitation par kWh		26.84	24.78	25.40	23.75	46.60	44.53	42.16	40.50
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>429.91</b>	<b>281.25</b>	<b>395.76</b>	<b>276.90</b>	<b>396.91</b>	<b>248.25</b>	<b>359.06</b>	<b>240.20</b>
Tarif national moyen (HT)	74.97								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>354.95</b>	<b>206.28</b>	<b>320.79</b>	<b>201.93</b>	<b>321.95</b>	<b>173.28</b>	<b>284.09</b>	<b>165.23</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>88%</b>	<b>51%</b>	<b>87%</b>	<b>55%</b>	<b>92%</b>	<b>49%</b>	<b>90%</b>	<b>52%</b>
LCOE*		365.73	281.89	345.78	278.70	317.33	233.30	292.35	225.27

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

Mesure	Sononzo	
	Niveau	Classement
Accès	2	
Densité de la population	75 par ha	7
Cohésion sociale et risque de conflits	4	
Motivation et organisation sociale	3	
Revenus mensuels par habitant	10,282	10
Niveau d'activité commerciale et artisanale	7.5%	6
Nouvelles activités % de demande	1.1%	7
Dépense totale des ménages sur l'énergie	5,290,037	2
Tarif théorique	108.90	10
Moyenne de volonté de payer par habitant	624	9
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,000	9
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	5,000	10
LCOE (scénario 1 ou 3)	317.33	2

## Evaluation du site et recommandations

La grande taille de Sononzo (superficie et population) et les activités commerciales appuient sa viabilité pour l'électrification, mais seulement si sa relative faible volonté de payer est suffisante pour justifier l'investissement. Les caractéristiques positives sont :

- L'accès est possible toute l'année
- Un niveau élevé d'activités commerciales promet une solide base de clients et la possibilité d'amélioration des revenus
- L'un des plus bas coûts de production, aidé par la taille de la localité et la présence d'artisans
- Une population assez nombreuse pour atteindre une masse critique
- Il y a un installateur formé sur les systèmes solaires domestiques disponible qui est candidat pour la maintenance locale

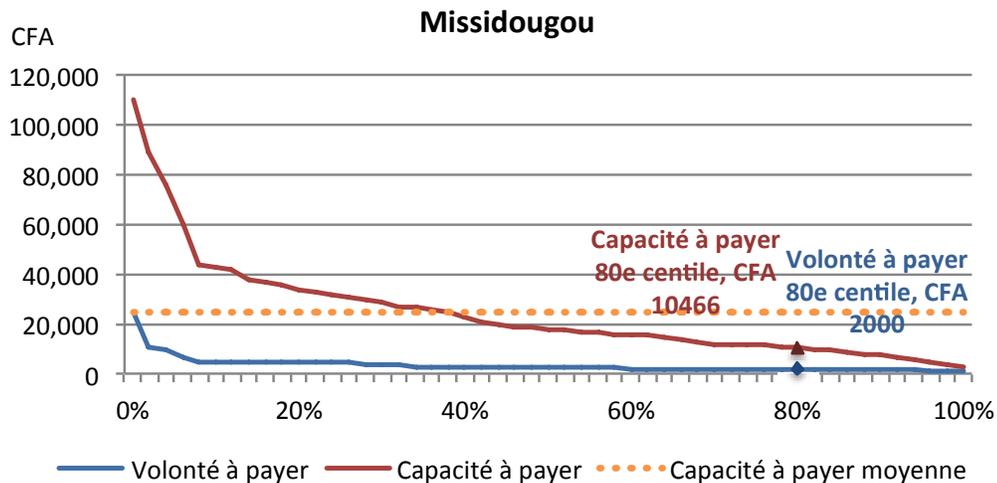
Les questions suivantes devraient être prises en compte dans la conception d'un projet:

- Relative faible volonté de payer, en particulier pour les ménages
- Il y a certains éléments de preuve des capacités organisationnelles et de financement collectif, mais des questions demeurent sur la force des chefs de localité. L'élection d'une personne dynamique comme le président des associations de jeunesse est un bon signe
- Une précédente tentative ratée de projet d'électrification peut avoir créé des résistances parmi la population
- La volonté de payer les installations est faible, nécessitant une subvention ou un modèle de crédit pour atteindre le niveau requis de pénétration des ménages

A Sononzo il serait possible d'électrifier la localité par phase, avec une concentration sur le centre commercial dans un premier temps. Les périphéries moins denses de Sononzo peuvent être électrifiées dans une phase subséquente. Il existe aussi une antenne téléphonique alimentée au diesel qui peut s'inscrire comme client ancré.

## 7. Missidougou

<b>Préfecture</b>	Mankono
<b>Sous-préfecture</b>	Dianra-Village
<b>Coordonnées</b>	8° 33 'N, 6° 4 'W
<b>Superficie</b>	22,3 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	20Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	600 km
<b>Accès</b>	Possible toute l'année sur une route non-bitumée
<b>Estimation de la Population</b>	2 130
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	0,7 %
<b>Ménages estimés</b>	148
<b>Densité de la population</b>	95 par ha
<b>Ethnies</b>	Principalement Sénoufo et Koyoka
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	24-26 novembre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	81
<b>Population sondée</b>	1 165
<b>Taille moyenne des ménages</b>	11.5
<b>Fluctuation annuelle</b>	11%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	1%



**Figure 12 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

### Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité:		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	2,130								
Connexions	124								
Pénétration initiale	52%								
Capacité PV		121 kW		161 kW		101 kW		135 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		10 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	176,996,927	49%	230,573,232	55%	159,610,520	47%	186,038,987	50%
Réseau de distribution	Oui	119,789,756	33%	119,789,756	29%	119,789,756	35%	119,789,756	32%
Branchements	Non	19,321,465	5%	19,965,465	5%	19,321,465	6%	19,965,465	5%
Installations intérieures	Non	16,801,274	5%	17,361,274	4%	16,801,274	5%	17,361,274	5%
Préparation du projet	Oui	26,710,801	7%	31,532,669	8%	25,146,025	7%	27,524,587	7%
Réserves	Oui	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>324,011,485</b>		<b>382,409,657</b>		<b>305,060,300</b>		<b>333,867,330</b>	
Coût d'exploitation par an		3,457,403		3,974,201		5,231,008		6,250,663	
Coût de la centrale par connexion		1,427,290		1,859,325		1,287,087		1,500,204	
Coût du réseau par connexion		965,976		965,976		965,976		965,976	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,678		2,375		3,020		2,473	
Coût total par connexion		2,612,804		3,083,723		2,459,983		2,692,281	
Coût total par bénéficiaire		292,535		345,260		275,425		301,433	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		452.29	285.07	419.21	287.89	425.83	258.62	366.00	234.68
Coût d'exploitation par kWh		44.04	38.94	39.16	35.15	64.01	58.92	59.29	55.29
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>496.32</b>	<b>324.01</b>	<b>458.37</b>	<b>323.05</b>	<b>489.85</b>	<b>317.53</b>	<b>425.29</b>	<b>289.97</b>
Tarif national moyen (HT)	73.64								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>422.68</b>	<b>250.37</b>	<b>384.73</b>	<b>249.40</b>	<b>416.20</b>	<b>243.89</b>	<b>351.65</b>	<b>216.32</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>93%</b>	<b>55%</b>	<b>92%</b>	<b>59%</b>	<b>98%</b>	<b>57%</b>	<b>96%</b>	<b>59%</b>
LCOE*		402.90	306.82	372.41	296.99	381.28	285.20	343.43	268.00

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

### Résumé des critères de sélection

Mesure	Missidougou	
	Niveau	Classement
Accès	2	
Densité de la population	95 par ha	4
Cohésion sociale et risque de conflits	4	
Motivation et organisation sociale	1	
Revenus mensuels par habitant	17,237	5
Niveau d'activité commerciale et artisanale	3.4%	9
Nouvelles activités % de demande	0.6%	9
Dépense totale des ménages sur l'énergie	3,548,522	6
Tarif théorique	82.58	11
Moyenne de volonté de payer par habitant	316	11
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,000	9
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	20,000	4
LCOE (scénario 1 ou 3)	381.28	8

### Evaluation du site et recommandations

La candidature de Missidougou pour l'électrification est soutenue par :

- Accès par la route toute l'année
- Leadership fort dans la localité, capacité organisationnelle et les éléments de preuve de la capacité de la localité pour les collectes de fonds
- Une volonté relativement élevée de payer le coût d'installation, en combinaison avec une superficie limitée, rend réaliste l'électrification en une seule phase de la localité.

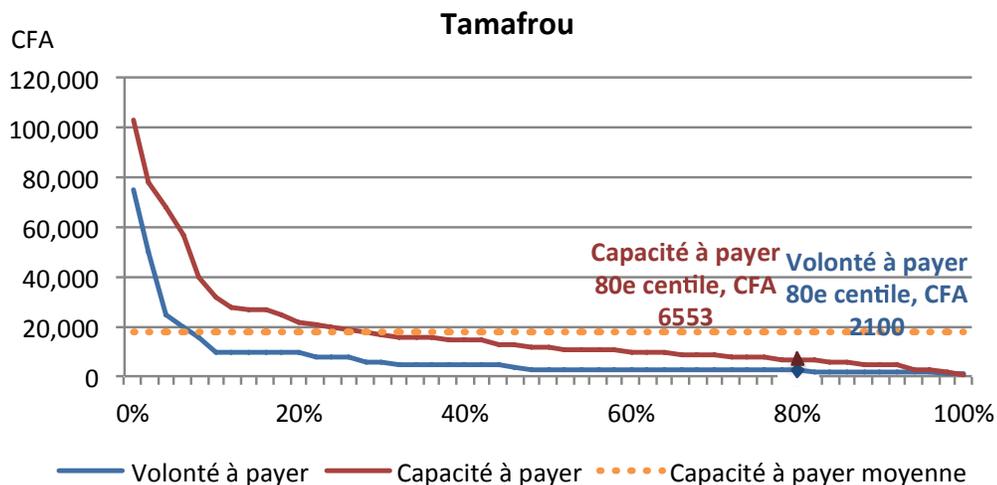
Les questions suivantes sont des défis à relever par un projet :

- Preuve de différends fonciers avec une localité voisine
- Les activités commerciales sont limitées, et la population n'a pas exprimé une grande volonté de les entreprendre
- Le coût
- Revenus saisonniers, preuve du niveau actuel de la dette parmi la population
- Faibles niveaux de la volonté exprimée de payer factures mensuelles (bien que la volonté de payer pour l'installation est plus élevée).

La proximité de Missidougou à d'autres localités candidats pour les mini-réseaux ouvre la possibilité d'une zone d'intervention relativement dense pour l'opérateur, ce qui peut créer des économies d'échelle dans l'exploitation. Missidougou n'est pas parmi les premiers candidats pour l'électrification, mais devrait être retenu si les autres localités de la zone le sont.

## 8. Tamafrou

Préfecture	Mankono
Sous-préfecture	Dianra-Localités
Coordonnées	8° 45 'N, 6° 11 'W
Superficie	22.8 ha
Distance au réseau interconnecté	27 Km
Distance d'Abidjan	610 km
Accès	Possible toute l'année sur une route non-bitumée
Estimation de la Population	1 628
Croissance de la population (1998-2013)	1,5 %
Ménages estimés	141
Densité de la population	71 par ha
Ethnies	Groupes principaux : Sénoufo, Nigbi et divers
<b>Sondage</b>	
Dates de l'enquête	28-30 novembre 2013
Ménages interrogés	87
Population sondée	1 002
Taille moyenne des ménages	11.5
Fluctuation annuelle	25%
Fluctuation hebdomadaire	1%



**Figure 13 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité:		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	1,628								
Connexions	153								
Pénétration initiale	70%								
Capacité PV		137 kW		200 kW		99 kW		156 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		10 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	179,610,276	52%	267,990,942	61%	165,896,367	51%	233,654,130	58%
Réseau de distribution	Oui	91,557,616	27%	91,557,616	21%	91,557,616	28%	91,557,616	23%
Branchements	Non	24,624,516	7%	25,751,516	6%	24,624,516	8%	25,751,516	6%
Installations intérieures	Non	21,412,623	6%	22,392,623	5%	21,412,623	7%	22,392,623	6%
Préparation du projet	Oui	24,405,110	7%	32,359,370	7%	23,170,859	7%	29,269,057	7%
Réserves	Oui	514,000	0%	578,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>296,087,003</b>		<b>392,485,929</b>		<b>281,138,842</b>		<b>354,994,803</b>	
Coût d'exploitation par an		3,568,048		4,581,308		5,338,172		6,481,576	
Coût de la centrale par connexion		1,174,328		1,752,178		1,084,664		1,527,677	
Coût du réseau par connexion		598,622		598,622		598,622		598,622	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,161		1,962		2,840		2,276	
Coût total par connexion		1,935,876		2,566,151		1,838,142		2,321,027	
Coût total par bénéficiaire		259,817		344,407		246,700		311,508	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		395.73	273.36	340.78	261.28	375.75	253.38	308.23	228.73
Coût d'exploitation par kWh		43.51	38.48	35.37	32.09	62.60	57.57	48.68	45.41
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>439.25</b>	<b>311.84</b>	<b>376.14</b>	<b>293.38</b>	<b>438.36</b>	<b>310.95</b>	<b>356.90</b>	<b>274.14</b>
Tarif national moyen (HT)	77.09								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>362.16</b>	<b>234.75</b>	<b>299.06</b>	<b>216.29</b>	<b>361.27</b>	<b>233.86</b>	<b>279.82</b>	<b>197.05</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>92%</b>	<b>59%</b>	<b>88%</b>	<b>63%</b>	<b>96%</b>	<b>62%</b>	<b>91%</b>	<b>64%</b>
LCOE*		376.11	306.40	333.19	287.64	349.22	279.51	297.27	251.72

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

Mesure	Tamafrou	
	Niveau	Classement
Accès	2	
Densité de la population	71 par ha	8
Cohésion sociale et risque de conflits	2	
Motivation et organisation sociale	1	
Revenus mensuels par habitant	14,631	8
Niveau d'activité commerciale et artisanale	7.0%	7
Nouvelles activités % de demande	4.5%	4
Dépense totale des ménages sur l'énergie	2,489,626	8
Tarif théorique	149.40	8
Moyenne de volonté de payer par habitant	733	8
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,100	8
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	25,000	3
LCOE (scénario 1 ou 3)	349.22	5

## Evaluation du site et recommandations

Tamafrou est un bon candidat pour l'électrification pour les raisons suivantes :

- Un bon accès à la localité toute l'année
- Une très bonne preuve d'organisation de la localité et apparemment un leadership très fort, ce qui rend possible une bonne implication de la localité dans l'administration du projet, et peut servir à réduire les coûts d'exploitation pour un opérateur
- Une saine volonté de payer pour les installations intérieures qui permet un bon niveau de pénétration au début d'un projet. Ce fait, compte tenu de la superficie relativement limitée de la localité, permet de l'électrifier en une seule phase
- Une saine volonté de payer pour les utilisations commerciales et publiques
- Un coût de production (LCOE) en deçà de 350 CFA, et donc parmi les plus bas des localités visitées.

Les obstacles sont comme suit :

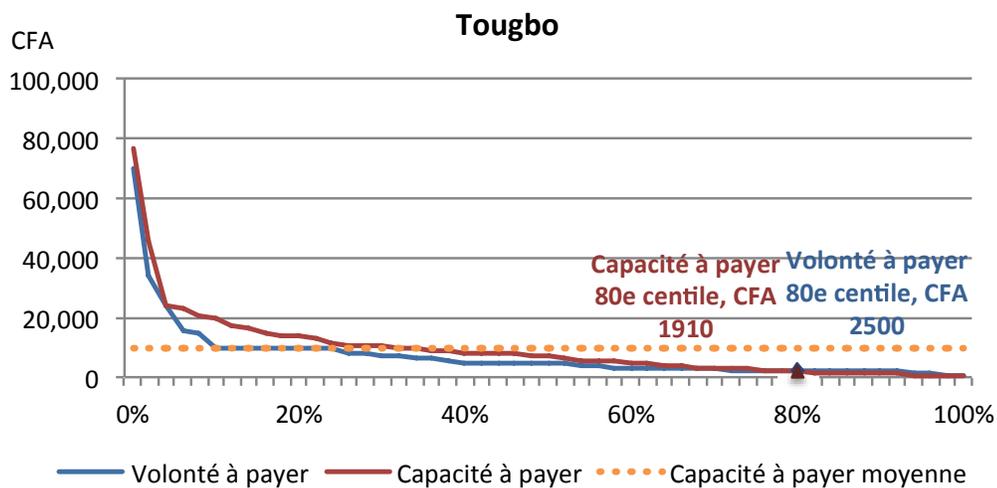
- Une relative faiblesse de volonté de payer les factures pour les ménages
- Fluctuations de revenus considérables avec le cycle agricole, similaire à la plupart des localités visitées.

Un projet à Tamafrou commencerait avec une relative faiblesse de l'activité commerciale. Malgré ça, la population a cité plusieurs idées pour des nouvelles activités potentielles, qui devraient être incorporées et encouragées dans l'évolution du projet d'électrification pour augmenter la part d'utilisation productive et diminuer le coût de production d'électricité.

La proximité de Sononzo et Missidoukou, qui sont des candidats de niveau moyen pour l'électrification dans le cadre de ce projet, crée la possibilité d'élargir la zone d'intervention d'un opérateur. Vu dans l'ensemble, les trois localités, et la possibilité d'inclure d'autres encore dans la zone, rend intéressant l'option de retenir les trois sites conjointement pour la phase d'étude de faisabilité.

## 9. Tougbo

<b>Préfecture</b>	Téhini
<b>Sous-préfecture</b>	Tougbo
<b>Coordonnées</b>	9° 46 'N, 4°08 'W
<b>Superficie</b>	35 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	85 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	745 km
<b>Accès</b>	Peut être inaccessible pour une semaine pendant la saison des pluies
<b>Estimation de la Population</b>	2 141
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	0,9 %
<b>Ménages estimés</b>	186
<b>Densité de la population</b>	61 par ha
<b>Ethnies</b>	Diverses mais principaux groupes : Komono et Lobi
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	1-3 décembre 2013
<b>Ménages interrogés</b>	82
<b>Population sondée</b>	943
<b>Taille moyenne des ménages</b>	11.5
<b>Fluctuation annuelle</b>	17%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	9%



**Figure 14 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

### Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: <b>Tougbo</b>		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	2,141								
Connexions	148								
Pénétration initiale	28%								
Capacité PV		109 kW		188 kW		96 kW		182 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		10 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	172,154,035	47%	271,227,050	57%	160,443,696	46%	243,426,785	55%
Réseau de distribution	Oui	120,408,388	33%	120,408,388	26%	120,408,388	34%	120,408,388	27%
Branchements	Non	23,848,720	7%	23,848,720	5%	23,848,720	7%	23,848,720	5%
Installations intérieures	Non	20,738,017	6%	20,738,017	4%	20,738,017	6%	20,738,017	5%
Préparation du projet	Oui	26,330,618	7%	35,247,189	7%	25,276,688	7%	32,745,166	7%
Réserves	Oui	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%	514,000	0%
<b>Total</b>		<b>319,407,042</b>		<b>427,396,628</b>		<b>306,642,772</b>		<b>397,094,339</b>	
Coût d'exploitation par an		3,453,612		4,321,517		5,165,626		5,906,128	
Coût de la centrale par connexion		1,162,192		1,831,023		1,083,137		1,643,347	
Coût du réseau par connexion		812,863		812,863		812,863		812,863	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,930		2,273		3,194		2,182	
Coût total par connexion		2,156,281		2,885,306		2,070,111		2,680,739	
Coût total par bénéficiaire		532,807		712,946		511,515		662,398	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		395.50	246.41	331.82	238.34	379.70	230.60	308.29	214.81
Coût d'exploitation par kWh		39.22	34.50	30.02	27.07	56.32	51.61	39.95	37.00
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>434.72</b>	<b>280.91</b>	<b>361.84</b>	<b>265.41</b>	<b>436.02</b>	<b>282.21</b>	<b>348.24</b>	<b>251.81</b>
Tarif national moyen (HT)	88.32								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>346.40</b>	<b>192.60</b>	<b>273.52</b>	<b>177.09</b>	<b>347.70</b>	<b>193.90</b>	<b>259.92</b>	<b>163.49</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>88%</b>	<b>49%</b>	<b>82%</b>	<b>53%</b>	<b>92%</b>	<b>51%</b>	<b>84%</b>	<b>53%</b>
LCOE*		347.37	261.69	301.48	247.76	341.74	256.06	287.51	233.78

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

### Résumé des critères de sélection

	Tougbo	
	Niveau	Classement
Accès	5	
Densité de la population	61 par ha	9
Cohésion sociale et risque de conflits	3	
Motivation et organisation sociale	5	
Revenus mensuels par habitant	8,502	11
Niveau d'activité commerciale et artisanale	25.3%	1
Nouvelles activités % de demande	0.0%	11
Dépense totale des ménages sur l'énergie	1,735,363	9
Tarif théorique	184.25	5
Moyenne de volonté de payer par habitant	859	7
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,500	6
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	10,000	6
LCOE (scénario 1 ou 3)	341.74	3

### Evaluation du site et recommandations

Tougbo présente plusieurs défis distincts pour un projet d'électrification.

- Accès très difficile. Même pendant la saison sèche la localité est très isolée, et pendant la saison des pluies elle peut être inaccessible

- Une grande partie de la localité a une faible densité de population, et il y a des quartiers qui sont distants les uns des autres
- Il y a un manque de leadership cohérent et il n'y a aucune preuve de projets collectifs ou de collecte de fonds
- L'électricité ne semble pas être une priorité vitale pour la localité comparativement à certains des autres obstacles à leur développement
- La volonté de payer est limitée pour les ménages en termes absolus.

Cependant, il y a d'autres points à examiner en faveur à Tougbo

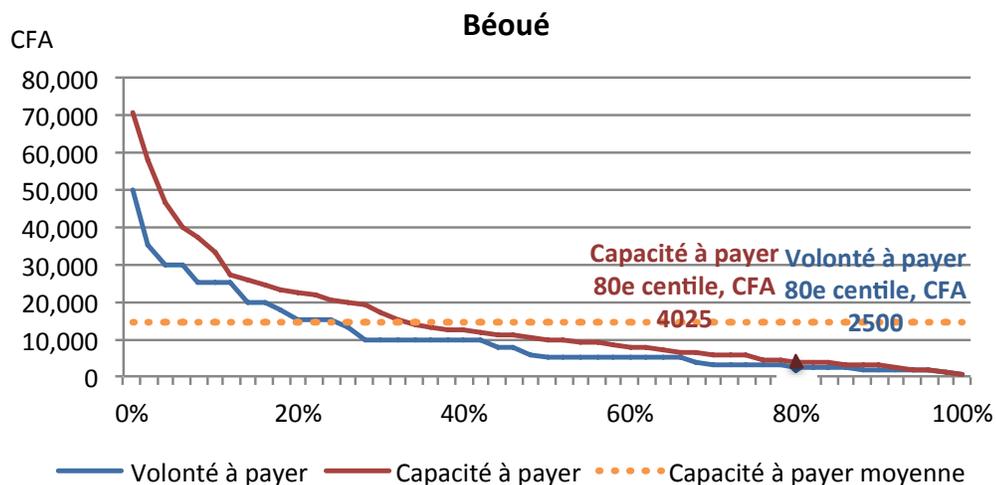
- Même si la volonté de payer des ménages est faible, le tarif théorique est assez élevé pour rendre un projet possible
- La volonté de payer des commerces est sensiblement plus élevée que la volonté de payer des ménages et il semble y avoir une bonne quantité d'activités commerciales à Tougbo, renforçant la possibilité d'électrifier la localité selon un modèle qui commence avec le quartier commercial.

Tougbo n'est pas parmi les sites recommandés à retenir dans le projet. Le fait que Tougbo est maintenant une Sous-Préfecture signifie que l'électrification pourrait être une priorité pour le Gouvernement. Une décision d'électrifier la zone prendre en compte les recommandations suivantes :

- Il serait recommandé que les différents quartiers de Tougbo soient électrifiés en plusieurs phases, commençant avec le centre commercial et administratif, ou il y a aussi la plus forte densité de résidents
- Un projet doit être géré directement par un opérateur, avec la participation de la localité uniquement au niveau de la sensibilisation et l'entretien basique. Ce fait, en combinaison avec l'éloignement de la localité, signifie que des systèmes de monitoring à distance et de paiement mobile devraient être intégrés
- Le manque d'autres localités avec une population qui peut supporter un mini-réseau exclue une zone de concession autour de Tougbo. Malgré ça, il est intéressant d'étudier la possibilité de location de batteries ou de distribution et entretien de kits solaires par le même opérateur qu'un mini-réseau à Tougbo, créant la possibilité d'établir une base d'activités dans la Sous-Préfecture.

## 10. Béoué

<b>Préfecture</b>	Tabou
<b>Sous-préfecture</b>	Djiroutou
<b>Coordonnées</b>	5° 23 'N, 7°18 'W
<b>Superficie</b>	21.7 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	136 Km
<b>Distance d'Abidjan</b>	605 km
<b>Accès</b>	Accessible toute l'année après le reprofilage en 2013
<b>Estimation de la Population</b>	2,377
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	4.7%
<b>Ménages estimés</b>	302
<b>Densité de la population</b>	109 par ha
<b>Ethnies</b>	Diverses, les Burkinabé étant le groupe le plus important
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	9-11 février 2014
<b>Ménages interrogés</b>	106
<b>Population sondée</b>	835
<b>Taille moyenne des ménages</b>	7.9
<b>Fluctuation annuelle</b>	9%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	10%



**Figure 15 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité: Béoúé		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	2,377								
Connexions	277								
Pénétration initiale	52%								
Capacité PV		208 kW		298 kW		152 kW		239 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		10 kW		34 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion						
Centrale	Oui	260,331,813	51%	385,977,597	59%	227,806,216	48%	323,862,808	56%
Réseau de distribution	Oui	133,680,868	26%	133,680,868	21%	133,680,868	28%	133,680,868	23%
Branchements	Non	44,582,585	9%	44,582,585	7%	44,582,585	9%	44,582,585	8%
Installations intérieures	Non	38,767,465	8%	38,767,465	6%	38,767,465	8%	38,767,465	7%
Préparation du projet	Oui	35,461,141	7%	46,769,262	7%	32,533,838	7%	41,178,931	7%
Réserves	Oui	468,000	0%	468,000	0%	459,000	0%	468,000	0%
<b>Total</b>		<b>429,941,823</b>		<b>566,895,728</b>		<b>394,479,922</b>		<b>499,190,607</b>	
Coût d'exploitation par an		4,117,959		5,302,249		6,539,234		10,313,406	
Coût de la centrale par connexion		940,130		1,393,871		822,671		1,169,558	
Coût du réseau par connexion		482,758		482,758		482,758		482,758	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		2,067		1,902		2,595		2,089	
Coût total par connexion		1,552,638		2,047,217		1,424,576		1,802,715	
Coût total par bénéficiaire		347,838		458,639		319,148		403,863	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%									
CFA par kWh		Avec réseau	Sans réseau						
Tarif pour la récupération de l'investissement		406.29	279.96	342.26	261.55	372.78	246.45	301.39	220.68
Coût d'exploitation par kWh		35.41	31.40	28.39	25.83	53.87	49.86	52.81	50.24
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>441.70</b>	<b>311.36</b>	<b>370.66</b>	<b>287.38</b>	<b>426.65</b>	<b>296.31</b>	<b>354.19</b>	<b>270.92</b>
Tarif national moyen (HT)	78.55								
<b>Prime par kWh (c)</b>		<b>363.15</b>	<b>232.81</b>	<b>292.10</b>	<b>208.83</b>	<b>348.10</b>	<b>217.76</b>	<b>275.64</b>	<b>192.36</b>
<b>Part de l'investissement à subventionner (b)</b>		<b>89%</b>	<b>57%</b>	<b>85%</b>	<b>61%</b>	<b>93%</b>	<b>58%</b>	<b>91%</b>	<b>64%</b>
LCOE*		385.10	313.01	338.76	292.33	349.59	276.96	302.27	255.84

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

	Béoúé	
	Niveau	Classement
Accès	2	
Densité de la population	109 par ha	3
Cohésion sociale et risque de conflits	5	
Motivation et organisation sociale	4	
Revenus mensuels par habitant	26,212	2
Niveau d'activité commerciale et artisanale	15.2%	4
Nouvelles activités % de demande	0.9%	8
Dépense totale des ménages sur l'énergie	4,183,412	5
Tarif théorique	266.75	2
Moyenne de volonté de payer par habitant	1,840	2
Volonté de payer par ménage, 80e centile	2,500	6
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	10,000	6
LCOE (scénario 1 ou 3)	349.59	6

## Evaluation du site et recommandations

Il y a des difficultés considérables pour un projet d'électrification à Béoúé :

- Il y a eu des récents problèmes de sécurité dans la région. Ceci peut considérablement démotiver le secteur privé d'investir dans la zone

- Il est signalé des difficultés d'organisation des membres de la communauté, et peu de continuité pour les projets qui ont été initiés. Il ne semble pas qu'il y ait un leadership fort dans le village

Dans le même temps, il existe plusieurs éléments favorisant la localité:

- Malgré la faible volonté absolue de payer, les résidents semblent disposés à payer un montant élevé par kWh
- Un coût de production relativement bas, en deçà de 350 CFA par kWh
- La route a été récemment améliorée, rendant le village plus facilement accessible
- Un niveau décent de l'activité commerciale, et une saine volonté à payer des commerçants
- Un bon niveau de revenus moyens de la population

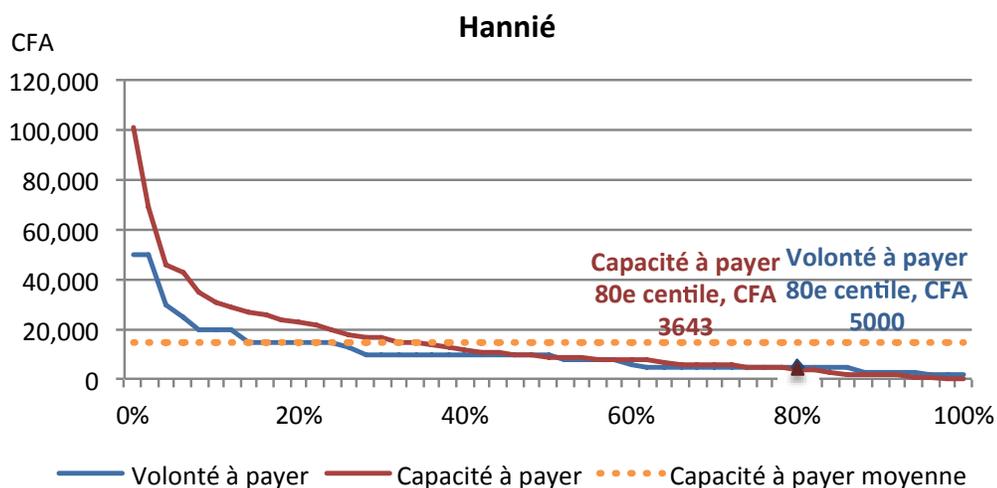
Les risques sécuritaires à Béoué peuvent l'exclure de la phase de faisabilité du projet. Au moins il est probable qu'un opérateur s'attendrait à un retour sur son investissement (et donc coût de capital) plus élevé pour compenser les risques.

Hors la considération sécuritaire, la localité est parmi les meilleurs candidats pour l'électrification. Seulement le manque d'organisation de la localité signifie qu'un opérateur doit gérer le projet directement, et la population doit être impliquée uniquement au niveau de sensibilisation et d'entretien basique.

Une concession pour la zone est aussi possible, compte tenu du nombre de localités de population importante dans la zone, et de l'éloignement du réseau interconnecté.

## 11. Hannié

<b>Préfecture</b>	Tabou
<b>Sous-préfecture</b>	Grabo
<b>Coordonnées</b>	5° 11 'N, 7°21 'W
<b>Superficie</b>	63 ha
<b>Distance au réseau interconnecté</b>	108 km
<b>Distance d'Abidjan</b>	585 km
<b>Accès</b>	Accessible toute l'année suite au reprofilage en 2013
<b>Estimation de la Population</b>	3,348
<b>Croissance de la population (1998-2013)</b>	3.9%
<b>Ménages estimés</b>	502
<b>Densité de la population</b>	53 par ha
<b>Ethnies</b>	Diverses, groupe le plus important: Burkinabé
<b>Sondage</b>	
<b>Dates de l'enquête</b>	12-14 février 2014
<b>Ménages interrogés</b>	111
<b>Population sondée</b>	741
<b>Taille moyenne des ménages</b>	6.7
<b>Fluctuation annuelle</b>	17%
<b>Fluctuation hebdomadaire</b>	10%



**Figure 16 : Volonté de payer mensuelle des ménages**

## Résumé des coûts et des tarifs

I. Localité:		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Population	3,348								
Connexions	580								
Pénétration initiale	54%								
Capacité PV		475 kW		988 kW		350 kW		759 kW	
Capacité générateur		0 kW		0 kW		34 kW		82 kW	
II. Coût du projet		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
Composant	Inclus dans l'investissement?	Coût (CFA)	Proportion	Coût (CFA)	Proportion	Coût (CFA)	Proportion	Coût (CFA)	Proportion
Centrale	Oui	586,032,059	57%	1,224,877,409	71%	467,547,523	53%	926,187,954	66%
Réseau de distribution	Oui	188,289,250	18%	188,289,250	11%	188,289,250	21%	188,289,250	14%
Branchements	Non	93,351,346	9%	95,122,346	6%	93,351,346	10%	95,122,346	7%
Installations intérieures	Non	81,175,083	8%	82,715,083	5%	81,175,083	9%	82,715,083	6%
Préparation du projet	Oui	69,688,918	7%	127,184,999	7%	59,025,310	7%	100,302,948	7%
Réserves	Oui	927,000	0%	945,000	0%	918,000	0%	936,000	0%
<b>Total</b>		<b>844,937,227</b>		<b>1,541,296,659</b>		<b>715,780,083</b>		<b>1,215,716,153</b>	
Coût d'exploitation par an		6,248,116		9,302,336		13,323,638		23,647,665	
Coût de la centrale par connexion		1,010,710		2,112,506		806,364		1,597,366	
Coût du réseau par connexion		324,736		324,736		324,736		324,736	
Coût du réseau par km		18,746,441		18,746,441		18,746,441		18,746,441	
Coût total par Wc installé		1,779		1,560		2,045		1,602	
Coût total par connexion		1,457,235		2,658,224		1,234,482		2,096,706	
Coût total par bénéficiaire		467,353		852,525		395,914		672,439	
III. Tarifs		Scénario 1		Scénario 2		Scénario 3		Scénario 4	
CMPC = 10.8%		Avec réseau	Sans réseau	Avec réseau	Sans réseau	Avec réseau	Sans réseau	Avec réseau	Sans réseau
CFA par kWh									
Tarif pour la récupération de l'investissement		359.78	279.61	350.44	307.63	304.79	224.61	276.41	233.60
Coût d'exploitation par kWh		23.77	21.47	18.30	17.07	48.08	45.78	44.61	43.38
<b>Coût total par kWh (a) et (d)</b>		<b>383.55</b>	<b>301.07</b>	<b>368.74</b>	<b>324.69</b>	<b>352.87</b>	<b>270.39</b>	<b>321.03</b>	<b>276.99</b>
Tarif national moyen (HT)	89.20								
Prime par kWh (c)		294.35	211.87	279.54	235.49	263.67	181.19	231.83	187.79
Part de l'investissement à subventionner (t)		82%	59%	80%	67%	87%	59%	84%	68%
LCOE*		334.34	291.37	285.08	265.64	286.12	243.15	230.88	211.44

Scénario 1: 100% PV et demande conservatrice, Scénario 2: 100% PV et demande prévue, Scénario 3: Hybride et demande conservatrice, Scénario 4: Hybride et demande prévue. \* LCOE = Levelized Cost Of Electricity

## Résumé des critères de sélection

	Hannié	
	Niveau	Classement
Accès	2	
Densité de la population	53 par ha	10
Cohésion sociale et risque de conflits	5	
Motivation et organisation sociale	4	
Revenus mensuels par habitant	32,107	1
Niveau d'activité commerciale et artisanale	21.8%	3
Nouvelles activités % de demande	1.4%	6
Dépense totale des ménages sur l'énergie	7,240,755	1
Tarif théorique	235.12	3
Moyenne de volonté de payer par habitant	2,165	1
Volonté de payer par ménage, 80e centile	5,000	1
Volonté de payer les installations par ménage, 80e centile	15,000	5
LCOE (scénario 1 ou 3)	286.12	1

## Evaluation du site et recommandations

Hannié est un candidat solide pour l'électrification basée sur les facteurs suivants :

- Il s'agit d'un centre commercial et agricole prospère avec une activité économique pour soutenir le projet
- Les résidents ont des revenus relativement stables tout au long de l'année (mais il y a encore une certaine fluctuation)
- Il y a un potentiel de clients ancrés en l'occurrence PALM-CI et les opérateurs d'antennes téléphoniques
- Il existe plusieurs coopératives agricoles qui peuvent être en mesure de soutenir l'électrification des maisons de leurs membres
- Le coût de production le plus bas des localités visitées, grâce à une grande échelle et à la prépondérance d'activités artisanales et commerciales.

Il y a aussi des défis à Hannié :

- Les mêmes problèmes de sécurités qui affectent Béoué sont présents, avec des incidents récents dans la zone
- Il n'y a pas beaucoup de preuves de la capacité d'organisation de la communauté ou d'un leadership fort
- Une volonté limitée de payer les installations nécessite un système de subvention ou de crédit pour atteindre un niveau de pénétration intéressant

Les problèmes de sécurité peuvent empêcher la sélection des sites dans cette zone. S'ils sont retenus, les considérations suivantes doivent être prises en compte

- La localité est étendue sur plusieurs quartiers, avec des différents niveaux de densité des bâtiments. L'approche A-B-C (client ancré, en suite client « business », et puis clients membres de la communauté) est recommandé, commençant avec les coopératives, l'antenne téléphonique, et les bâtiments de PALM-CI, continuant avec le dense centre commercial, et en suite connectant les quartiers plus éloignés.
- Il est aussi possible d'alimenter les différents quartiers avec un seul réseau mais avec plusieurs centrales qui sont construits au fur et à mesure de l'extension du réseau. Ceci réduit les pertes techniques et techniquement rendu possible par la nécessité d'avoir plusieurs réseaux d'onduleurs.
- Le manque d'organisation communautaire nécessite une gestion directe du mini-réseau par un opérateur. Dans une localité de l'importance de Hannié, la présence fréquente ou permanente des employés de l'opérateur peut être justifiée, surtout si Hannié est choisi comme base, et les autres localités autour rentrent dans une zone de concession pour cet opérateur.