

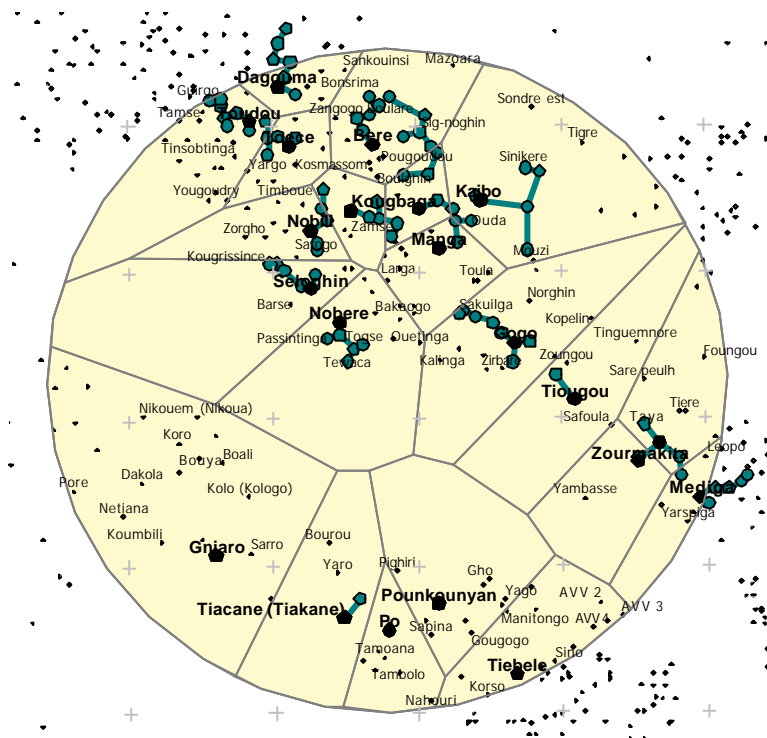


Improving Economic and Social Impact of Rural Electrification (IMPROVES-RE)

*Amélioration de l'impact social et économique de l'électrification rurale
BURKINA FASO, CAMEROUN, MALI et NIGER*

-D5-

PLANS LOCAUX D'ÉLECTRIFICATION RURALE APPROCHE MULTISECTORIELLE ET IMPACT SUR LA REDUCTION DE LA PAUVRETE



VERSION DU 22/07/06

Projet cofinancé par le Programme COOPENER de la Commission Européenne



Coordination européenne

Innovation Energie Développement (IED)

2, chemin de la chaudière

69340 Francheville – France

Tél. +33 4 72 59 13 20, Fax : +33 4 72 59 13 39

ied@ied-sa.fr - www.ied-sa.fr

TABLE DES MATIERES

1.	INTRODUCTION GENERALE.....	8
2.	DE LA NOTION D'IMPACT ECONOMIQUE ET SOCIAL	9
2.1	INTRODUCTION	9
2.2	RESULTATS, EFFETS, IMPACT.....	10
2.2.1	<i>Définitions</i>	<i>10</i>
2.2.2	<i>Effets contre-factuels : méthodes quantitatives pour l'évaluation de l'impact</i>	<i>11</i>
2.3	CONCLUSION.....	13
3.	PLANIFICATION ALTERNATIVE DE L'ELECTRIFICATION RURALE: ELEMENTS THEORIQUES DU MODELE IMPROVES-RE.....	14
3.1	RESUME	14
3.2	ANTICIPER L'IMPACT ECONOMIQUE ET SOCIAL SOUHAITE DES LA PHASE DE PLANIFICATION	15
3.2.1	<i>L'analyse du changement souhaité</i>	<i>15</i>
3.2.2	<i>L'anticipation des changements socioéconomiques imputables à l'électrification rurale</i>	<i>15</i>
	Le prisme de l'IDH.....	15
	Identification des champs de l'impact de l'électrification rurale	16
3.2.3	<i>Conclusion : de la notion de pôle de développement</i>	<i>17</i>
	Présentation du concept.....	17
	Exemple de structure et de calcul de l'IPD.....	19
3.3	MODELE D'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE : MODELISATION GRAVITAIRE	21
3.3.1	<i>Introduction</i>	<i>21</i>
3.3.2	<i>Délimitation des zones d'influences des pôles : Loi de Reilly et polygones de Voronoi..</i>	<i>21</i>
3.3.3	<i>Estimation de la probabilité d'attraction d'un pôle : le Modèle de Huff</i>	<i>22</i>
3.3.4	<i>Conclusion : pour une modélisation gravitaire des dynamiques spatiales locales.....</i>	<i>25</i>
3.4	MODELE DE PLANIFICATION ELECTRIQUE : APPROCHE PAR LES CLUSTERS ELECTRIQUES	27
3.4.1	<i>Methodologie de planification : principes généraux.....</i>	<i>27</i>
	L'impact économique et social, seul guide de l'analyse des priorités	27
	Des contraintes technico-économiques revisitées	27
3.4.2	<i>Analyse du marché et prévision de la demande</i>	<i>28</i>
	Evaluation de la capacité des usagers à payer.....	28
	Analyse des différents niveaux de services attendus	29
	Segmentation du marché de l'électrification rurale.....	29
	Modélisation de la charge	29
	Analyse prévisionnelle de la demande.....	30
3.4.3	<i>Paramètres généraux pour le calcul des coûts</i>	<i>31</i>
	Année de base.....	31
	Inflation.....	31
	Prix du carburant: inflation différentielle.....	31

Taux de change	31
Taxes, frais de douanes	31
Coûts à prix courant.....	31
Taux d'actualisation.....	32
Coût actualisé du kWh.....	32
3.4.4 Approvisionnement par Groupes diesel	33
Algorithme.....	33
Calcul des coûts.....	33
3.4.5 Approvisionnement par Petites Centrales Hydroélectriques (PCH)	39
Algorithme.....	39
Calcul des coûts et valeur des paramètres	40
3.4.6 Approvisionnement par le Réseau interconnecté national	42
3.4.7 Analyse économique des projets de moindres coûts	42
3.5 CONCLUSION : IMPROVES-RE, ENTRE LE MICRO ET LE MACRO, L'ECHELLE MESO	44
3.5.1 Zones d'influence et clusters électriques, objets différents, mais complémentaires	44
3.5.2 Un effet supplémentaire du choix optimal des pôles de développement	44
3.5.3 Le cas des localités isolées des clusters électriques : argumentation en faveur de la pré-électrification	45
4. APPLICATIONS DU MODELE IMPROVES-RE DANS LES ZONES PILOTES	46
4.1 L'APPLICATION GEOSIM© : PLATE-FORME DE SIMULATION BASEE SUR LES SIG	46
4.2 PRESENTATION DES ZONES PILOTES	46
4.2.1 Critères de choix: rappel des recommandations de Bamako.....	46
4.2.2 Zones pilotes retenues dans les quatre pays	47
Distribution démographique des 228 localités non électrifiées	47
4.3 SYNTHESE DES RESULTATS AU BURKINA FASO	49
4.3.1 Sélection et classification des pôles de développement	49
4.3.2 Planification électrique.....	52
Approvisionnement diesel	52
4.4 SYNTHESE DES RESULTATS AU CAMEROUN	54
4.4.1 Sélection et classification des pôles de développement	54
4.4.2 Planification électrique.....	57
Option d'approvisionnement diesel.....	57
Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de AES-Sonel.....	57
Option d'alimentation par Petites Centrales Hydroélectriques.....	60
Conclusion	62
4.5 SYNTHESE DES RESULTATS AU MALI	63
4.5.1 Sélection et classification des pôles de développement	63
4.5.2 Planification électrique.....	66
Approvisionnement diesel	66
Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de EDM-SA.....	67
4.6 SYNTHESE DES RESULTATS AU NIGER	69
4.6.1 Sélection et classification des pôles de développement	69

4.6.2	<i>Planification électrique</i>	72
	Option d'approvisionnement diesel.....	72
	Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de la NIGELEC.....	72
4.7	FORCE MOTRICE ET KITS PHOTOVOLTAÏQUES.....	76
4.7.1	<i>Analyse du potentiel</i>	76
4.7.2	<i>Estimation des investissements</i>	78
5.	SYNTHESE DES RESULTATS	79
6.	PROPOSITION DE MESURES D'ACCOMPAGNEMENT DES PROJETS	81
6.1	INTRODUCTION.....	81
6.2	MESURES INSTITUTIONNELLES.....	81
6.2.1	<i>Coordination multisectorielle</i>	81
	Renforcer les effets exogènes de l'électricité.....	81
	Coordination en amont.....	82
	Coordination en aval.....	83
6.2.2	<i>Autres mesures institutionnelles</i>	83
6.3	MESURES D'ORDRES SOCIO-ECONOMIQUES.....	84
7.	CONCLUSION GENERALE	85

ANNEXES

1. Termes de références de l'Etude socioéconomique dans les Zones pilotes
2. Cartothèques socioéconomiques réalisées à partir des enquêtes de terrain
3. Analyse de la demande, modélisation et prévision de la charge dans les quatre pays
4. Paramètres technico-économiques dans les quatre pays
5. Rapports financiers dans les quatre pays
6. Etude sommaire des kits photovoltaïques communautaires

GRAPHIQUES et TABLEAUX

Graphique 1.	Résultats, Effets, Changement.....	10
Graphique 2.	Facteurs caractéristiques des changements constituant l'impact d'un projet.....	11
Graphique 3.	Approche d'identification des effets porteurs d'une dynamique de changement.....	11
Graphique 4.	Méthodes quantitatives quasi-expérimentales.....	12
Graphique 5.	IDH et Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD).....	15
Graphique 6.	Grille de lecture des changements potentiels de l'électrification rurale.....	17
Graphique 7.	Dimensions localisée ou territorialisée des changements potentiels de l'électrification rurale..	17
Graphique 8.	Proposition de critères décrivant et de pondération pour l'IPD.....	19
Graphique 9.	Exemple de structuration détaillée pour le calcul de l'IPD.....	20
Graphique 10.	Estimation de la zone d'influence par le modèle de Huff au Burkina Faso (attractivité égale)...	23
Graphique 11.	Application du modèle de Huff avec une attractivité proportionnelle à la taille de la population	24
Graphique 12.	Classement des pôles dans la zone pilote au Burkina Faso avec la méthode Huff ($\lambda_i = POP_i$)	26
Graphique 13.	Quelques flux agro-pastoraux recensés dans le cadre de l'enquête au Burkina Faso.....	26
Graphique 14.	Répartition de la facture substituable dans les localités non électrifiées au Burkina Faso.....	28
Graphique 15.	Niveau de diffusion de quelques équipements dans les localités non électrifiées au Niger.....	29
Graphique 16.	Diagramme de charge nette pour les localités de taille comprise entre 2000 et 5000 habitants au Mali (scénario service continu 24h).....	30
Graphique 17.	Evolution de la puissance de pointe au Niger (scénario 10h).....	30
Graphique 18.	Consommation spécifique des ménages (kWh/mois).....	43
Graphique 19.	Capacité à payer des ménages (FCFA/mois).....	43
Graphique 20.	Clusters électriques et zones d'influence : différents cas de figures.....	44
Graphique 21.	Fenêtres Surfer [®] et GEOSIM [®]	46
Graphique 22.	Classification retenue dans la zone pilote au Burkina Faso.....	49
Graphique 23.	Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote Burkina Faso.....	50
Graphique 24.	Limites des hinterlands dans la zone pilote au Burkina Faso.....	51
Graphique 25.	Coûts actualisés du kWh au Burkina Faso – option diesel.....	52
Graphique 26.	Coûts d'investissement au Burkina Faso : options diesel.....	53
Graphique 27.	Clusters diesel dans la zone pilote au Burkina Faso.....	53
Graphique 28.	Classification retenue dans la zone pilote au Cameroun.....	54
Graphique 29.	Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Cameroun.....	55
Graphique 30.	Limites des hinterlands dans la zone pilote au Cameroun.....	56
Graphique 31.	Coûts actualisés du kWh au Cameroun – option diesel.....	57
Graphique 32.	Option réseau : coût actualisé du kWh au Cameroun.....	58
Graphique 33.	Coûts d'investissement au Cameroun : options diesel et réseau.....	58
Graphique 34.	Options diesel et réseau : cartographie au Cameroun.....	59

GRAPHIQUES et TABLEAUX (suite)

Graphique 35.	Coûts d'investissement pour le site FALLS 210 à 2MW	61
Graphique 36.	Cluster hydroélectrique à partir de Falls210 à BIG MASAKA (hypothèse 2MW).....	61
Graphique 37.	Coûts d'investissement par projet au Cameroun : toutes options	62
Graphique 38.	Classification retenue dans la zone pilote au Mali.....	63
Graphique 39.	Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Mali.....	64
Graphique 40.	Limites des hinterlands dans la zone pilote au Mali.....	65
Graphique 41.	Coûts actualisés du kWh au Mali – option diesel.....	66
Graphique 42.	Option réseau : coût actualisé du kWh au Mali.....	67
Graphique 43.	Coûts d'investissement au Mali : options diesel et réseau	67
Graphique 44.	Options diesel et réseau : cartographie au Mali.....	68
Graphique 45.	Classification retenue dans la zone pilote au Niger.....	69
Graphique 46.	Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Niger.....	70
Graphique 47.	Limites des hinterlands dans la zone pilote au Niger.....	71
Graphique 48.	Coûts actualisés du kWh au Niger – option diesel.....	73
Graphique 49.	Option réseau : coût actualisé du kWh au Niger.....	74
Graphique 50.	Coûts d'investissement au Niger : options diesel et réseau.....	74
Graphique 51.	Options diesel et réseau : cartographie au Niger.....	75
Graphique 52.	Distribution des potentiels dans les quatre pays, et opportunités de pré-électrification.....	76
Graphique 53.	Cibles force motrice dans les zones à faible potentiel.....	77
Graphique 54.	Cibles kits photovoltaïques dans l'ensemble des localités non électrifiées à l'horizon de la planification.....	77
Graphique 55.	Coûts d'investissement force motrice et kits photovoltaïques.....	78
Graphique 56.	Synthèse des coûts d'investissement en année 1 pour les quatre pays : diesel, réseau, PCH.	80

PRINCIPALES ABREVIATIONS

AES-Sonel	Société Nationale d'Electricité du Cameroun
BT	Basse Tension
DX	Livrable X (Rapports du projet IMPROVES-RE, disponibles à www.improves-re.com)
EDM-SA	Société Nationale d'Electricité du Mali
F3E	Fonds pour la promotion des études préalables, études transversales et évaluations
FCFA	Franc FCFA
GEOSIM©	Plate-forme de simulation pour la planification électrique, développée par IED
IDH	Indicateur du Développement Humain
IPD	Indicateur du Potentiel de Développement
km	Kilomètre
kV	KiloVolt
kVA	Kilovolt ampère
MANIFOLD©	Logiciel de Système d'Information Géographique
MT	Moyenne Tension
MW	Mégawatt
MWh	Mégawatheure
NIGELEC	Société Nationale d'Electricité du Niger
OMD	Objectifs du Millénaire du Développement
ONG	Organisation Non Gouvernementale
PCH	Petites Centrale Hydroélectrique
PdD	Pôle de Développement
PDER	Plan Directeur d'Electrification Rurale
PNUD	Programme des Nations Unies pour le Développement
POPCouv	Population potentiellement couverte par un pôle
PTFM	Plate-forme multifonctionnelle
kWh	Kilowattheure
kW	Kilowatt
SIG	Système d'Information Géographique
SOPIE	Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité
SURFER©	Logiciel cartographique et d'analyse des courbes de niveau
TTC	Toutes Taxes Comprises
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
US\$ ou USD	Dollar américain

1. INTRODUCTION GENERALE

Ce rapport, au cœur de la démarche IMPROVES-RE car intervenant à mi-parcours du projet, a pour objectifs (1) de cristalliser l'approche méthodologique alternative de planification de l'électrification rurale, développée dans une perspective d'amélioration de l'impact économique et social, et (2) d'exposer les premiers résultats obtenus à l'échelle des quatre zones pilotes étudiées.

Dans une démarche de recherche-action initiée en juillet 2005 à l'atelier de Bamako sur le thème de la planification de l'électrification, l'approche IMPROVES-RE s'inscrivait en effet dans un processus de recherche-action et d'amélioration continue, avec des allers et retours entre le travail de terrain et la modélisation. Les prémices de cette approche ont ainsi été présentées dans le rapport D3 consacré aux données multisectorielles et au Système d'Information Géographique, identifiant d'ores et déjà deux composantes critiques au modèle de planification : l'aménagement préalable du territoire (analyse des dynamiques spatiales et classification des localités prioritaires) et la planification électrique proprement dite.

Le travail de terrain a permis d'apporter des améliorations au module dit "d'aménagement du territoire", construit à la base sur le modèle de Reilly et testé à l'échelle des différentes zones pilotes, avec la participation de différents profils d'acteurs nationaux et locaux. Il s'agit essentiellement de la difficulté d'un formalisme trop rigoureux pour le calcul de l'IPD (Indicateur du Potentiel de Développement), compte tenu à la fois de la disponibilité des données et des contraintes souvent imposées par le terrain. En particulier, l'introduction dans la pratique d'une analyse multicritère systématique pour une classification automatisée des pôles s'est révélée difficile à mettre en œuvre dans les différents pays, du fait de la lourdeur organisationnelle et financière qu'aurait entraînée un tel processus innovant¹. Par ailleurs, ce module doit également pouvoir tenir compte du choix, motivé ou non, des acteurs nationaux, pour telle ou telle localité.

Ces différents constats ont conduit à une relative évolution de ce module, consistant à mixer la prise en compte des trois critères clés (santé, éducation, économie locale) avec le choix souverain des acteurs locaux pour la sélection des pôles de développement local. Les pôles sont identifiés et validés par les acteurs locaux, et leurs zones d'influences sont déterminées de façon à tenir compte du continuum spatial qu'elles décrivent dans la réalité, tels que constatées par les enquêtes réalisées sur le terrain. Le modèle de Huff, bâti sur celui de Reilly, permet de traduire cette réalité de terrain, en introduisant une notion d'influence relative. L'approche retenue consiste alors à identifier préalablement les pôles en concertation avec les acteurs locaux, et à analyser leurs rayonnements relatifs par une étude démographique de leurs hinterlands, les pôles les plus importants étant ceux pour lesquels la population potentiellement couverte est la plus importante.

Par ailleurs, comme suite aux échanges intervenus entre les partenaires du projet, les améliorations apportées à la composante "électrique" ont consisté à une plus grande transparence des modules technico-économiques et financiers, dans leurs traductions géographiques, conduisant à une meilleure clarification du concept de "rayon d'attraction électrique" tel qu'initialement présenté dans le D3. En effet, les cercles d'attraction présentés dans le D3 servaient à matérialiser l'espace géographique - autour d'une agglomération non électrifiée - dans lequel l'on recherchait l'existence éventuelle d'un système électrique (ligne MT ou centrale de production). En partant ainsi de la demande et non de l'offre, cette approche présentait l'avantage d'une interprétation géographique directe et simplificatrice de l'analyse technico-économique. Cependant, en rapportant ce rayon d'attraction à un seul paramètre, à savoir la population de la localité à électrifier, selon un modélisation linéaire ($r = \sigma.p$), cette approche est apparue comme trop simplificatrice pour une planification locale, et surtout peu transparente, comme l'ont démontré les différents échanges à Bamako.

En partant des pôles de développement retenus, l'amélioration apportée à ce module et présentée dans ce rapport, consiste ainsi en la construction progressive de clusters électriques, par l'adoption d'un algorithme visant l'optimisation pas à pas du coût actualisé du kWh, avec comme contraintes non seulement la satisfaction de la demande, mais aussi l'étude de l'offre d'énergie disponible et les coûts d'investissements nécessaires, selon une approche coûts-bénéfices revisitée.

Le rapport propose d'entrée un cadre d'analyse de l'impact de l'électrification rurale, et conclut par une série de mesures d'accompagnement nécessaires pour assurer, aux projets d'électrification rurale issus de la planification, les impacts socio-économiques escomptés.

¹ Il s'agissait à l'origine de définir en concertation les champs de l'analyse multicritères, les indicateurs de mesure et le système de pondérations, en s'appuyant notamment sur les Groupes multisectoriels, jeunes structures nationales.

2. DE LA NOTION D'IMPACT ECONOMIQUE ET SOCIAL

2.1 Introduction



Le Dictionnaire Larousse définit l'IMPACT comme étant *l'influence décisive de quelque chose ou de quelqu'un sur le déroulement de l'histoire des événements (Petit Larousse 1988).*

L'engouement récent pour la notion d'impact économique et social tient essentiellement du décalage le plus souvent observé entre les résultats de projets, parfois jugés positifs, et l'incidence mitigée, constatée dans le temps sur l'amélioration effective du cadre et des conditions de vie des populations pour lesquels ils avaient été conçus. Désormais, l'anticipation de l'impact sur la pauvreté devient un critère d'évaluation à moyen et long terme des actions de développement.

La problématique d'évaluation de l'impact sur le développement est encore plus déterminante pour les projets d'électrification rurale, dans la mesure où les effets indirects attendus sur l'amélioration des revenus, la santé, l'éducation, l'agriculture, etc. sont difficiles à mesurer, et souvent plus importants et plus cruciaux que les résultats directs de l'électrification. La situation de ce secteur est d'autant plus critique que les résultats directs

observés sont hélas souvent peu conséquents : faibles taux de pénétration de l'électricité, taux d'accès différenciés au détriment des catégories socioéconomiques les plus défavorisées, etc., faible effet d'entraînement sur l'économie rurale, etc. Plusieurs analyses ont en effet montré que l'électrification rurale se limite souvent à la satisfaction des besoins domestiques.

De surcroît, des indicateurs comme l'Indice de Développement Humain (IDH) qui caractérisent le développement humain et que nous utiliserons plus tard dans l'approche IMPROVES-RE ne se réfèrent jamais explicitement à l'énergie. Il en est de même des OMD (Objectifs du Millénaire du Développement), pour lesquels rien d'explicite n'est indiqué pour ce qui est de l'énergie.

Dans un tel contexte, le positionnement de l'électrification rurale comme élément structurant de l'aménagement du territoire et du développement local est fortement compromis, face à des services ruraux à résultats directs plus concrets tels que l'éducation, l'eau potable, la santé, etc. Il en est de même de l'intérêt qui sera porté à cette thématique par les décideurs locaux et nationaux, ainsi que les bailleurs de fonds. D'autant plus que certains travaux d'évaluations menées en particulier entre 1983 et 1993 dans plusieurs pays en développement² indiquent que l'électrification ne conduit pas directement au développement. D'après ces travaux, l'électrification rurale pourrait contribuer à la croissance économique dans le cas où elle est introduite au meilleur moment, en conjonction avec d'autres ressources et infrastructures, et dans le cas où les marchés sont capables d'absorber les suppléments de production du milieu rural. D'où la nécessité, en amont des projets d'électrification rurale, d'une forte réflexion sur la pertinence de leur localisation, au delà des résultats directs attendus.

Dans le cadre de la démarche IMPROVES-RE, il s'agit d'identifier par anticipation les éléments qui permettraient – parce qu'ils ont été pris en compte dans les phases de planification et de conception des projets – d'améliorer l'impact de l'électrification rurale sur la lutte contre la pauvreté.

Tenant compte de la place centrale de cette notion d'impact économique et social dans la démarche IMPROVES-RE, et vu l'état actuel des réflexions sur cette problématique dans le secteur de l'électrification rurale, ce chapitre préliminaire souhaite tout d'abord apporter quelques éclaircis sur ce concept d'IMPACT des projets de développement. Il s'appuie sur des recherches menées dans ce domaine, et en particulier sur des travaux du F3E, Fonds pour la promotion des études préalables, études transversales et évaluations, associations française de référence en matière d'évaluation de projets de développement.

² "Impact of solar photovoltaic systems on rural development: FAO study for rural electrification in the 21st century", B.V. Campen, D. Guidi, G. Best, Environment and Natural Resources Service (SDRN), November 1999, www.fao.org

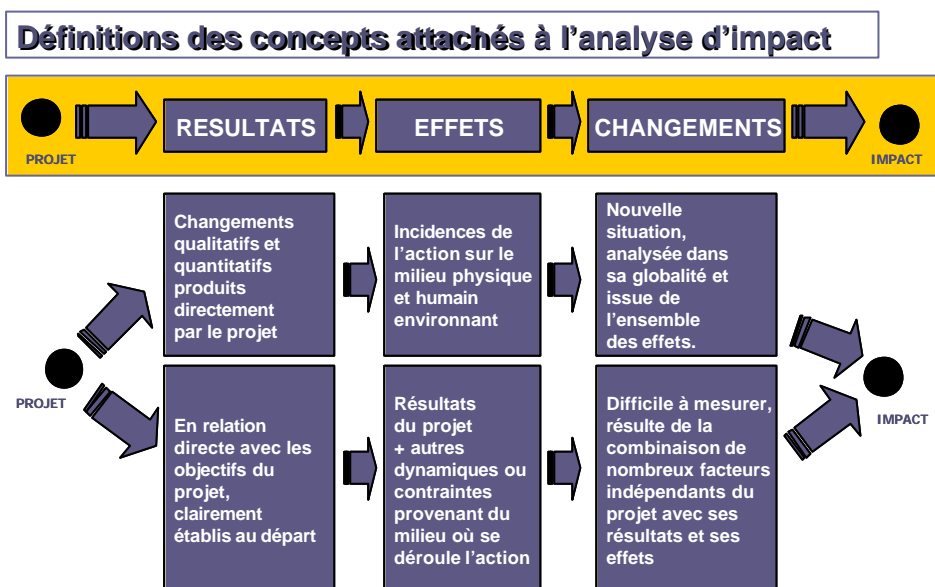
2.2 Résultats, effets, impact

2.2.1 Définitions

Dans son Guide méthodologique pour l'évaluation de l'impact des projets, le F3E propose les trois définitions suivantes :

- **Les Résultats** sont les changements qualitatifs et quantitatifs produits directement par l'action. Ils sont en relation directe avec les objectifs de l'action et sont par conséquent clairement établis dans les documents de projet ;
- **Les Effets** représentent les incidences de l'action sur le milieu physique et humain environnant. Les effets conjuguent les résultats de l'action avec d'autres dynamiques ou contraintes provenant du milieu où se déroule l'action. Avec un peu d'expérience, ils peuvent être esquissés dans le document de projet, mais avec une marge d'incertitude liée aux objectifs propres des acteurs concernés et des stratégies que ceux-ci mettront en œuvre pour y parvenir ;
- **L'Impact** représente la nouvelle situation, analysée dans sa globalité, et issue de l'ensemble des effets. On comprend alors la difficulté à mesurer l'impact d'un projet, résultats de la combinaison de nombreux facteurs indépendants du projet avec les résultats et les effets de l'action.

Graphique 1. Résultats, Effets, Changement



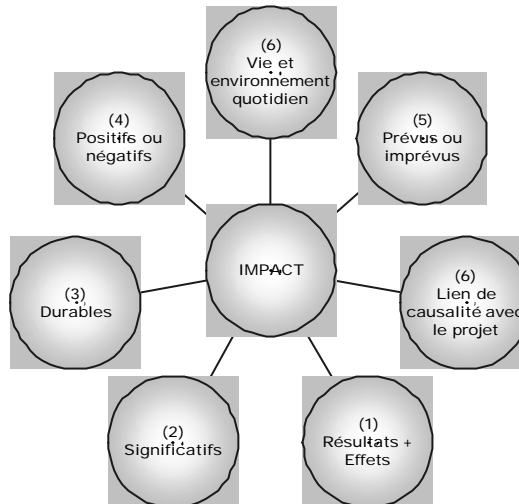
A partir de cette déclinaison, le F3E propose la définition suivante: *l'impact d'une action de développement est la situation issue de l'ensemble des changements significatifs et durables, positifs ou négatifs, prévus ou imprévus, dans la vie et l'environnement des personnes ou des groupes, et pour lesquels un lien de causalité direct ou indirect peut être établi avec l'action de développement.*

Ainsi, les changements analysés pour mesurer l'impact d'un projet doivent :

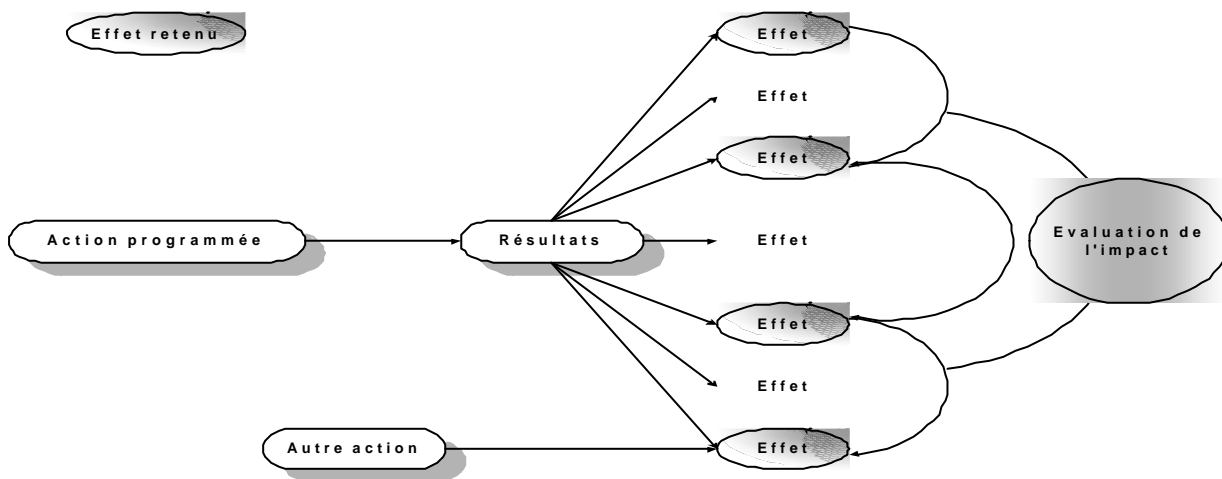
1. Regrouper l'ensemble des résultats et des effets du projets, y compris ceux non prévus,
2. Etre significatifs, c'est-à-dire considérés comme importants, manifestes. Notions subjectives, l'analyse de l'impact dépend par conséquent de ce qui est décidé comme important,
3. Etre durables, c'est-à-dire qu'il doivent être considérés comme pouvant potentiellement demeurer après le projet,
4. Etre positifs ou négatifs, car il s'agit également d'analyser les changements ayant été à l'origine de contraintes supplémentaires pour la population cible, dépendant du système de référence choisi : économique, social, environnemental, etc.,

5. Etre prévus ou imprévus, c'est-à-dire résultant d'interférences dynamiques avec la population ou d'autres actions en cours dans la zone d'action,
6. Intervenir dans la vie et l'environnement des personnes ou des groupes, c'est-à-dire participer à l'amélioration des conditions de vie au quotidien, au-delà des résultats techniques du projet,
7. Avoir un lien de causalité direct ou indirect avec le projet, qui peut être établi et "objectivement vérifiable".

Graphique 2. Facteurs caractéristiques des changements constituant l'impact d'un projet.



Graphique 3. Approche d'identification des effets porteurs d'une dynamique de changement



2.2.2 Effets contre-factuels : méthodes quantitatives pour l'évaluation de l'impact

L'estimation des effets dits "contre factuels", c'est-à-dire ceux qui seraient arrivés ou auraient pu arriver avec ou sans le projet, et qui ne doivent donc pas être retenus comme constituant de l'impact du projet, demeure une tâche complexe.

Les méthodes quantitatives tentent d'apporter une réponse à cette complexité, en proposant une approche statistique à l'évaluation d'impact. Il s'agit de comparer des *groupes témoins* (ceux qui ne participent pas à un programme ou n'en reçoivent pas les bénéfices) avec des *groupes cibles* (bénéficiaires du programme). L'exercice consiste alors à choisir aléatoirement les groupes témoins dans la même population que les groupes cibles, la seule différence étant la participation au programme.

On distingue principalement deux méthodes :

1. **La méthode dite "expérimentale"**, théorique et idéale, consiste tout d'abord à déterminer les bénéficiaires éligibles du projet. Ensuite, par un processus aléatoire, les groupes témoins et groupes cibles, statistiquement équivalents (aucune différence dans l'attente), sont choisis dans cette même population.

Cette méthode s'avère difficile à mettre en œuvre en dehors d'un cadre théorique, dans la mesure où les bénéficiaires (et encore plus les non bénéficiaires) de programmes de développement ne sont jamais déterminés par un processus aléatoire.

2. **La méthode "quasi-expérimentale"**, non aléatoire, consiste à identifier des groupes de *comparaison* (témoin) qui ressemblent le plus possible au groupe de *traitement* (cible), selon les critères de comparaison adoptés, moyennant des contrôles statistiques qui peuvent être complexes :

- Méthodes de la double différence ou de la divergence dans la différence, qui permettent de comparer un groupe de traitement et un groupe de comparaison (première différence), avant et après le programme (deuxième différence),
- Méthodes des variables instrumentales, dans lesquelles on emploie une ou plusieurs variables qui concernent la participation, et non les résultats de cette participation. Ces méthodes permettent d'identifier la variation exogène dans les résultats imputables au programme,
- Méthodes des comparaisons réflexives, dans lesquelles deux enquêtes sont réalisées sur le groupe de participants : une enquête initiale avant l'intervention et qui fournit le groupe de comparaison, et une enquête complémentaire après l'intervention, l'impact étant mesuré sur la base du changement des indicateurs de résultats avant et après.

Cette méthode qui peut s'avérer mathématiquement moins rigoureuse que la précédente, a l'avantage d'être moins coûteuse, réaliste et réalisable à posteriori, grâce aux données existantes. D'autant plus que les biais observés dans la sélection non aléatoire peuvent être atténués par une bonne expertise, à la fois dans la conception de l'évaluation et dans l'interprétation des résultats.

Graphique 4. Méthodes quantitatives quasi-expérimentales

METHODES QUANTITATIVES QUASI-EXPERIMENTALES			
IDENTIFICATION	METHODE DE LA DOUBLE DIFFERENCE (ou divergence dans la différence)	METHODE DES VARIABLES EXPERIMENTALES	METHODE DES COMPARAISONS REFLEXIVES
DEMARCHE	Comparer un groupe de traitement (AVEC ELECTRICITE) et un groupe de comparaison (SANS ELECTRICITE) (première différence), AVANT et APRES le programme d'électrification (deuxième différence)	Construire des variables instrumentales, mesurées au sein d'un groupe homogène de localités ayant bénéficié d'un programme d'électrification. La différence constatée permet d'identifier les variations exogènes non imputables au programme d'électrification.	Analyser le changement d'indicateurs de résultats avant et après l'électrification, à partir d'une enquête initiale (avant l'intervention) et d'une enquête complémentaire (après l'électrification).
ECHANTILLON	Groupe de traitement (avec électricité) et Groupe de comparaison (sans électricité)	Groupe de traitement (localités électrifiées)	Groupe de traitement (localités électrifiées)
INCONVENIENTS	Difficulté à constituer un groupe de comparaison qui ressemble "le plus possible" au groupe de traitement: difficile à constituer des zones homogènes	Difficulté à identifier à l'avance les variables instrumentales pertinentes Difficulté à constituer des zones homogènes	Nécessité d'une enquête initiale - Permet difficilement la mesure des effets dits contre-factuels
AVANTAGES	Identification des effets dits contre-factuels	Analyse des facteurs explicatifs (effets exogènes)	Bonne maîtrise de la situation initiale
CHAMPS D'APPLICATION	Analyse diachronique	Analyses diachronique et synchronique	Analyse synchronique (monitoring) après identification des effets contre-factuels

2.3 Conclusion

Les éléments précédents démontrent que les seuls résultats directs d'un projet ne peuvent pas suffire à en déterminer l'impact. Afin de cerner l'impact du projet, il conviendrait d'évaluer également les incidences de l'action sur le milieu physique et humain environnant, effets conjuguant les résultats de l'action et d'autres dynamiques ou contraintes provenant du milieu. Cependant, de nombreux autres facteurs ou événements peuvent être en corrélation avec les résultats, sans pour autant être engendrés uniquement par le projet. D'où la réalité d'une tâche aussi complexe que celle de faire le tri, tâche pour laquelle différentes méthodes d'analyse existent.

Même si IMPROVES-RE n'aborde pas directement l'analyse de l'impact économique et social des projets d'électrification rurale, le projet souhaite mettre en place un dispositif permettant d'anticiper un impact économique et social renforcé, dans le cadre d'une démarche pro-active, dès la phase de planification.

Le paragraphe 3.2 ci-après apportera des éléments plus concrets à cette recherche d'anticipation pour ce qui est de l'électrification rurale.

3. PLANIFICATION ALTERNATIVE DE L'ELECTRIFICATION RURALE : ELEMENTS THEORIQUES DU MODELE IMPROVES-RE

3.1 Résumé

Le modèle IMPROVES-RE met l'accent sur l'enjeu du choix préalable des localités à électrifier en priorité, dans une démarche de planification qui se veut opérationnelle et efficiente, en terme d'impact économique et social de l'électrification rurale. Cet enjeu est double, car il s'agit non seulement de maximiser cet impact en opérant les bons choix au départ, mais aussi de s'assurer d'un développement rapide et optimisé du système électrique en évitant de le "plomber" par des choix non "électriquement" stratégiques.

La combinaison de ces deux contraintes, qui peuvent s'avérer contradictoires dans la pratique, en particulier lorsque le choix des localités est essentiellement "politique"³ ou lorsque l'intérêt électrique est principalement "quantitatif" et du seul point de vue du système électrique⁴, conduit à des arbitrages nécessaires, dans le cadre d'une concertation multisectorielle, à la fois à l'échelle nationale et à l'échelle locale.

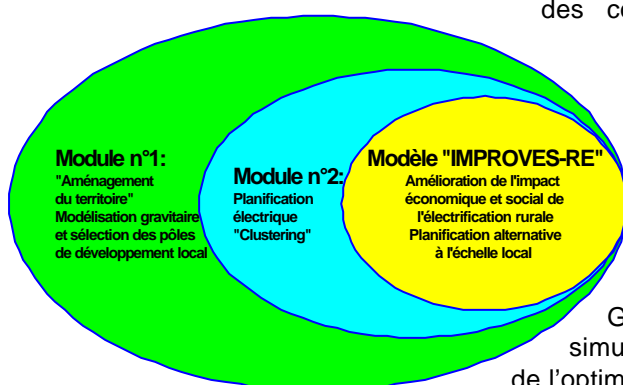
Fondamentalement, cet arbitrage consiste dans le modèle IMPROVES-RE à privilégier l'optimisation locale du système électrique, au détriment d'une optimisation globale et conventionnelle, sans toutefois tomber dans le travers non économique du saupoudrage par des micro-projets mono-service⁵ et de très faible taille, qui dépasseront difficilement le stade de la démonstration, car faisant recours pour un service équivalent à des niveaux de subventions indécentes et difficilement reproductibles.

En passant ainsi d'une stricte approche "top-down" classique des démarches de planification à la prise en compte d'ingrédients de type "bottom-up" matérialisés par le concept de "pôles de développement local", il s'agit en clair de trouver un juste milieu entre les recommandations rigides d'un Plan Directeur national - qui conduisent souvent à des préconisations renvoyant l'électrification de certaines localités aux calendres grecques – et la pertinence locale d'un projet d'électrification rurale à fort potentiel d'impact économique et social.

Ainsi une spécificité de l'approche IMPROVES-RE consiste, tout en respectant les principes d'une programmation d'ensemble, à garder un lien fort entre la logique de planification et l'approche projet. En privilégiant l'approche locale à l'approche nationale, tout en dépassant l'approche "village", le modèle souhaite s'inscrire à une échelle territoriale intermédiaire et pertinente, dite échelle méso, propre aux dynamiques actuelles de décentralisation.

Le modèle IMPROVES-RE construit cet équilibre multidimensionnel à partir de la combinaison de deux concepts à fort contenus géographiques :

- La définition des zones d'attractions de localités à fort potentiel économique et social, caractérisées par un Indicateur de Potentiel de Développement (IPD) important à une échelle territoriale donnée, et décrivant leurs hinterlands. Le concept d'IPD qui sera introduit s'inspire des composantes de l'IDH, Indice du Développement Humain, mis en place par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD).
- La définition de projets d'électrification à moindre coût, concernant une ou plusieurs localités, dans le cadre de "clusters électriques".



L'approche IMPROVES-RE a recours aux fonctionnalités des Systèmes d'Information Géographiques (SIG) pour la réalisation des différentes simulations requises, pour l'aménagement du territoire et de l'optimisation technico-économique.

³ Cas typique d'une localité jugée prioritaire uniquement du fait de son statut administratif ou en raison de son poids "politique".

⁴ Cas typique de la construction d'une ligne MT ou HT traversant des villages entiers sans les raccorder, pour desservir par exemple une exploitation minière à forte demande en énergie.

⁵ Electrification des centres de santé, électrification des écoles, etc.

3.2 Anticiper l'impact économique et social souhaité dès la phase de planification

3.2.1 L'analyse du changement souhaité

D'après le chapitre 2, les ingrédients à considérer pour améliorer l'impact vont bien au delà des résultats directs, et doivent tenir compte des effets induits et imputables à l'action. Dans la perspective d'une anticipation de cet impact dès les phases de planification, l'analyse du changement est une étape importante. En amont de la planification, il s'agit :

1. De mener un inventaire des changements souhaités, à la fois du point de vue des résultats attendus et des effets, imputables à l'action, et produisant des changements significatifs et durables,
2. D'établir par conséquent une grille de lecture commune pour tous les effets retenus. Cette grille rassemble différents champs thématiques, choisis pour leur pertinence dans le domaine étudié.

3.2.2 L'anticipation des changements socioéconomiques imputables à l'électrification rurale

Le prisme de l'IDH

Sachant qu'il s'agit d'anticiper l'impact de l'électrification rurale sur les plans économique et social, la démarche IMPROVES-RE suggère d'inscrire l'analyse des changements imputables à l'électrification rurale dans le cadre des dynamiques de lutte contre la pauvreté et en particulier des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). Il est proposé d'analyser les dimensions "économique" et "sociale" sous le prisme de l'Indicateur du Développement Humain (IDH), utilisé comme système de référence.

Indice composite calculé par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) et dont la valeur s'échelonne entre 0 et 1, l'IDH combine l'espérance de vie, le niveau de connaissances mesuré par le taux d'alphabétisation des adultes et le Taux brut de scolarisation (à tous les niveaux, primaire, secondaire et supérieur), ainsi que le PIB réel par habitant ajusté en parité de pouvoir d'achat (PPA). (les PIB dépassant la moyenne mondiale sont ajustés).

Graphique 5. IDH et Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD)

INDICATEUR DE DEVELOPPEMENT HUMAIN (IDH)				OBJECTIFS DU MILLENAIRE POUR LE DEVELOPPEMENT (OMD)			
DIMENSION	Longévité et santé	Instruction et accès au savoir		OBJECTIFS			
CRITERE	Espérance de vie à la naissance	Taux d'alpha des adultes	Taux brut de scolarisation			ECHEANCE 1990-2015	
INDICE	Indice d'espérance de vie	Indice de niveau d'instruction					
		Indice de PIB					
IDH = 1/3 (indice d'espérance de vie) + 1/3 (indice de niveau d'instruction) + 1/3 (indice de PIB)							
Vivre longtemps et en bonne santé (Indice d'espérance d'espérance de vie)				Objectifs 4, 5 et 6 réduire la mortalité des enfants, améliorer la santé maternelle et combattre les principales maladies			
						Réduire de deux tiers les taux de mortalité des enfants de moins de 5 ans Réduire de trois quarts le taux de mortalité maternelle Enrayer la propagation du VIH/sida et commencer d'inverser la tendance actuelle Enrayer la propagation du paludisme et d'autres grandes maladies et commencer d'inverser la tendance actuelle	
Accéder à l'éducation et à l'instruction (Indice de niveau d'instruction)				Objectifs 2 et 3: assurer une éducation primaire pour tous et l'autonomisation des femmes ouvrant à l'égalité des sexes dans l'éducation			
						Donner à tous les enfants, garçons et filles, partout dans le monde, les moyens d'achever un cycle complet d'études primaires Eliminer les disparités entre les sexes dans les enseignements primaire et secondaire d'ici 2005 si possible et à tous les niveaux de l'enseignement en 2015 au plus tard	
Disposer d'un niveau de vie décent (PIB par habitant)				Objectif 1 réduire la pauvreté et la faim			
						Réduire de moitié la proportion de la population souffrant de la faim Réduire de moitié la proportion de la population dont le revenu est inférieur à 1 dollar par jour	

Source: Rapport sur le développement humain 2003

Identification des champs de l'impact de l'électrification rurale

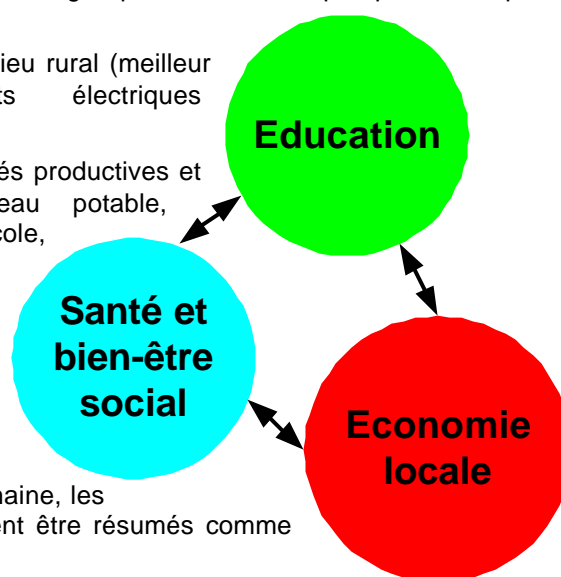
L'analyse des changements imputables à l'électrification rurale en vu de leurs anticipations exige comme indiqué de déterminer au préalable les champs de l'impact de l'électrification sur la pauvreté et le développement local, c'est-à-dire de repérer et d'inventorier les changements à la fois du point de vue des résultats attendus et des effets, et de sélectionner les effets produisant des changements significatifs et durables.

A partir d'expériences recensées dans ce domaine⁶, résultats directs et effets positifs, significatifs et durables, attendus de l'électrification rurale peuvent être résumés comme suit :

Résultats directs attendus

Les résultats directs attendus peuvent être présentés comme suit :

- La production d'une énergie de substitution à moindre coût (par rapport au pétrole lampant pour l'éclairage, aux batteries et piles, aux petits groupes diesels, aux pompes diesel pour l'irrigation et les adductions en eau potable),
- L'amélioration de la qualité de la vie en milieu rural (meilleur éclairage, introduction d'équipements électriques domestiques, etc.),
- La fourniture de l'électricité pour des activités productives et à caractère économique (irrigation, eau potable, commerces, artisanat, transformation agricole, etc.),
- La fourniture de l'électricité pour des activités à caractère social et d'intérêt collectif (santé, éducation, eau potable, activités associatives, etc.).



Effets significatifs et durables attendus

En référence à différents travaux réalisés dans ce domaine, les effets positifs attendus de l'électrification rurale peuvent être résumés comme suit :

- Réduction de la pollution domestique due en particulier à l'utilisation du pétrole lampant pour l'éclairage,
- Réduction du Temps de Travail, en particulier pour les femmes,
- Amélioration du cadre bâti (constructions en dur),
- Amélioration de la qualité des soins de santé,
- Amélioration de l'accès à l'eau potable,
- Alphabétisation des adultes,
- Amélioration des résultats scolaires,
- Accès aux médias, et en particulier à la télévision,
- Dynamisation et renforcement des économies locales : amélioration de la productivité agricole, de l'accès aux marchés locaux, des activités commerciales, artisanales et agro-industrielles,
- Création d'emplois directs et indirects,
- Amélioration des revenus monétaires et de l'épargne des ménages,
- Réduction de l'exode rural.

⁶ On peut citer différentes études de la FAO (www.fao.org), et travaux de l'ESMAP sur l'impact économique et social de l'électrification rurale (www.esmap.org). IED a en particulier réalisé une étude sur ce thème pour le compte de la SOPIE en Côte d'Ivoire en 2004.

Graphique 6. Grille de lecture des changements potentiels de l'électrification rurale

Composante	Champs
Santé et bien-être social	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Réduction de la pollution domestique ▪ Amélioration de la qualité de vie domestique ▪ Amélioration du cadre bâti (constructions en dur) ▪ Amélioration de l'accès à l'eau potable ▪ Amélioration de la qualité des soins de santé
Education	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Alphabétisation des adultes ▪ Amélioration des résultats scolaires ▪ Accès aux médias, et en particulier à la télévision
Economie locale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Amélioration de la productivité agricole ▪ Développement des marchés locaux, des activités commerciales, de l'artisanat et des agro-industries ▪ Création d'emplois directs et indirects ▪ Amélioration du revenu monétaire et de l'épargne des ménages ▪ Diminution de l'exode rural

3.2.3 Conclusion : de la notion de pôle de développement

Présentation du concept

Comme l'indique le Graphique 7 ci-après, le recensement des changements potentiels, positifs et imputables à l'électrification rurale, permet de constater qu'une concurrence de fait va s'opérer entre les localités, pour le choix de celles qui seront électrifiées en priorité.

En effet, les améliorations globales de l'IDH, recherchées à l'échelle d'un territoire donné, passent :

- (1) par la localisation des infrastructures de santé et d'éducation, qui sont généralement inégalement réparties sur ce territoire ;
- (2) par la localisation et la maîtrise des dynamiques économiques locales, qu'il conviendrait de cerner le plus finement possible. Cette composante recèle des effets dont la portée est davantage territorialisée que localisée.
- (3) Le croisement des éléments précédents avec les dynamiques spatio-démographiques locales, dans le but de toucher le maximum de population du territoire considéré.

Graphique 7. Dimensions localisée ou territorialisée des changements potentiels de l'électrification rurale

Composante	Champs	Intrinsèque à la localité à électrifier ?
Santé et bien-être social	▪ Réduction de la pollution domestique	OUI
	▪ Amélioration de la qualité de vie domestique	OUI
	▪ Amélioration du cadre bâti (constructions en dur)	OUI
	▪ Amélioration de l'accès à l'eau potable	OUI
	▪ Amélioration de la qualité des soins de santé	PAS NECESSAIREMENT
Education	▪ Alphabétisation des adultes	OUI
	▪ Amélioration des résultats scolaires	PAS NECESSAIREMENT
Economie locale	▪ Amélioration de la productivité agricole	PAS NECESSAIREMENT
	▪ Développement des marchés locaux, des activités commerciales, de l'artisanat et des agro-industries	PAS NECESSAIREMENT
	▪ Création d'emplois directs et indirects	PAS NECESSAIREMENT
	▪ Amélioration du revenu monétaire et de l'épargne des ménages	PAS NECESSAIREMENT
	▪ Diminution de l'exode rural	PAS NECESSAIREMENT

Si l'on souhaite maximiser les effets positifs sur le développement économique et social, il s'agit alors d'être pertinent dans la sélection et le classement des localités candidates à l'électrification rurale.

D'où l'introduction de deux notions sous-jacentes à une analyse sous le prisme de l'IDH, et qui serviront de fondement à la démarche IMPROVES-RE. Il s'agit :

- De la notion d'**Indicateur du Potentiel de Développement (IPD)** : construit sous le prisme de l'IDH (Indicateur du Développement Humain), cet indicateur proposé dans le cadre de la démarche IMPROVES-RE mesure la capacité d'une localité à enrayer la pauvreté sur le territoire constitué par elle-même et par les localités dites de sa "périphérie" ou hinterland. Conformément aux composantes de l'IDH, cette capacité de lutte contre la pauvreté est déterminée selon les trois critères de l'accès à l'éducation, de l'accès aux soins de santé et de la productivité économique locale.
- De la notion de **Pôle de développement (PdD)**: il s'agit d'une localité disposant d'un Indice de Potentiel de Développement (IPD) relativement élevé. Un pôle de développement, encore appelé **Centre** de développement, est un "embryon urbain" c'est-à-dire un espace où l'habitat et les activités se concentrent pour atteindre une certaine densité. Un PdD est un lieu offrant des opportunités d'emplois secondaires ou tertiaires, par opposition aux emplois primaires (agricoles) qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires. Pour un territoire et une localité donnés, le fait d'être considéré comme pôle de développement dépend à la fois de la valeur intrinsèque de son IPD compte-tenu des sous-indicateurs retenus pour la mesure des trois critères ci-dessus, et du nombre maximal (n) de PdD à l'échelle du territoire considéré : les localités disposant des (n) meilleurs IPD sont les Pôles de développement de ce territoire. La notion de Pôle de développement devient ainsi une notion relative, propre au territoire concerné⁷. Cette réalité apparaîtra déterminante pour saisir les enjeux locaux de définition des priorités, parfois différents des priorités nationales et pourtant pertinents dans un contexte décentralisé.

L'objectif d'amélioration de l'impact économique et social de l'électrification rurale recommande donc la réalisation d'une étude socioéconomique préalable à l'échelle du territoire considéré, comme point de départ de la planification électrique. Cette étude a pour objectifs d'analyser finement les infrastructures de santé et d'éducation (localisation, fréquentation et origine des bénéficiaires des services, fréquences, etc.), et les dynamiques économiques locales entre des pôles de développement et leurs hinterlands. Elle permet de renseigner l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD), particulièrement dans sa composante « économie locale ».

L'analyse associera fortement les acteurs locaux (collectivités locales, autorités administratives déconcentrées, acteurs économiques, ONG, etc.) à partir des hypothèses suivantes :

- Les déplacements de personnes et de marchandises, en particulier des produits agropastoraux et des produits manufacturés, sont la caractéristique principale d'une relation économique pôle-hinterland.
- L'étude de ces flux, y compris ceux concernant la santé et l'éducation, permet de reconstruire les dynamiques centre-périphéries à l'échelle d'un territoire donné,
- Les centres ou pôles de développement concentrent une part croissante de l'activité économique à l'échelle locale,
- La taille de la population et la croissance démographique constituent des critères relatifs de développement économique à l'échelle d'un territoire,
- La présence d'un marché est une caractéristique essentielle d'un dynamisme économique local,
- L'accessibilité d'une localité influence positivement son développement économique et sa polarité.

⁷ Le concept de territoire est ici celui proposé par Brunet R. (dir.) dans *Les mots de la géographie, La documentation française, Paris, 1993* : "le territoire implique toujours une appropriation de l'espace... Le territoire tient à la « projection » sur un espace donné des structures spécifiques d'un groupe humain, qui incluent le mode de découpage et de gestion de l'espace, l'aménagement de cet espace. Il contribue en retour à fonder cette spécificité, à conforter le sentiment d'appartenance, il aide à la cristallisation des représentations collectives, des symboles qui s'incarnent dans des hauts lieux". **Cette notion de territoire, dynamique, implique à la fois un espace physique, des acteurs et leurs interactions.**

Les termes de référence d'une telle étude socioéconomique, réalisée à l'échelle des quatre zones pilotes du projet IMPROVES-RE, sont disponibles en annexe.

Exemple de structure et de calcul de l'IPD

Suite à l'atelier de Bamako qui a réuni l'équipe de projet (le consortium européen et les partenaires africains), il a été décidé que la validation de la structure de l'IPD proposée par le Consortium se ferait par les équipes de suivi du projet dans chaque pays. L'amendement des critères ainsi que l'adoption d'un système de pondération devrait être idéalement réalisés après concertation, dans le cadre de groupes de travail multisectoriels.

La formule de calcul de l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD) proposée respecte la structure de base de l'IDH. Elle accorde un poids égal aux trois composantes "santé", "éducation" et "économie locale", et se calcule selon la formule suivante :

$$IPD = 1/3 (IPD_{\text{santé}}) + 1/3 (IPD_{\text{éducation}}) + 1/3 (IPD_{\text{économie locale}})$$

Chaque composante de l'IPD (santé, éducation, économie locale) est déterminée à partir de critères choisis par les pays, en tenant compte de la disponibilité des données nécessaires⁸ et des orientations du pays en terme d'aménagement du territoire⁹. Pour chaque composante, l'IPD se calcule ainsi selon la formule :

$$IPD_{\text{composante}} = \sum_{\text{critères}} (\text{poids} * \text{valeur})$$

Le poids indique le poids relatif du critère considéré. Pour chaque composante, la somme des poids relatifs de chaque critère est égale à 1.

La valeur est celle du sous-indicateur permettant de mesurer le critère. Elle est comprise entre 0 et 1. La mesure d'un critère peut nécessiter plusieurs sous-indicateurs.

Les critères peuvent varier d'un pays à l'autre, dépendant de la disponibilité des données et des choix spécifiques pour l'aménagement du territoire.

Le tableau ci-dessous présente pour chaque composante de l'IPD, les critères proposés par le Consortium et soumis aux différents pays ont été les suivants :

Graphique 8. Proposition de critères décrivant et de pondération pour l'IPD

COMPOSANTE	POIDS	CRITERES
SANTE ¹⁰	1/3	Formations sanitaires
		Accès à l'eau potable
EDUCATION ¹¹	1/3	Alphabétisation des adultes
		Scolarisation
ECONOMIE LOCALE	1/3	Population de la localité
		Population de l'hinterland ¹²
		Marché
		Etablissements d'épargne et de crédit
		Distance à la route bitumée la plus proche

⁸ Cette disponibilité de la donnée doit être effective à l'échelle de chaque localité

⁹ Il s'agit typiquement de la volonté de booster les unités administratives

¹⁰ Il s'agit UNIQUEMENT de la formation sanitaire de niveau de service le plus important. La typologie exacte dépendra de chaque pays. De même, ne renseigner que le type d'accès à l'eau potable de niveau le plus important.

¹¹ Conformément à l'IDH, il s'agit de l'alphabétisation des adultes (2/3) et de tous les niveaux de scolarisation (1/3) : primaire, secondaire et supérieur.

¹² Une méthode d'analyse de la population de l'hinterlands est proposée dans ce rapport.

Le tableau précédent est à compléter avec la liste des sous-indicateurs, leurs valeurs et le système de pondérations.

Graphique 9. Exemple de structuration détaillée pour le calcul de l'IPD

COMPOSANTE	POIDS	CRITERES	POIDS	SOUS-INDICATEUR	VALEUR	EXEMPLE
SANTE	1/3	Formation sanitaire	1/2	Aucune	0	
				Structure de base (premiers soins)	0,2	
				Dispensaire ou Maternité	0,4	0,4
				Centre de Santé sans chirurgie	0,5	
				Centre de Santé avec antenne chirurgicale	0,8	
		Accès à l'eau potable	1/2	Hôpital, CHU	1	
				Eau courante	1	
				Borne fontaine	0,5	0,5
				Puits aménagé	0,2	
				Autres	0	
EDUCATION	1/3	Alphabétisation des adultes	2/3	Existence d'une structure de formation	1	
				Aucune structure	0	0
		Scolarisation	1/3	Ecole primaire	0,33	0,33
				Etablissement secondaire	0,33	0,33
				Etablissement supérieur	0,33	
				Aucun établissement	0	
ECONOMIE LOCALE	1/3	Population de la localité	2/9	0-300 habitants	0	
				300-1000 habitants	0,2	0,2
				1000-5000 habitants	0,5	
				Plus de 5000 habitants	1	
		Population de l'hinterland	1/9	Aucun	0	
				1-2000 habitants	0,2	0,2
				2000-10000 habitants	0,3	
				10000-50000 habitants	0,5	
				Plus de 50000 habitants	1	
		Marché	1/9	Marché quotidien	1	
				Marché hebdomadaire	0,5	0,5
				Marché occasionnel	0,2	
				Aucun marché	0	
		Etablissement d'épargne et de crédit	2/9	Banque	1	
				Etablissement de micro-finance	0,75	
				Aucun	0	0
		Distance à la route bitumée la plus proche	1/3	0 km	1	
				0-5km	0,5	0,5
				Plus de 10km	0	

Village exemple :

$$IPD_{santé} = 0,4x(1/2) + 0,5x(1/2) = 0,45$$

$$IPD_{éducation} = 0x(2/3) + (0,33 + 0,33 + 0)x(1/3) = 0,22$$

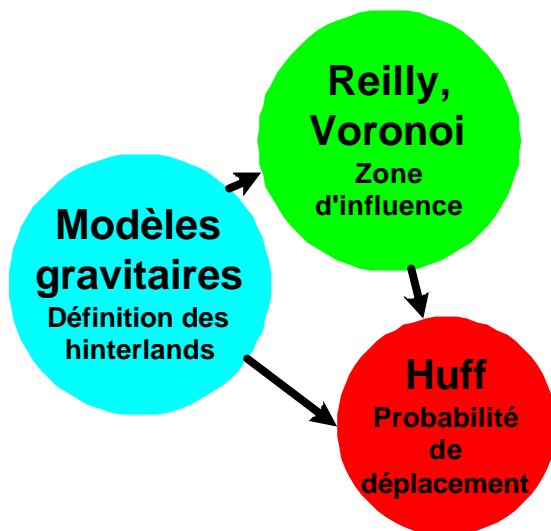
$$IPD_{économielocale} = 0,2x(1/4) + 0,2x(1/4) + 0,5x(1/4) + 0,5x(1/4) = 0,35$$

$$IPD_{VILLAGE} = (1/3)x0,45 + (1/3)x0,22 + (1/3)x0,35 = 34\%$$

3.3 Modèle d'aménagement du territoire : modélisation gravitaire

3.3.1 Introduction

Les approches dites "gravitaires" et les modèles d'interaction spatiale¹³ comparent plusieurs localisations potentielles en se fondant sur différents critères objectifs (éloignement, accessibilité, surface) ou subjectifs (enquête d'opinion) et s'appuient principalement sur l'analogie avec la gravitation universelle de Newton. Il s'agit à la fois de déterminer les zones d'influence et d'estimer les probabilités de déplacement à l'intérieur de ce territoire.



3.3.2 Délimitation des zones d'influences des pôles : Loi de Reilly et polygones de Voronoi

Selon la Loi de Reilly¹⁴, considérant un ensemble de localités notées 1...i...n situées en différents points d'un espace donné, et dotées d'une masse λ_i qui définit leur attractivité absolue, l'attraction exercée par une localité i sur une localité k de niveau inférieur ($\lambda_i < \lambda_k$) est définie par la relation :

$$A_{ik} = I_i \cdot (1/d_{ik}^2)$$

ce modèle est très utilisé en géomarketing et dans les modèles d'analyse des dynamiques urbaines.

Ainsi, du fait des activités et services qu'il concentre, un pôle de développement a une capacité d'attraction sur les autres localités, tant en termes d'opportunités

d'emplois (marchés, artisanat, ateliers divers, agro-industrie, etc.) que de services (écoles, centres de santé, administrations, etc.). Dans l'approche IMPROVES-RE, l'attractivité λ_i du pôle i sera défini par l'Indicateur de Potentiel de Développement de cette localité.

L'influence d'un pôle est ainsi défini comme étant inversement proportionnelle au carré de la distance à ce pôle¹⁵, c'est-à-dire qu'au fur et à mesure que l'on s'éloigne de ce pôle, cette influence finit par s'annuler, au profit de l'influence d'un autre pôle plus proche.

Pour une localité k située entre deux pôles i et j , la frontière entre les aires d'attractions de i et j , c'est-à-dire le lieu où l'influence de i est équivalente à celle de j , est telle que les deux attractions sont égales, soit : $A_{ik} = A_{jk}$

$$I_i \frac{1}{d_{ik}^2} = I_j \frac{1}{d_{jk}^2}$$

En utilisant la distance euclidienne, le lieu géographique des points k pour lesquels les pôles i et j ont la même influence est un (arc de) cercle dont le centre est situé sur la droite passant par les deux pôles, au-delà du plus petit des deux en terme d'attractivité, et dont le rayon est déterminé à partir des attractivités des pôles et de la distance qui les sépare.

¹³ Loi de Hotelling, loi de Reilly, méthode des secteurs proximaux et théorie des places centrales de Christaller, modèle de Huff, Modèle Interactif de Concurrence (MCI), etc.

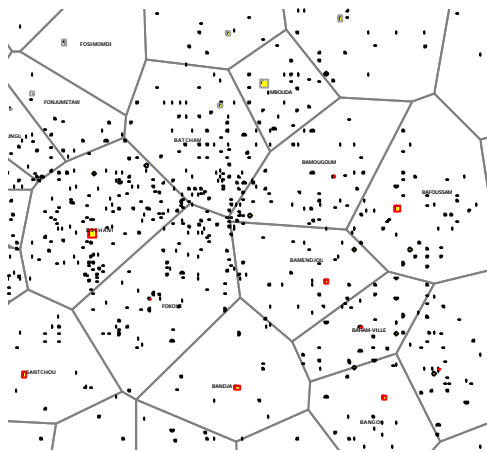
¹⁴ Reilly, 1929, 1931

¹⁵ Les résultats des enquêtes réalisées sur le terrain ont montré que, dans une modélisation stricte, la diminution de l'influence selon le carré de la distance peut s'avérer exagérée pour des services rares (marchés de bétail au Mali, certains produits agricoles, produits manufacturés, etc.) ou des biens coûteux (où l'on est prêt à franchir des distances importantes pour se procurer ces services rares, où le coût du déplacement est marginal par rapport à la valeur du bien recherché) ou inversement s'avérer trop faible pour des services plutôt banaux (écoles primaires au Cameroun) ou des biens à faible coût (où l'on est pas prêt à franchir des distances importantes pour se procurer ces services ubiquistes, où le coût du déplacement est trop élevé par rapport à la valeur du bien recherché). On obtient donc des résultats théoriques beaucoup plus proches des aires d'attraction réelles si l'on introduit un paramètre variable (a) au lieu du carré de la distance, appelé "frein de la distance", qui permet de faire varier le rôle de la distance en fonction du phénomène considéré. Dans la pratique, il peut également être introduit une notion de distance-temps et de distances-coûts qui permettent de considérer une contre-valeur monétaire du temps nécessaire en tenant compte de la perception individuelle de la valeur du temps.

Pour $i \geq j$, les coordonnées x_{ij} et y_{ij} du centre de ce cercle sont données par les formules suivantes :

$$x_{ij} = \frac{\frac{I_i}{I_j} x_i - x_j}{\left(\frac{I_i}{I_j} - 1\right)}, \quad y_{ij} = \frac{\frac{I_i}{I_j} y_i - y_j}{\left(\frac{I_i}{I_j} - 1\right)}$$

Le rayon R_{ij} du cercle est donné par la formule :
$$R_{ij} = \frac{d_{ij} \sqrt{\frac{I_i}{I_j}}}{\left(\frac{I_i}{I_j} - 1\right)}$$



Dans le cas où les deux pôles sont équivalents en terme d'attractivité, le rayon du cercle et la distance du centre deviennent infinis : la limite est alors une droite située à mi-distance des deux pôles et perpendiculaire à la droite qui les relie, définissant sur l'ensemble de l'espace considéré les polygones de Voronoi¹⁶ (exemple ci-contre).

Le modèle laisse ainsi apparaître les localités dites de la "**périphérie**" ou de "**l'hinterland**" d'un pôle, dont le nombre et la densité sont plus ou moins importants selon les pôles. Si le modèle n'est pas **excluant** (toutes les localités du territoire sont nécessairement rattachées à un pôle), il introduit cependant une dimension qualitative importante concernant l'accessibilité effective des infrastructures et services. Cet aspect qualitatif sera particulièrement développé à l'échelle des zones pilotes.

L'ensemble **centre+périphérie** ou **pôle+hinterland** constitue une grappe, ou **cluster socio-économique**. A partir de cette étape, une classification supplémentaire peut être effectuée entre les cluster ainsi obtenus, afin de déterminer les priorités en terme d'électrification.

3.3.3 Estimation de la probabilité d'attraction d'un pôle : le Modèle de Huff

Cependant, dans la réalité, les habitants ne se partagent pas de façon aussi systématique de part et d'autre de la limite de la zone d'influence d'un pôle de développement, tel que proposé par les cercles de Reilly ou les polygones de Voronoi.

Ce constat, vérifié sur le terrain par les enquêtes réalisées dans les quatre pays, traduit par exemple le fait qu'il existe une probabilité non nulle que les habitants d'une localité située à proximité d'un pôle de développement se dirige vers un autre pôle plus éloigné, pour des raisons diverses.

Le modèle de Huff permet de traduire le continuum de situations qui existent dans la réalité face à la concurrence qui peut s'exercer entre plusieurs pôles locaux. Construit à partir du modèle de Reilly, ce modèle permet ainsi de refléter la **relativité des zones d'influences**, et d'estimer la probabilité qu'une localité j soit rattachée à l'hinterland d'un pôle i .

Cette probabilité est déterminée à partir de la formule suivante :

$$P_{ij} = \frac{\frac{I_i}{d_{ij}^2}}{\sum_k \frac{I_k}{d_{kj}^2}}$$

¹⁶ Une autre façon d'y parvenir consiste à partir des méthodes de triangulation de points éparpillés dans un plan, ayant fait l'objet d'importantes recherches dont les origines remontent à Voronoi (1907, 1908) et Delaunay (1932, 1934). Basée sur la théorie des places centrales, la triangulation de Delaunay consiste à réunir les points centraux les plus proches dans des triangles de telle manière que le cercle qui les circonscrit ne contient aucun autre point dans l'ensemble. Quand les points sont équivalents, les perpendiculaires passent par le milieu de chaque côté. Les polygones de Voronoi sont alors l'expression géométrique de l'hypothèse du centre le plus proche.

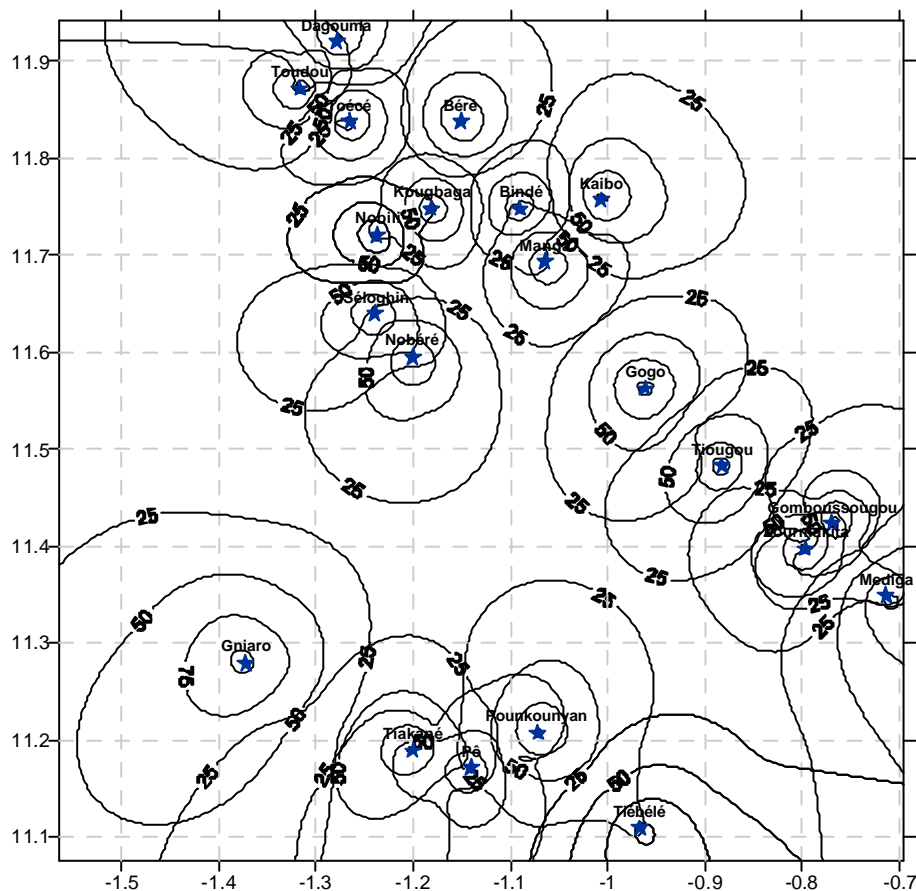
où k est le nombre de pôles recensés sur le territoire considéré.

Il s'agit du rapport entre l'attraction du pôle i sur la localité j (modèle de Reilly), et la somme des attractions des différents pôles sur j , encore désigné **potentiel la localité j** et noté U_j .

$$(U_j = \sum_k I_k / d_{kj}^2)$$

Le potentiel U_j exprime la qualité au point j de l'accessibilité aux infrastructures et services, ainsi qu'aux opportunités économiques (marchés, emplois, etc.), et peut être calculé en tout point, avec une valeur théorique infinie au niveau des pôles. On verra plus tard, qu'il servira de justification aux projets de pré-électrification en certains points ou certaines zones du territoire, dotés d'un très faible potentiel et ne bénéficiant par ailleurs pas directement d'un service électrique à l'horizon de la planification.

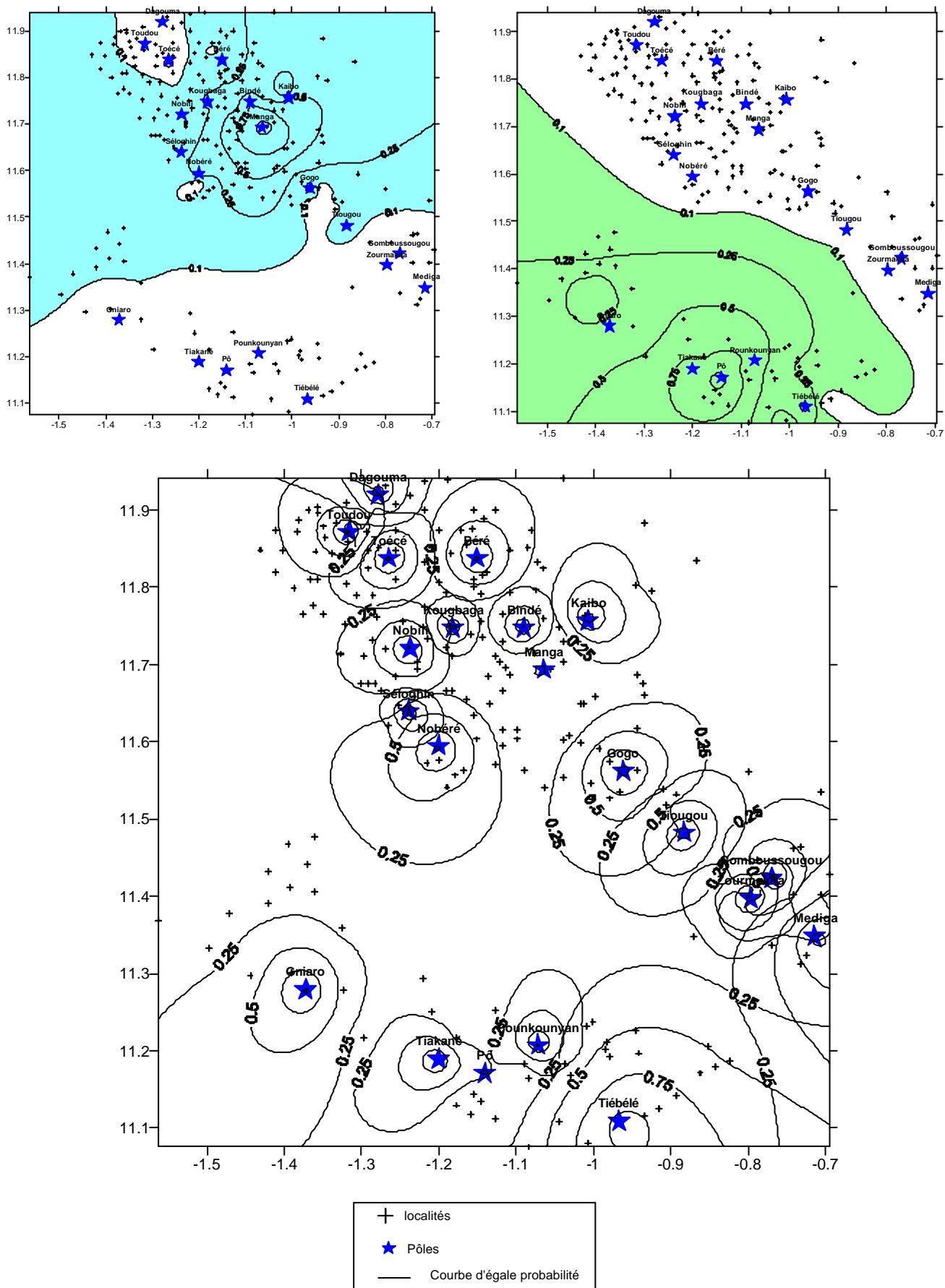
Graphique 10. Estimation de la zone d'influence par le modèle de Huff au Burkina Faso (attractivité égale)



Le graphique ci-dessus représente déjà mieux la réalité du continuum de situations que l'on a pu observer sur le terrain. Les étoiles représentent les pôles de développement, et les courbes autour des pôles délimitent les zones d'égaux probabilité d'attraction, la probabilité correspondante étant indiquée en pourcentage par le chiffre sur la courbe. Cependant, l'hypothèse d'une attractivité équivalente pour l'ensemble des pôles, apparaît clairement absurde lorsqu'il s'agit par exemple de centres secondaires de taille relativement importante comme Manga et Pô.

En faisant l'hypothèse intuitive d'une attractivité proportionnelle à la taille de la population, le résultat obtenu est davantage proche des constats effectués sur le terrain comme le démontrent les différentes cartes du Graphique 11. Les limites d'attraction de Manga (en bleu) et de Pô (en vert) sont beaucoup plus éloignées de leurs centres, les deux pôles recouvrant quasiment l'ensemble du territoire de la zone pilote. Le troisième graphique présente les zones d'influence relative des autres pôles, très proche des résultats des observations effectuées sur le terrain. Les lignes de niveau de Manga et Pô n'y sont pas représentées pour éviter de surcharger le graphique.

Graphique 11. Application du modèle de Huff avec une attractivité proportionnelle à la taille de la population



3.3.4 Conclusion : pour une modélisation gravitaire des dynamiques spatiales locales

Dans la perspective de cerner l'impact potentiel de l'électrification d'un pôle de développement sur l'ensemble de son hinterland, les modèles gravitaires permettent à la fois (1) de déterminer les zones d'influence du pôle, (2) d'estimer les probabilités de mobilité à l'intérieur du territoire délimité par cet hinterland, dans le but d'accéder à un service social de base (école, centre de santé, etc.), à un marché ou à un emploi.

La priorité d'électrification doit par conséquent être donnée non seulement aux pôles de développement local, mais davantage à ceux d'entre eux qui concentrent les plus grandes "parts de marché", à savoir le nombre d'habitants "allogènes" bénéficiant des services et d'opportunités économiques offertes par le pôle.

Au-delà d'une comptabilisation des seuls bénéfices internes à la localité électrifiée, l'analyse de l'impact économique et social potentiel du projet d'électrification intégrera par conséquent les bénéfices indirects à l'égard des localités de l'hinterland, défini comme étant un continuum spatial dont l'étendue et la puissance du rayonnement peuvent être approchées par les différents modèles gravitaires étudiés.

En reprenant les modèles de Reilly et de Huff, la taille de la population qui bénéficiera potentiellement d'une électrification menée à l'échelle d'un pôle i , dite population de couverture du pôle i , est désignée POP_{couv_i} et déterminée par la formule suivante :

$$POP_{couv_i} = \sum_j P_{ij} \times POP_j = \sum_j \frac{I_i}{d_{ij}^2} \sum_k \frac{I_k}{d_{kj}^2} POP_j$$

où j représente une localité de l'hinterland de i , POP_j la population de cette localité, P_{ij} la probabilité de Huff, λ_i l'attractivité du pôle i , k le nombre de pôles recensés sur l'ensemble du territoire considéré.

D'après ce modèle, les N projets d'électrification rurale présentant potentiellement les meilleurs impacts économiques et sociaux sont ceux qui seront réalisés dans les N pôles de développement dont les tailles de populations potentiellement couvertes sont les plus importantes.

En conclusion, ce modèle de classification suppose donc :

- **La délimitation géographique du territoire d'étude ;**
- **L'identification des pôles de développement à l'échelle de ce territoire, sur la base de critères tels que ceux définis par l'IPD (santé, éducation, économie locale) et/ou avec la participation des populations et des acteurs locaux ;**
- **La définition de l'attractivité I_i des pôles, en fonction de leurs IPD ;**
- **La classification des pôles, selon la taille de population potentiellement bénéficiaire d'une électrification du pôle : cette population POP_{couv_i} est déterminée par la formule ci-dessus.**

Le tableau de la page suivante présente le classement résultant de l'application de cette démarche dans la zone pilote au Burkina Faso, avec l'hypothèse $I_i = POP_j$ pour les 21 pôles retenus. Les résultats obtenus permettent de faire les constats suivants :

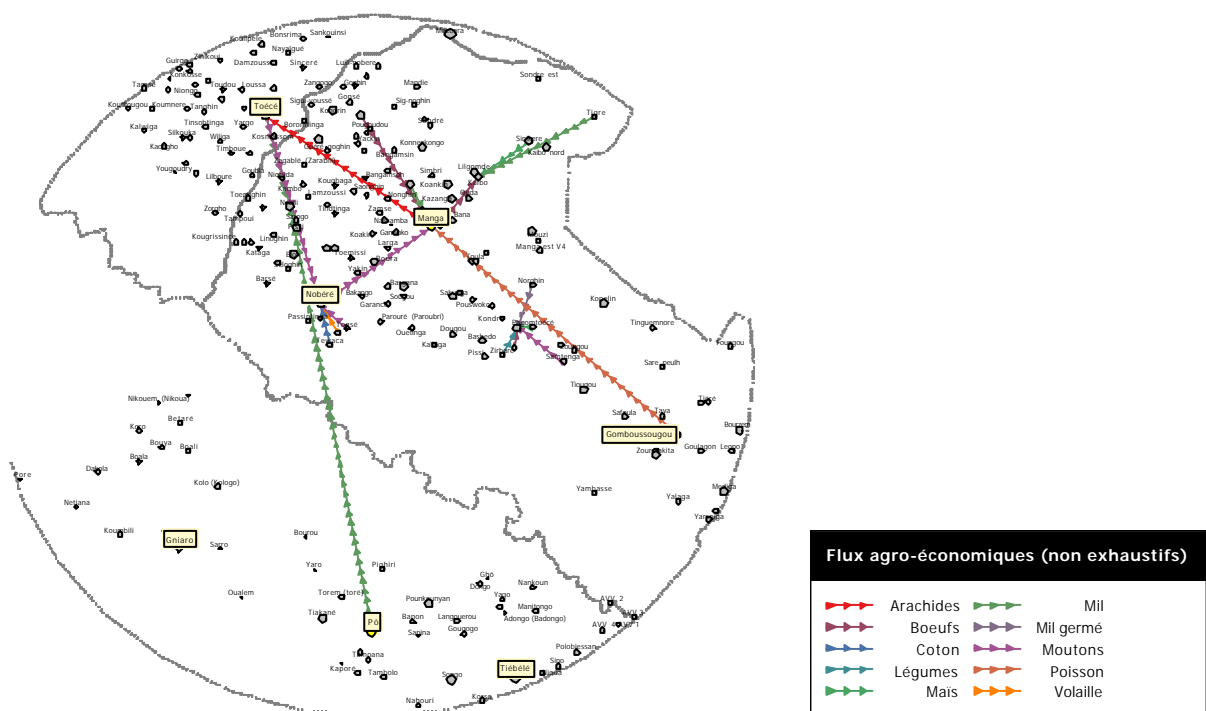
- En plus des 10 unités administratives recensées dans la zone pilote (Pô, Manga, Tiébélé, Gogo, Nobéré, Gombossougou, Béré, Toécé, Bindé, Gniaro), 11 autres localités sont également retenues ;
- Parmi ces localités, Nobili et Kaibo se retrouvent mieux classées que certaines unités administratives ;
- Bien qu'ayant retenu le critère de la population pour effectuer le premier classement entre les pôles, certains pôles ont un meilleur classement relatif du fait de leur position géographique. C'est le cas de Manga, mieux classée que Pô, et pourtant moins peuplée.

Graphique 12. Classement des pôles dans la zone pilote au Burkina Faso avec la méthode Huff ($\lambda_i = POP$)

CODEPOLE	NOMPOLE	POPPOLE	STATELEC	POPCouv	CLASSEMENT
BKF7839	Manga	17630	1	70279,16	1
BKF7826	Pô	21538	1	35857,99	2
BKF4004	Tiébébé	16713	0	24499,9	3
BKF7790	Nobili	3144	0	20369,65	4
BKF7698	Gogo	4610	0	19356,76	5
BKF675	Toécé	2870	0	18913,17	6
BKF7658	Béré	3064	0	18690,64	7
BKF7679	Bindé	2817	0	18676,23	8
BKF7789	Nobéré	4190	0	18632,64	9
BKF7681	Kaibo	2653	0	14872,39	10
BKF676	Toudou	1790	0	11732,45	11
BKF3952	Poukounyan	2588	0	10434,89	12
BKF7724	Gomboussougou	3245	0	10292,51	13
BKF7753	Kougouba	1489	0	9785,42	14
BKF3957	Tiakané	2128	0	9272,467	15
BKF7742	Zourmakita	2506	0	8503,969	16
BKF648	Dagouma	1770	0	7999,157	17
BKF7710	Tiouyou	2960	0	7604,939	18
BKF7731	Mediga	4191	0	7599,138	19
BKF7795	Séloghin	720	0	4853,163	20
BKF3923	Gniaro	1614	0	2515,353	21

Autrement dit, seuls, les critères administratifs ou de taille de population, généralement utilisés pour la classification des localités, n'auraient pas permis d'aboutir à ce même résultat. Il s'agit là d'une plus-value essentielle de la démarche IMPROVES-RE.

Graphique 13. Quelques flux agro-pastoraux recensés dans le cadre de l'enquête au Burkina Faso



3.4 Modèle de planification électrique : approche par les clusters électriques

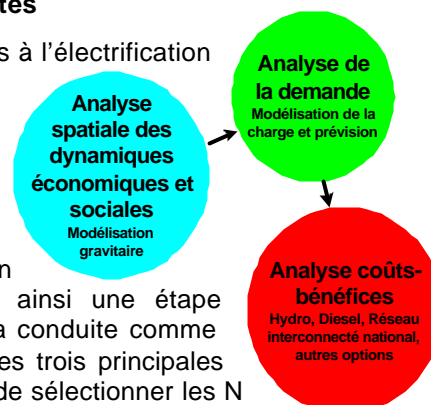
3.4.1 Méthodologie de planification : principes généraux

L'impact économique et social, seul guide de l'analyse des priorités

Après avoir défini le territoire d'analyse, la classification des candidats à l'électrification constitue l'étape initiale de toute démarche de planification.

Conformément à tout ce qui précède, l'analyse des priorités d'électrification est guidée par un seul objectif, celui de maximiser l'impact économique et social des projets, "fonction d'utilité" de la démarche IMPROVES-RE.

L'analyse des dynamiques économiques et sociales locales, selon l'approche spatio-démographique décrite précédemment constitue ainsi une étape préliminaire importante dans la démarche IMPROVES-RE. Elle sera conduite comme indiqué dans le chapitre précédent, sous le prisme de l'IDH et de ses trois principales composantes (la santé, l'éducation et l'économie locale) et permettra de sélectionner les N meilleurs projets d'électrification rurale à l'échelle du territoire retenu.



Des contraintes technico-économiques revisitées

Après cette étape initiale de classification et l'étape suivante d'analyse et de projection de la demande en électricité à l'échelle du territoire considéré (paragraphe 3.4.2 ci-après), la maximisation de la fonction d'utilité (l'impact économique et social des projets d'électrification rurale) se fera sous des contraintes techniques, économiques et financières, en revisitant cependant les approches classiques des analyses coûts-bénéfices.

Pour IMPROVES-RE, la planification consiste davantage en une optimisation locale du système électrique, dans une perspective de développement décentralisé de projets à fort impact socioéconomique local, à court et moyen terme. Il ne s'agit donc pas de transposer les approches classiques de planification nationale - qui recherchent systématiquement l'option à moindre coût à l'échelle nationale - mais de les adapter aux contraintes locales. Ainsi, par exemple, l'analyse économique ne se fera pas avec des prix de référence (notamment pour ce qui est du prix du carburant, très déterminant dans l'analyse), sur lesquels la collectivité locale n'a en réalité aucune prise dans les différents pays considérés, mais avec un système de prix imposé sur le marché local (prix à la pompe pour ce qui est du carburant). **Selon la démarche IMPROVES-RE, l'analyse économique des coûts et bénéfices du point de vue de la collectivité locale s'effectue dès les phases initiales de classification des projets selon leur impact économique et social potentiel, mais reste réaliste quant au recours à la notion de prix de référence.**

IMPROVES-RE opte pour un accès rapide au service électrique dans les pôles de développement local, pour le bénéfice indirect des populations de leurs hinterlands, au détriment d'une « optimisation technico-économique classique ». Cette démarche alternative de planification, qui ne souhaite donc pas trop s'éloigner de la logique-projet, conduit à la promotion de projets concrets à la portée d'opérateurs locaux (Collectivités locales, Petites et Moyennes Entreprises nationales, ONG, etc.), dans un horizon réaliste et conforme aux Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD). L'accès rapide à l'énergie est ainsi privilégié, au détriment d'une optimisation technico-économique classique. **Cette posture proscrie de retenir des options d'approvisionnement qui bien qu'économiquement optimale, s'avèreraient peu réalistes compte-tenu de la faible prise de la collectivité sur leur faisabilité.**

Les projets ainsi identifiés, "optimum local", peuvent par conséquent ne pas être conformes aux orientations fixées à long terme par un Plan Directeur national d'électrification. Ils devront cependant dans leur conception technique être "intégrables" le moment venu au système conventionnel, notamment grâce au respect des normes techniques en vigueur dans la conception des réseaux moyenne et basse tension.

L'optimisation des coûts, notamment ceux du kWh, se situe néanmoins au cœur de la démarche. Il s'agit non seulement de rester raisonnable dans les budgets d'investissement pour s'assurer de la faisabilité des projets à une échelle locale, mais aussi d'optimiser les niveaux de subventions pour tenir compte de la capacité des ruraux à payer le service électrique, et du caractère structurellement déficitaire des projets d'électrification rurale sur le plan financier.

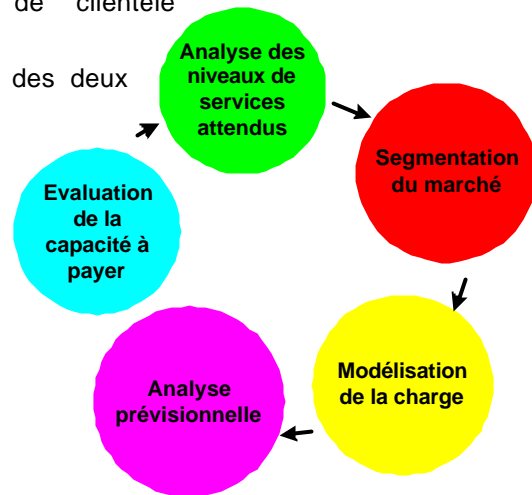
3.4.2 Analyse du marché et prévision de la demande

L'objectif de cette étape est d'estimer année par année et pour les différentes tailles de localités :

- Le nombre de clients par catégorie, en opérant une distinction entre les clients MT et BT,
- Les consommations spécifiques par catégorie de clientèle (domestiques selon la classe, activités et services),
- La consommation totale d'énergie comme résultante des deux premiers résultats,
- Les puissances de pointes résultantes.

Pour y parvenir, la méthodologie d'analyse de la demande solvable repose sur cinq étapes :

1. L'évaluation de la capacité des usagers à payer ;
2. L'analyse des différents niveaux de services attendus ;
3. La segmentation du marché de l'électrification rurale ;
4. La modélisation de la charge ;
5. L'analyse prévisionnelle.



Evaluation de la capacité des usagers à payer

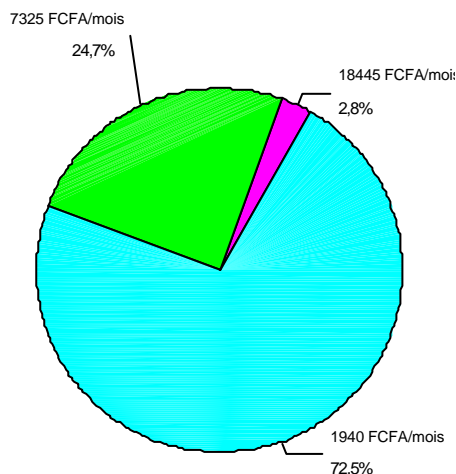
L'approche proposée est dite de la «demande substituable ». Il s'agit tout d'abord d'évaluer de manière exhaustive la facture des consommations énergétiques actuelles dans les villages à électrifier.

A partir de cette facture d'électricité équivalente, la démarche consiste en une simulation de paramètres de substitution des différents postes de consommation. Les hypothèses de substitution sont corrigées par une observation effectuée dans des localités déjà électrifiées. Cette enquête à l'échelle des localités électrifiées permet également d'approcher l'horizon de diffusion des appareils électriques, et de cerner globalement les comportements effectifs en situation d'électrification.

En résumé, cette première étape consiste en deux phases permettant d'évaluer les différents niveaux de solvabilité des futurs clients :

- Une enquête exhaustive dans les localités à électrifier, permettant une reconstitution de la facture électrique équivalente ;
- Une enquête plus légère dans quelques localités anciennement électrifiées, permettant de caler de manière critique les paramètres de substitution.

Graphique 14. Répartition de la facture substituable dans les localités non électrifiées au Burkina Faso



Analyse des différents niveaux de services attendus

Il s'agit de donner une représentation de chaque usage de l'énergie dans les localités non électrifiées, ainsi que les types d'usages effectivement rencontrés dans des localités anciennement électrifiées dans la zone pilote, à travers les indicateurs suivants :

- Le nombre de pièces aujourd'hui éclairées avec les moyens du bord, dans les localités non électrifiées ;
- Le nombre total d'heures d'éclairage et sa répartition dans la journée ;
- Le niveau de diffusion actuel des appareils électriques chez les ménages non raccordés ;
- Le régime d'utilisation de ces appareils électriques ;
- Les différentes catégories d'activités professionnelles utilisant l'énergie et leurs niveaux de consommation dans les localités non électrifiées ;
- Les paramètres précédents sur des sites ruraux anciennement électrifiées ;

Graphique 15. Niveau de diffusion de quelques équipements dans les localités non électrifiées au Niger

Classe d'affectation	nbre lampe à pétrole	Nbre petite radio	nbre radio cassettes	nbre télé	AMPLI
1	2,05	,64	,44	,01	,01
2	2,98	1,19	1,18	,01	,01
3	7,29	3,07	2,93	,14	,07
Total	2,39	,82	,66	,02	,01

Segmentation du marché de l'électrification rurale

Il s'agit d'une analyse croisée entre les différents niveaux de services attendus et les différents niveaux de capacité à payer. Cette analyse croisée s'opère à partir des étapes suivantes :

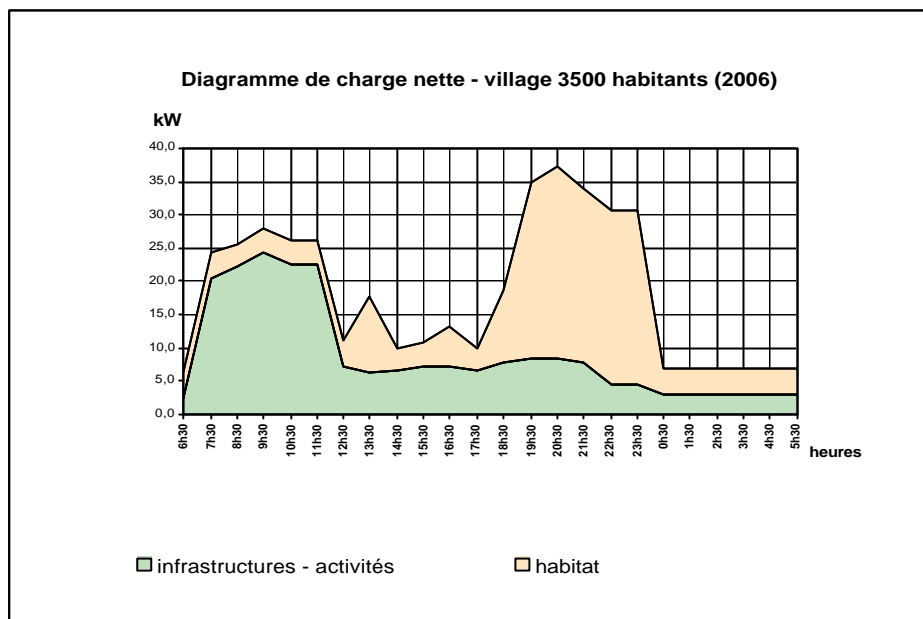
1. L'établissement de la distribution de la facture substituable (capacité à payer), grâce à un histogramme et à la courbe de Gauss correspondante ;
2. La classification de cette facture en nuées dynamiques, permettant d'identifier les différents segments de la capacité à payer ;
3. L'établissement de la distribution de la puissance équivalente estimée (niveaux globaux de services attendus), grâce à un histogramme et à la courbe de Gauss correspondante ;
4. La classification de cette puissance en nuées dynamiques, permettant d'identifier les différents segments de services attendus ;
5. La détermination de la dispersion de la puissance estimée (niveaux globaux de services attendus) en fonction de la facture substituable (capacité à payer), l'inscription des centiles de factures obtenus par les deux classifications précédentes, et la visualisation des nuages de points correspondants. Ces nuages de points indiquent les différents segments de marché de l'électrification rurale, dont les paramètres (facture, puissance) et le poids relatif sont alors déterminés graphiquement ;
6. L'établissement complémentaire de la distribution du nombre de points lumineux et de sa dispersion en fonction de la puissance équivalente estimée.

Modélisation de la charge

Sur la base des données recueillies et analysées précédemment, et en particulier des différents segments de la demande solvable (domestique, activités et services) et leurs caractéristiques respectives (poids relatif, service attendu et capacité à payer), la démarche consiste à cette étape en une modélisation de la courbe de charge à l'année de référence.

Il s'agit de reconstituer une courbe de charge générique pour chaque taille de localités. Trois scénarii horaires sont étudiés : 24h, 10h et 5h.

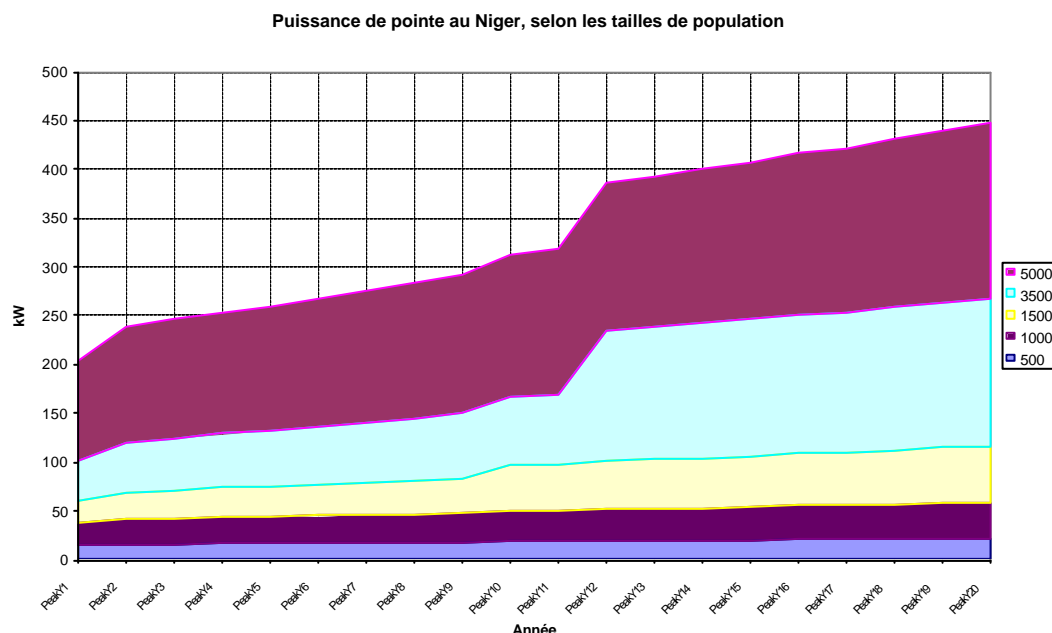
Graphique 16. Diagramme de charge nette pour les localités de taille comprise entre 2000 et 5000 habitants au Mali (scénario service continu 24h)



Analyse prévisionnelle de la demande

A partir d'hypothèses sur l'évolution différenciée de la demande et sur les taux de raccordement escomptés¹⁷, une projection des trois paramètres clés de la demande (nombre et répartition des clients, consommations spécifiques et énergie totale consommées, puissances de pointes) est établie année par année jusqu'à l'horizon de la planification, pour différentes tailles de populations.

Graphique 17. Evolution de la puissance de pointe au Niger (scénario 10h)



Les résultats détaillés obtenus dans chaque pays sont disponibles en annexe de ce rapport.

¹⁷ Compte-tenu de l'impact historiquement faible de l'électrification rurale, les hypothèses de croissance retenues, optimistes, tiennent compte de l'impact escomptés notamment en ce qui concerne la demande des activités économiques et services sociaux.

3.4.3 Paramètres généraux pour le calcul des coûts

Les paramètres généraux retenus pour chacun des pays et validés par les partenaires du projet IMPROVES-RE sont donnés en annexe. Ces différents paramètres sont expliqués ci-après.

Année de base

L'année de base est l'année pour laquelle les coûts indiqués sont valables. L'année de base est ici 2006.

Inflation

Le modèle fait la distinction entre l'inflation nationale et l'inflation extérieure. Le taux d'inflation extérieur est appliqué aux équipements et matériels devant être importés. Le taux d'inflation national est appliqué aux coûts locaux (salaires, génie civil, etc.). Ces taux sont définis dans les paramètres généraux pour chacun des pays.

Les taux d'inflation sont appliqués lorsque les calculs sont effectués à prix courants. A prix constants, le modèle effectue les calculs en prenant automatiquement les taux d'inflation national et extérieur à zéro.

Les prix des équipements devant être importés ont peu augmenté ces dernières années dans les pays fabricants. Cette faible augmentation des prix ne devrait pas s'inverser.

Prix du carburant: inflation différentielle

Le prix du carburant en année de base est indiqué en USD par baril. Etant donné l'importance du prix du carburant, nous estimons qu'il est prudent de préciser l'augmentation ou la diminution attendue de celui-ci par rapport au taux d'inflation extérieur. Si par exemple les prévisions annoncent une augmentation du prix du carburant de 3.0% par an, l'inflation différentielle sur le prix du diesel serait de 1.0% par an. C'est cette valeur qui est utilisée dans le modèle.

Taux de change

Le taux de change (FCFA/US\$) à l'année y est donné par la formule :

Taux de change en année de base * $(1 + \text{inflation nationale} - \text{inflation extérieure})^y - \text{année de base}$

Taxes, frais de douanes

Dans l'analyse économique, les taxes et frais de douane ne sont pas pris en compte.

On suppose que les ventes d'électricité ne sont pas soumises à la TVA.

Coûts à prix courant

Si les calculs sont effectués à prix courants, les coûts sont majorés en utilisant le taux d'inflation extérieur pour tous les équipements importés (générateur diesel, lignes moyenne tension, lignes basse tension, transformateurs) et le taux d'inflation national pour les équipements fabriqués localement (compteur), salaires et autre coût de fonctionnement.

Les prix courants sont déterminés comme suit:

Coût(y_0) Coût à l'année de base (FCFA)

Coût(y) Coût à l'année considérée (FCFA)

CHANGE(y_0) Taux de change à l'année de base (FCFA par USD)

CHANGE(y) Taux de change à l'année considérée (FCFA par USD)

Equipement importé : $\text{Coût}(y) = \text{Coût}(y_0) * \text{CHANGE}(y) / \text{CHANGE}(y_0) * (1 + \text{inflation extérieure})^{y - y_0}$

Coût local: $\text{Coût}(y) = \text{Coût}(y_0) * (1 + \text{Inflation nationale})^{y - y_0}$

Sans spécification contraire, tous les coûts indiqués sont ceux de 2006.

Taux d'actualisation

- Pour l'analyse économique: taux d'actualisation économique
- Pour l'analyse financière: coût d'opportunité du capital

Le taux d'actualisation économique est une construction théorique, dont la valeur ne peut-être réellement évaluée. Ce taux doit refléter la préférence de la société pour la consommation à court terme des ressources vis à vis de la consommation à long terme. Dans les pays en développement, un taux d'actualisation élevé ($\geq 10\%$) est utilisé en raison d'un niveau de vie relativement faible.

Le coût d'opportunité du capital est traditionnellement estimé comme étant le taux d'épargne à long terme.

Les taux d'actualisation économique et le coût d'opportunité du capital sont fixés pour chaque pays dans les paramètres généraux, disponibles en annexe.

Coût actualisé du kWh

Le coût actualisé du kWh est déterminé par la formule suivante:

$$\frac{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Coûts } (t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{\text{Bénéfices } (t)}{(1+r)^t}}$$

Coûts(t) : Coût d'approvisionnement en énergie à l'année t (FCFA)

Bénéfices(t) : Energie vendue à l'année t (kWh)

r : Taux d'actualisation

t : Index temps

T: Horizon (20 ans)

3.4.4 Approvisionnement par Groupes diesel

Algorithme

Les localités non électrifiées, y compris celles qui le sont déjà par groupe diesel, sont considérées comme candidates à une électrification par groupe diesel¹⁸.

Les calculs démarrent avec le candidat le mieux classé, c'est-à-dire celui disposant de la meilleure population de couverture (POPCouv) décrite au paragraphe 3.3.4. Soit A cette localité. Le coût actualisé du kWh (FCFA/kWh) du système isolé diesel est calculé pour la localité A, en supposant que cette localité est électrifiée dès 2007. L'horizon de planification considéré est 2026. Les calculs sont effectués tels que décrits dans le paragraphe ci-après.

La deuxième étape consiste à étudier, lorsque le coût actualisé résultant décroît, l'opportunité en 2006, d'alimenter également la localité B la plus proche. Alimenter B nécessite une capacité de production plus importante, et la construction d'une ligne MT entre A et B. La capacité nécessaire est déterminée tel que décrit dans le paragraphe ci-après. Cette capacité est limitée à 1MW.

Dans le cas où le coût actualisé du kWh pour le système A+B n'est pas plus petit que celui de A, l'opportunité d'électrifier d'autres localités n'est plus étudiée. Si le coût actualisé décroît, le modèle recherche la localité la plus proche de A ou B. Soit C cette localité. Le modèle calcule le coût actualisé du kWh pour l'approvisionnement du système A+B+C à partir d'une centrale diesel en A. Si le coût actualisé diminue, C est également raccordé au cluster.

Les calculs sont interrompus si la capacité maximale de 1MW est atteinte ou si le coût actualisé ne décroît plus.

Chaque fois qu'un cluster est ainsi construit, les localités appartenant à cette grappe sont retirées de la liste des candidats. L'algorithme continue ensuite avec le candidat disposant du meilleur classement sur la liste restante.

Au total, autant de projets que de pôles de développement non électrifiés ou électrifiés par groupe diesel sont ainsi étudiés. Un projet consistera en (i) une localité électrifiée par un ou deux groupes diesel, ou (ii) plusieurs localités approvisionnées par un ou plusieurs groupes diesel.

Calcul des coûts

Tous les calculs de coûts sont effectués Toutes Taxes Comprises.

Coût d'investissement du générateur

- Calcul : Puissance installée (kW)*Coût unitaire (FCFA/kW)
- Nombre de groupes : 1 ou 2
- Puissance installée (kW) : déterminée par la demande de pointe à l'issue de la durée de vie du groupe, à laquelle une marge de sécurité rapportée au nombre de groupes.
- Dans le cas d'un cluster, la demande de pointe est donnée par la somme des pointes individuelles
- Marge de sécurité : 10%

Coût unitaire en année 1 (FCFA/kW) :

Estimé pour chaque groupe à partir de la fonction :

$$4514400 + 59400 \times \text{puissance} + 5,94 \times \text{puissance}^2 \quad \text{pour les puissances installées} < 200 \text{ kW}$$

$$83160 \times \text{puissance} \quad \text{pour les puissances} \geq 200 \text{ kW}$$

Ce coût comprend le transport sur site et les frais d'installation.

Durée maximale de fonctionnement :

¹⁸ Dans le cas particulier du Cameroun, deux scénarii ont été étudiés : le premier avec l'ensemble des localités ainsi candidates, le second en excluant toutes celles déjà candidates pour un approvisionnement par Petites Centrales Hydroélectriques.

Puissance < 75 kW	18.000 heures
75 ≤ puissance < 250 kW	30.000 heures
250 ≤ puissance < 750 kW	50.000 heures
750 ≤ puissance < 1500 kW	70.000 heures

Durée annuelle de fonctionnement :

Elle est donnée par la fonction :

$$\frac{w \times 365}{n} + \frac{p \times 365 \times (n - 1)}{2}$$

où

n est le nombre de groupes (1 ou 2)

w est la durée journalière de service (24h, 10h ou 5h)

p est la durée journalière de la pointe (heures durant lesquelles les deux groupes doivent fonctionner dans le cas où n=2)

Cette formule exprime le fait que dans le cas de deux groupes, il sera souvent suffisant de n'en faire fonctionner qu'un seul. Pendant les heures de pointes, le second groupe sera requis. Les deux groupes seront alternativement en base ou en pointe.

Durée de vie du groupe :

La durée de vie du groupe est le minimum de : (i) la durée de vie maximale et (ii) la durée maximale de fonctionnement divisée par la durée annuelle de fonctionnement

Le terme "durée maximale de fonctionnement / durée annuelle de fonctionnement" est arrondi au nombre entier le plus proche. Exemple : 5,52=6 ; 6,38=6

La durée de vie maximale est de 8 ans.

Bâtiment de la centrale et stockage du carburant :

Le coût de la centrale et de la citerne de stockage (capacité : 5000 litres) est fixé par l'utilisateur dans les paramètres généraux. Il passe du simple au double au dessus d'une capacité installée de 200kW

Lignes MT de raccordement de la centrale aux localités du cluster :

Les lignes MT seront de 33kV ou 30 kV, dépendant du Pays.

Le coût est déterminé par la formule suivante : longueur de la ligne (km) x coût par km (FCFA/km).

La longueur de la ligne entre la centrale diesel et une localité ou entre deux localités est donnée par la distance à vol d'oiseau corrigée par un facteur de 20%.

Les coûts au km à l'année 1 sont fixés par l'utilisateur dans les paramètres généraux, en annexe.

Lignes MT à l'intérieur d'une localité :

Une ligne MT ne sera construite à l'intérieur d'une localité que si la demande de pointe envisagée dans les cinq prochaines années est au moins de 40kW.

Le coût est déterminé par la formule suivante : longueur de la ligne (km) x coût par km (FCFA/km).

La longueur de la ligne est un pourcentage de la longueur des lignes BT, pourcentage fixé par l'utilisateur dans les paramètres généraux, en annexe.

Lignes BT :

Le coût est déterminé par la formule suivante : longueur de la ligne (km) x coût par km (FCFA/km).

Pour chaque pays, une hypothèse du nombre moyen de clients sur un km de ligne BT a été fixée dans les paramètres généraux. Partant de cette hypothèse, supposons N ce nombre de clients :

- La longueur de la ligne à l'année d'électrification :

L1 = Nombre de clients au bout de 5 ans / N

- Longueur supplémentaire à la première extension (5 ans plus tard)

L2 = (Nombre de clients au bout de 10 ans / N) – L1

- Longueur supplémentaire à la seconde extension (10 ans plus tard)

L3 = (Nombre de clients au bout de 15 ans / N) – L2

Le coût de construction de la ligne BT en 2006 est fixé pour chaque pays dans les paramètres généraux.

Des frais d'importation sont rajoutés.

Coût des transformateurs BT/MT :

Aucun réseau MT n'est envisagé dans la localité si la demande de pointe ne dépasse pas 40 kW à l'horizon de la planification.

Dans le cas où cette demande dépasse 40 kW (soit environ 50 kVA), des transformateurs sont installés selon le tableau suivant :

Demande de pointe (*)	Transformateurs	Coût en année 1 (2007)
< 40 kW	1 transfo 100 kVA	1188000
40 ≤ < 100 kW	1 transfo 250 kVA	2265813
100 ≤ < 200 kW	2 transfos 250 kVA	4531626
200 ≤ < 400 kW	2 transfos 500 kVA	6946771
≥ 400 kW	3 transfos 500 kVA	10420186

(*) demande de pointe à l'horizon de la planification plus 10%

Coût des transformateurs MT/BT :

Aucun réseau MT n'est envisagé dans la localité si la demande de pointe ne dépasse pas 40 kW à l'horizon de la planification.

Dans le cas où cette demande dépasse 40 kW (soit environ 50 kVA), des transformateurs sont installés selon le tableau suivant :

Demande (kW)	Prix total (FCFA)	Transformateur(s) installé(s) (kVA)
40	2 253 101	un 50 kVA
80	2 489 692	un 100 kVA
128	3 377 068	un 160 kVA
168	5 630 170	un 50 + un 160
208	5 866 760	un 100 + un 160
256	6 754 136	deux 160 kVA
296	9 007 238	un 50 + deux 160
336	9 243 828	un 100 + deux 160
384	10 131 205	trois 160
424	12 384 306	un 50 + trois 160
464	12 620 896	un 100 + trois 160
512	13 508 273	quatre 160
552	15 761 374	un 50 + quatre 160
592	15 997 964	un 100 + quatre 160
640	16 885 341	cinq 160
680	19 138 442	un 50 + cinq 160
720	19 375 033	un 100 + cinq 160
768	20 262 409	six 160
808	22 515 511	un 50 + six 160
888	25 005 202	un 100 + six 160
896	23 639 477	sept 160
936	25 892 579	un 50 + sept 160
976	26 129 169	un 100 + sept 160
1024	27 016 546	huit 160

Compteurs :

Les clients équipés d'un compteur triphasé ont été identifiés conformément à l'analyse de la demande : moulins, hôpitaux, stations services, pompage hydraulique, etc. Le coût unitaire d'un compteur est fixé par l'utilisateur dans les paramètres généraux.

Les autres clients bénéficieront d'un compteur monophasé.

Coût de remplacement/renouvellement d'une centrale diesel :

Un groupe diesel est remplacé à l'issue de sa durée de vie.

Le coût de remplacement est déterminé par la formule :

puissance du groupe (kW) * coût par kW (FCFA/kW)

La puissance requise est déterminée tel que décrit ci-dessus. Le coût unitaire est donnée par la fonction :

$$2201542 + 65892 \times \text{puissance} + 40,5 \times \text{puissance}^2$$

Coût de maintenance

Le modèle fait l'hypothèse que les équipements installés seront mis en fonctionnement en milieu d'année. Cette année là, les coûts de maintenance seront de 50% les coûts indiqués pour chaque pays dans les paramètres généraux, et comprenant :

- Coût maintenance du groupe en % du coût d'investissement
- Coût de maintenance de la ligne MT en % du coût d'investissement
- Coût de maintenance de la ligne BT en % du coût d'investissement
- Coût de maintenance des transformateurs en % du coût d'investissement

Si un groupe est remplacé par un groupe neuf, le remplacement est supposé prendre effet au début de l'année. Les coûts de maintenance à l'année de remplacement et les années suivantes est donc égal au % indiqué du coût d'achat du nouveau groupe.

Coût du carburant

Les coûts du carburant sont déterminés par la formule suivante :

$$\frac{\text{demande}(kWh)}{(1 - \text{pertes})} \times \text{consommationspécifique}$$

Le terme demande(kWh)/(1-pertes) représente l'énergie produite. Les pertes comprennent les pertes en sortie du groupe (généralement 3 à 4% de l'énergie produite), et les pertes en lignes (généralement 6-7%). Les pertes ont été fixées à 10% de l'énergie produite.

Le modèle utilise une consommation spécifique de 0,33 litre/kWh.

Pour les besoins de l'analyse financière, le coût du carburant est celui à la pompe dans chacune des zones pilotes.

Un taux d'inflation différentiel est appliqué à ce coût chaque année. Il est fixé dans les paramètres généraux pour chaque pays.

Coûts du personnel

Le coût du personnel est donné par la formule suivante :

Taille du personnel * salaire annuel moyen (FCFA)

Le salaire annuel moyen est indiqué dans les paramètres généraux pour chaque pays.

Le modèle fait l'hypothèse suivante pour la taille du personnel :

1- Localité isolée alimentée par diesel (alimentation d'une seule localité)

Le personnel est requis pour le fonctionnement et la maintenance du groupe, et pour la facturation et le recouvrement. La taille du personnel dépend de la taille de la localité et de la durée de fonctionnement. Dans le modèle, la taille minimale requise est :

- 2 personnes pour une localité de moins de 1000 habitants
- 3 personnes pour une localité de taille comprise entre 1 000 et 2 999 habitants
- 4 personnes pour une localité de taille comprise entre 3 000 et 4 999 habitants
- 5 personnes pour une localité de taille comprise entre 5 000 et 7 999 habitants
- 6 personnes pour une localité de taille comprise entre 8 000 et 10 999 habitants
- 7 personnes pour une localité de taille comprise entre 11 000 et 14 999 habitants
- 8 personnes pour une localité de plus de 15 000 habitants

Si la production d'électricité est effectuée pendant plus de 5 heures par jour, 1 personne supplémentaire est requise indépendamment de la taille de la localité. Au delà de 10 heures par jour, deux personnes supplémentaires sont nécessaires.

2- Cluster diesel (alimentation de plusieurs localités)

La taille du personnel requise dans la localité où le groupe est installé est déterminée comme indiqué ci-dessus. Du personnel additionnel est nécessaire dans le cas où d'autres localités sont raccordées au groupe. Le modèle fait l'hypothèse que :

- Une personne supplémentaire sera nécessaire pour 1 à 3 localités raccordées
- Deux personnes supplémentaires pour 4 à 6 localités raccordées,
- Etc.

Autres coûts d'exploitation :

Les autres coûts d'exploitation comprennent : la bureautique et les fournitures de bureau, le transport du personnel, etc. Ces coûts sont estimés à un % de la masse salariale, et indiqué dans les paramètres généraux pour chaque pays.

Assurances : les frais d'assurance sont fixés à 0,75% des coûts d'investissement (groupe, lignes MT et BT, transformateurs, etc.)

Valeurs résiduelles :

Soit i l'année d'investissement. La valeur résiduelle d'un équipement dont la durée de vie n'est pas atteinte à l'horizon de la planification est calculée comme suit :

Coût d'investissement à l'année i * (durée de vie-(horizon- i))/durée de vie

3.4.5 Approvisionnement par Petites Centrales Hydroélectriques (PCH)

L'opportunité d'un approvisionnement par Petites Centrales Hydroélectriques a été spécifiquement étudiée dans le cas du Cameroun, où 5 sites potentiels ont été identifiées dans le périmètre de la zone pilote, ou à proximité. Il s'agit de :

- 1- Yoké : 2,691 MW
- 2- Békili : 1,2 MW
- 3- Bambélé : 9 MW
- 4- Falls 210 : 5 MW
- 5- Chutes de Buba : 20 MW

Les deux premiers sont en réalité des sites à mis à l'arrêt dans les années 70, et qui sont par conséquent à réhabiliter. La

photo ci-contre présente une partie du génie civil existant à Yoké. La photo du bas présente une vue de la salle machine au moment des enquêtes réalisées en février 2006.



Algorithme

Identification des localités à électrifier par une PCH

Soit SH, un site hydro parmi N recensés sur le territoire étudié.

Le modèle recherche le pôle de développement le plus proche du site et disposant du meilleur classement (cf. 3.3.4), dans un rayon de 50 km. Soit A cette localité.

Le modèle compare la demande de pointe de A en 2007 avec la puissance de la PCH.

Si cette demande de pointe est inférieure à cette puissance¹⁹, le modèle recherche la localité la plus proche du site ou de A, toujours sous la contrainte d'un rayon de 50 km du site. Soit B cette localité.

Si la demande de pointe de A et B en 2007 se situe en dessous de la puissance du site hydroélectrique, le modèle recherche la localité la plus proche qui pourrait être alimentée selon les mêmes principes (distance la plus proche, sous la contrainte de 50 km maximum du site). Si la demande de A et B dépasse la puissance du site hydroélectrique, l'algorithme s'arrête. Dans ce cas, seule A sera alimenté par le site hydroélectrique.



Le résultat obtenu consiste en N clusters de localités, qui sont raccordées aux sites hydroélectriques.

La prochaine étape consiste à étudier l'éventualité qu'une localité appartienne à plusieurs clusters.

L'analyse démarre avec le cluster qui présente le coût actualisé du kWh le plus bas. Si une localité contenue dans ce cluster se retrouve également dans d'autres clusters, ces derniers sont détruits. Les calculs sont ensuite effectués pour l'ensemble des sites hydro concernés par les clusters ainsi détruits. Les localités qui appartiennent à des clusters non détruits sont retirées de la liste des candidats aux prochaines connexions.

¹⁹ En théorie, la demande de pointe en 2007 de la localité la plus proche peut dépasser la capacité du site. Dans ce cas, l'algorithme ne raccordera pas une localité unique au site hydro. Dans la pratique, c'est cependant peu probable.

Les calculs sont interrompus dès qu'il n'y a plus de superposition, c'est-à-dire dès que chaque localité est raccordée à un et un seul site hydroélectrique.

Détermination de la Puissance diesel de compensation

Les PCH sont au fil de l'eau sans réservoir ou disposant d'un de petite capacité. Par conséquent, elles ne peuvent pas fournir de l'énergie toute l'année. Le modèle considère un taux de disponibilité fixé dans les paramètres généraux (75% pour le Cameroun).

Un groupe diesel est installé pour la production d'énergie pendant les périodes de l'année où l'énergie hydroélectrique n'est pas disponible. La puissance diesel requise est supposée égale à la capacité de la PCH. Dans le cas où deux groupes sont installés, leurs puissances respectives sont de 50% la capacité de la PCH.

La durée de vie des groupes est déterminée tel que décrit au paragraphe 3.4.4. Il en est de même des heures de fonctionnement annuel.

Calcul des coûts et valeur des paramètres

Tous les coûts indiqués sont TTC.

Dans l'analyse financière, les frais de douane sont ajoutées aux coûts des équipements importés. Les frais de douane dépendent du type d'équipement. Les montants utilisés sont indiqués dans ce paragraphe. Une TVA est ajoutée à tous les coûts d'investissement et aux coûts de fonctionnement et de maintenance. Cette TVA est également ajoutée aux coûts d'équipements importés.

Coût d'investissement :

Il est donné par la formule : puissance (kW) * coût par kW (FCFA/kW)

Le coût par kW (FCFA/kW) est estimé par la fonction: 2500 * Taux d'échange (FCFA/US\$)

Production hydroélectrique annuelle :

Soit $A(i,t)$ la demande de la localité i à l'année t , une des N localités alimentées par la PCH. La production annuelle à l'année t est déterminée par la formule :

$$\frac{\sum_{i=1}^N A(i,t)}{(1 - \text{pertes})} \times \text{Disponibilité}$$

Les pertes comprennent les pertes de production et les pertes en ligne, et sont estimées à 10%.

Groupe diesel de compensation : coûts d'investissement et de remplacement :

Sachant que la PCH n'est disponible que pendant (Disponibilité)% de l'année, le groupe diesel de compensation est nécessaire pendant (1-Disponibilité) de l'année.

La puissance diesel est la même que celle de la centrale parce qu'il n'est pas garanti que la PCH sera disponible au moment de la pointe annuelle. Les coûts d'investissement sont calculés tels que défini au paragraphe 3.4.4.

En l'absence de données précises sur le comportement annuel de la PCH, le modèle fait l'hypothèse qu'un seul groupe sera installé. Le groupe sera remplacé à l'issue de sa durée de vie par un neuf. La durée de vie est déterminée comme indiqué au paragraphe 3.4.4.

Groupe diesel : heures de fonctionnement annuel :

Les heures de fonctionnement annuel sont déterminées comme suit : 8 760 * (1 – Disponibilité)

Production diesel annuelle :

La production d'énergie diesel sera déterminée par soustraction de la production hydroélectrique de l'énergie totale à produire.

Production diesel = Energie totale à produire – production hydroélectrique
= (Energie totale à produire)* (1 – Disponibilité)

Autres coûts :

Les autres coûts (Lignes MT, Lignes BT, transformateurs, assurances, compteurs, maintenance, personnels) sont calculés comme indiqué dans le paragraphe 3.4.4, avec les mêmes hypothèses. Seuls les coûts additionnels de fonctionnement sont estimés à 30% du coût du personnel.

Valeurs résiduelles :

Les valeurs résiduelles sont déterminées tel que décrit au paragraphe 3.4.4. Les durées de vie sont définies dans les paramètres généraux, en annexe, pour chaque pays :

Exemple :

PCH:	30 années
Groupe:	cf. 3.4.4
Lignes MT :	30 années
Lignes BT :	30 années
Transformateurs:	30 années

3.4.6 Approvisionnement par le Réseau interconnecté national

Conformément à l'esprit IMPROVES-RE, l'option « réseau » n'est envisagée que comme une opportunité alternative d'alimentation des meilleurs projets identifiés par ailleurs, et situés à proximité du réseau interconnecté national. La prise en compte de cette option ne sera effective que si l'achat d'énergie moyenne tension à la société nationale d'électricité est envisageable, ou dans le meilleur des cas, la prise en charge par la société nationale du projet dans un délai raisonnable.

L'algorithme démarre avec les projets (clusters) construits autour des pôles de développement local (projets diesel et/ou hydro) et les coûts actualisés de kWh correspondants (C_D et/ou C_H). Considérons le projet A.

Il s'agit alors de déterminer le coût actualisé du kWh (C_R) dans le cas où le projet est alimenté par une interconnexion au réseau le plus proche. Le C_R n'est autre que la valeur actualisée du coût du kWh pour alimenter la grappe :

- La recherche de la localité électrifiée la plus proche s'effectue dans la limite d'une zone tampon. Le rayon de cette zone tampon est fixé dans les paramètres généraux.
- Le tracé de la ligne MT est estimé, en partant de la localité du projet A la plus proche du réseau interconnecté, vers la localité la plus proche, électrifiée par le réseau interconnecté²⁰.
- Le coût actualisé du kWh (C_R) est le rapport entre les coûts et les ventes d'énergie. Les coûts (FCFA) à l'année t sont constitués par les coûts de raccordement au réseau interconnecté MT, l'achat d'énergie moyenne tension (ventes dans A+B multipliées par le coût du kWh MT) + coût de la ligne MT vers le projet A (localité de la grappe la plus proche d'un réseau). Les ventes (kWh) à l'année t sont constituées par la somme des ventes d'énergie dans la grappe, estimées par l'analyse de la demande (scénario 24h).

$$C_R = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{Coûts(t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{Bénéfices(t)}{(1+r)^t}}$$

Coûts (t) : coût de raccordement du réseau interconnecté MT, coût d'achat d'énergie MT sur le réseau interconnecté + coût des lignes MT à l'année t

Bénéfices (t) : Energie vendue à l'année t

r : taux d'actualisation

t : index temporel

T : horizon de la planification

- Si l'option réseau est la meilleure [$C_R < (C_D \text{ et/ou } C_H)$], le modèle suggère l'interconnexion en première hypothèse. Les coûts d'investissement et de fonctionnement requis sont ensuite calculés à l'horizon de la planification.

3.4.7 Analyse économique des projets de moindres coûts

Les N projets diesel, hydroélectrique ou d'interconnexion au réseau national les plus intéressants (ceux pour lesquels les coûts actualisés est en dessous d'une valeur-seuil) font l'objet d'une analyse économique et financière.

L'analyse économique compare les coûts économiques du projet avec les bénéfices économiques et les calculs sont menées du point de vue de la collectivité. Les taxes, subventions et coûts financiers (y compris les fonds de roulement) ne sont en conséquence pas pris en compte dans la mesure où ils représentent des paiements de transferts du point de vue de la collectivité.

Les calculs sont effectués au coût constant (prix de 2006).

²⁰ A vol d'oiseau par défaut avec une correction de +20%, et en suivant une route existante dans le meilleur des cas.

Le critère, typiquement utilisé pour décider de la viabilité économique d'un projet, est la valeur actualisée nette, donnée par la formule :

$$\sum_{t=0}^T \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$

Où :

- t : index temporel
- t=0 : année de démarrage du projet
- B_t : Bénéfices économiques du projet à l'année t
- C_t : Coûts économiques du projet à l'année t
- r : taux d'actualisation économique
- T : horizon de la planification (20 ans)

Le taux d'actualisation économique est une construction théorique, dont la valeur ne peut-être réellement évaluée. Ce taux doit refléter la préférence de la société pour la consommation à court terme des ressources vis à vis de la consommation à long terme. Dans les pays en développement, un taux d'actualisation élevé (≥ 10%) est utilisé en raison d'un niveau de vie relativement faible.

Les coûts pris en compte dans les calculs sont les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation et de maintenance.

Pour ce qui est des bénéfices, il est généralement acquis que l'électrification apporte des bénéfices multiples. Malheureusement, plusieurs d'entre eux sont difficile à quantifier, comme nous l'avons remarqué au chapitre 3.2.2. L'approche classique consiste à estimer les bénéfices en multipliant l'énergie facturée à la capacité à payer des clients. Il s'agit là d'une approche conservatrice qui ne tient pas compte des autres bénéfices (au-delà de la consommation d'énergie). **Cet inconvénient est cependant rattrapé dans l'approche IMPROVES-RE par une prise en compte de l'impact économique et social dans le choix a priori des localités à électrifier, grâce à une analyse de l'intérêt « économique » pour la collectivité de réaliser un tel projet compte-tenu de son impact à l'échelle de l'hinterland de la localité électrifiée.**

Le modèle fait appel dans le cadre de IMPROVES-RE au coût actualisé du kWh. Les coûts à l'année T (horizon de la planification) sont considérés égaux à la valeur résiduelle des capitaux, en valeur absolue.

On peut facilement montrer que le bénéfice net est positif si la capacité à payer est plus grande que le coût économique actualisé du kWh. Ainsi, utiliser le coût actualisé du kWh comme critère de viabilité économique d'un projet évite de spécifier la capacité à payer. Par conséquent, une valeur seuil est requise pour juger de la viabilité économique d'un projet.

Graphique 18. Consommation spécifique des ménages (kWh/mois)

PAYS	Service 24h	Service 10h	Service 5h
Burkina Faso	29,1	13,8	10,6
Cameroun	25,6	13,6	11,9
Mali	32,8	15	11,2
Niger	26,5	12,1	9,9

Graphique 19. Capacité à payer des ménages (FCFA/mois)

PAYS	Service 24h	Service 10h	Service 5h
Burkina Faso	114,4	240,3	314,1
Cameroun	111,4	209,2	240,2
Mali	95,5	209,3	279,3
Niger	102,9	225,9	276,1

3.5 Conclusion : IMPROVES-RE, entre le micro et le macro, l'échelle meso

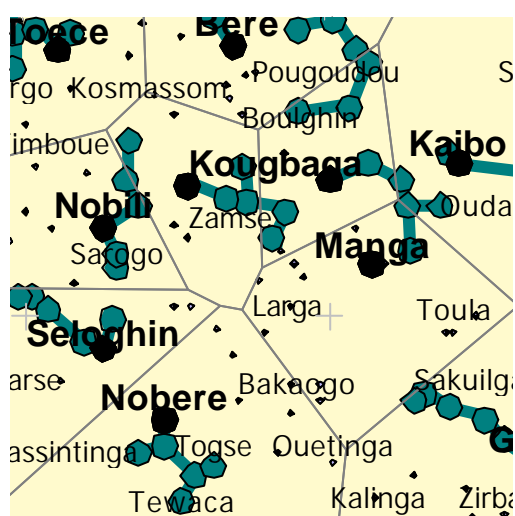
Au carrefour entre ces deux modélisations gravitaires et électriques, le modèle alternatif de planification de l'électrification rurale proposé dans le cadre du programme IMPROVES-RE, tente d'articuler une nécessité d'optimisation technico-économique du système électrique, sous-tendue par des impératifs de viabilité, avec un objectif de développement économique et social au niveau local.

3.5.1 Zones d'influence et clusters électriques, objets différents, mais complémentaires

L'approche IMPROVES-RE induit la construction selon deux logiques différentes bien que complémentaires, de deux objets géographiques, les zones d'influence et les clusters électriques :

- Les deux objets sont construits à partir d'un pôle de développement local ;
- Les zones d'influence définissent les limites de l'hinterland d'un pôle local, et permettent ainsi d'évaluer l'impact économique et social induit par l'électrification de ce pôle, en comptabilisant également les effets indirects de cette électrification sur les populations de son hinterland, également bénéficiaires des services et opportunités économiques accessibles à l'échelle du pôle ;
- Les clusters électriques représentent les localités dont l'électrification doit être envisagée en association, afin d'optimiser le coût actualisé du kWh. Construit indépendamment des zones d'influences ci-dessus, un cluster électrique peut ainsi se retrouver à cheval entre plusieurs zones d'influence, peut relier deux pôles voisins ou non, ou un pôle et une localité d'un hinterland différent, autoriser l'électrification en grappe d'une localité appartenant à un hinterland alors que le pôle ne peut être électrifié qu'en système isolé, etc.

Graphique 20. Clusters électriques et zones d'influence : différents cas de figures



On comprend à travers ces deux objets géographiques que la logique d'optimisation électrique peut dans certains cas "violer" les frontières administratives et même socio-économiques à l'échelle d'un territoire, dépasser la logique "villages" et donner une crédibilité à une **échelle meso**, entre le local et le national. Ceci pourra conduire à des logiques d'intégration locale telle que des associations communales ou intercommunales, pour la maîtrise d'ouvrage de projets commun d'électrification rurale à moindre coût.

3.5.2 Un effet supplémentaire du choix optimal des pôles de développement

Construits selon une logique de minimisation des coûts, les modèles de planification électrique démontrent que le choix des localités de départ est déterminant pour le développement du système électrique dans son

ensemble. Des mauvais choix au départ peuvent engendrer des investissements tels que des niveaux de subventions élevés soient nécessaires pour assurer l'accès au service électrique et la viabilité du système dans son ensemble.

De plus, l'amélioration de l'accès du plus grand nombre à un service électrique marchand suppose différents mécanismes de "solidarité" qui doivent intervenir à la fois au sein d'une même localité (entre les clients solvables et les clients à faible revenus), et entre une localité à fort potentiel et une localité voisine dont le principe d'électrification isolée n'est pas envisageable.

Ainsi, au-delà des bénéfices indirects comptabilisés dans l'hinterland, ces solidarités intra et inter-localités militent aussi en faveur d'un choix raisonné des localités à électrifier au départ. Celles-ci doivent à la fois faire preuve d'une demande solvable suffisamment élevée pour opérer une péréquation interne, et par ailleurs autoriser l'électrification plus rapide de localités dont l'électrification isolée est exclue par une analyse bénéfices-coûts.

Autrement dit, les pôles de très faible demande relative (typiquement ceux qui seraient définis de façon fantaisiste) peuvent conduire au blocage du système électrique. D'où la nécessité supplémentaire d'une démarche rigoureuse et responsable pour leur choix.

3.5.3 Le cas des localités isolées des clusters électriques : argumentation en faveur de la pré-électrification

A l'inverse du modèle gravitaire d'attraction socioéconomique qui est *incluant* (toutes les localités sont nécessairement à des degrés différents, dans un ou plusieurs hinterlands), le modèle de planification électrique peut être *excluant*. En effet, les localités qui ne sont pas des pôles de développement et qui n'appartiennent à aucun cluster électrique à l'horizon de la planification peuvent se retrouver dans une situation difficile, en ce qui concerne l'accès effectif aux services de base et aux opportunités économiques. D'autant plus, lorsque le potentiel U_j qui les caractérise, défini au paragraphe 3.3.3 et

donné par la formule $U_j = \sum_k I_k / d_{kj}^2$, sera relativement peu élevé.

A titre de rappel, ce potentiel U_j exprime la qualité au point j de l'accessibilité aux infrastructures et services, ainsi qu'aux opportunités économiques (marchés, emplois, etc.), et peut être calculé en tout point, avec une valeur théorique infinie au niveau des pôles.

Ce potentiel servira donc de justification aux projets de pré-électrification dans ce type de localité : force motrice pour les activités productive et énergie moderne de type solaire photovoltaïque pour les infrastructures communautaires (écoles, centres de santé). Ces projets de pré-électrification seront étudiés au cas par cas.

4. APPLICATIONS DU MODELE IMPROVES-RE DANS LES ZONES PILOTES

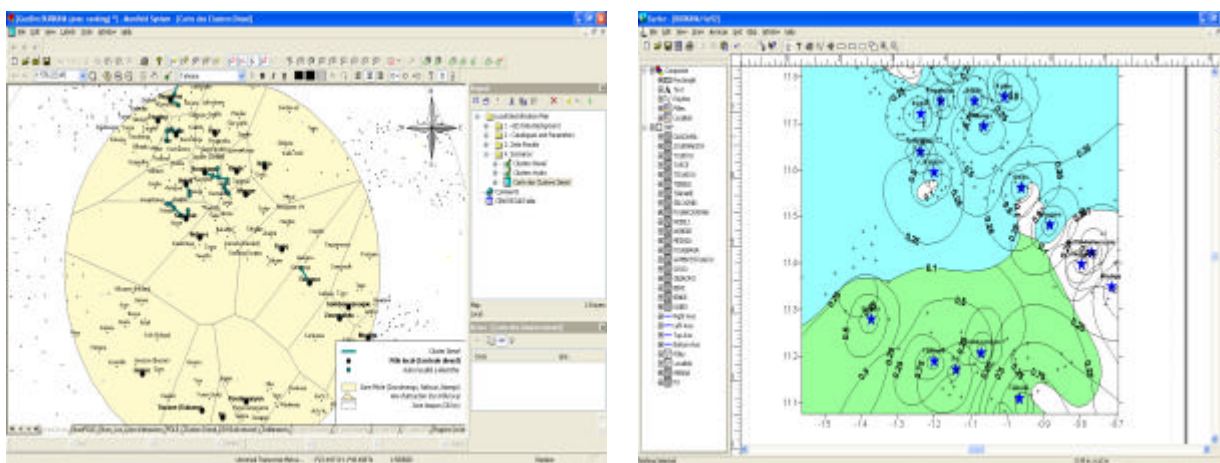
4.1 L'application GEOSIM© : plate-forme de simulation basée sur les SIG

La dimension géométrique qui caractérise les deux principales composantes du modèle de planification IMPROVES-RE invite fortement à l'utilisation d'un Système d'Information Géographique (SIG) pour effectuer les différentes analyses.

L'analyse des potentiels et le calcul des probabilités de Huff ont été réalisés sous le SIG Manifold© grâce au développement de scripts basés sur des requêtes SQL, conformément aux formules présentées dans les chapitres précédents. L'analyse des courbes de niveau décrites par les lignes d'égalité de probabilité a par la suite été traitée sous le logiciel cartographique SURFER©.

Enfin, les simulations électriques, technico-économiques, alimentées par les résultats du premier module, ont été réalisées grâce à la conception et au développement d'un simulateur pour le module de planification électrique basés sur les différents algorithmes présentés dans les chapitres précédents. Le simulateur a été construit à partir de la plate-forme GEOSIM©, propriété de IED.

Graphique 21. Fenêtres Surfer© et GEOSIM©



4.2 Présentation des zones pilotes

4.2.1 Critères de choix : rappel des recommandations de Bamako

Placé sous la responsabilité souveraine de chaque pays, le choix des zones pilotes devait néanmoins obéir à un minimum de critères pour satisfaire aux objectifs du projet IMPROVES-RE. Il s'agissait au minimum :

- (i) De l'intérêt porté par les acteurs locaux pour une telle démarche,
- (ii) Du potentiel des énergies renouvelables dans la zone,
- (iii) Des perspectives de montage d'un projet d'électrification rurale à fort potentiel dans la région
- (iv) De la disponibilité des données nécessaires aux différentes analyses.
- (v) De la taille démographique du territoire envisagé : au moins 200 000 habitants.

L'identification de cette zone devait intervenir à l'issue du premier semestre du programme, et l'atelier de Bamako a été l'occasion de lancer un brainstorming avec les partenaires institutionnels pour guider leur choix. Les quatre principes suivants ont ainsi été arrêtés :

- **But** : la zone pilote doit permettre de tester l'approche de planification intégrée pour un impact social maximal de l'électrification (1) en prenant en compte les indicateurs IPD, (2) en identifiant et en prenant en compte la réalité des pôles de développement, (3) en intégrant une approche multi-acteurs,

- **Exigences pratiques :** la zone pilote doit avoir une dimension pratique et opérationnelle mesurables, à travers (1) son accessibilité physique (distance, routes praticables), (2) le consentement des décideurs politiques, (3) la motivation des autorités locales, (4) l'existence d'une plate-forme multisectorielle active ou d'une structure équivalente,
- **Considérations pratiques :** la zone pilote (1) doit être en adéquation avec le découpage administratif du pays (province, département, district, région, etc.), (2) ne doit pas déjà faire l'objet d'études sur l'électrification rurale, (3) ne doit pas faire l'objet de fortes sensibilités politiques / sociales,
- **Considérations socioéconomiques :** le choix de la zone pilote devra s'appuyer sur des critères socioéconomiques tels que l'incidence de pauvreté en terme d'IDH, (2) les perspectives pour le développement durable, (3) le potentiel économique, (4) une structure démographique représentative, (5) la présence d'organisations sociales et/ou communautaires (ONG, associations, coopératives), (6) le potentiel d'investissements énergétiques, (7) l'existence d'investisseurs intéressés, (8) les technologies énergétiques envisagées (ou priorisées), (9) le taux de pénétration / d'électrification escompté,
- **Synergies :** la zone pilote devra permettre des synergies (1) avec d'autres projets de développement, (2) avec d'autres stratégies sectorielles (zones prioritaires), (3) avec des stratégies de développement local (exode, croissance économique,...).

Par ailleurs, les débats à Bamako ont permis d'aborder d'autres sujets pratiques, lié au choix des zones pilotes :

- La question d'une dimension comparative transversale : faut-il envisager des zones pilotes similaires dans les 4 pays ou doit on au contraire accentuer les différences ? A titre d'exemple, le Cameroun offre sur un plan technologique et du fait d'un écosystème équatorial spécifique, un potentiel spécifique de développement de la petite hydroélectricité, qui oriente à priori le choix de la zone pilote dans la partie sud de son territoire.
- Le risque de créer des attentes non satisfaites dans la zone pilote, du fait que le programme IMPROVES-RE ne prévoit pas d'investissements physiques. Le choix de la zone pilote doit se faire dans la perspective d'investissements effectifs dans le cadre de financement nationaux et/ou internationaux. La perspective de l'Initiative Energie de l'Union Européenne est une opportunité de co-financement.
- La nécessité pour l'équipe de projet de respecter un juste équilibre entre la démarche théorique (élaboration du modèle de planification technico-économique) et le travail de terrain (en particulier, la mise en place de mécanismes de coordination à l'échelle nationale et régionale, et élaboration des plans locaux d'électrification rurale dans les quatre pays).

4.2.2 Zones pilotes retenues dans les quatre pays

Sur la base des différentes orientations ci-dessus, les zones pilotes choisies dans les quatre pays sont présentées ci-après:

Au BURKINA FASO, la zone pilote est située à cheval sur les Provinces du BAZEGA, du NAHOURI et du ZOUNDWEOGO, dans la Région du CENTRE-SUD. Elle regroupe 350.780 habitants réparties dans 230 localités dont seulement deux électrifiées : MANGA et PO. La distribution démographique est donnée ci-après :

Population totale	Distribution démographique des 228 localités non électrifiées	
350.780	0 à 300 habitants	7,5%
Nombre de localités 230	300 à 2000	77,2%
	2000 à 5000 habitants	14%
	Plus de 5000 habitants	1,3%

Au CAMEROUN, la zone pilote sélectionnée est située dans un périmètre couvert par le Projet de Développement Rural Participatif "RUMPI", cofinancé par la Banque Africaine de Développement et le Gouvernement camerounais. La zone pilote est située dans la Province du Sud-Ouest, à une centaine de km de Douala, et plus précisément dans les Département du FAKO, de la MEME et du NDIAN. Elle regroupe 352.214 habitants, répartis dans 138 localités. La zone regorge de sites hydroélectriques, notamment des sites à réhabiliter. Elle offre un potentiel de synergies avec le projet RUMPI. La distribution démographique est donnée ci-après :

Population totale	Distribution démographique des 110 localités non électrifiées	
352.214	0 à 300 habitants	35,5%
Nombre de localités	300 à 2000	43,6%
138	2000 à 5000 habitants	17,3%
	Plus de 5000 habitants	3,6%

Au MALI, c'est une partie du "Cercle" de DIOILA dans la zone cotonnière. La zone pilote comprend deux localités du PRODER (Programme Décennal d'Electrification Rurale de l'AMADER) non encore étudiée (WACORO, MABAN). Elle regroupe 193.000 habitants dans 198 localités, dont une seule électrifiée (DIOILA, le chef-lieu du Cercle). La ville de DIOILA est située à environ 150 km de BAMAKO, dont 100 km sur une voie bitumée. Le périmètre est exempt de toute étude d'électrification rurale.

La distribution démographique est donnée ci-dessous :

Population totale	Distribution démographique des 197 localités non électrifiées	
193.000	0 à 300 habitants	11,7%
Nombre de localités	300 à 2000	82,2%
198	2000 à 5000 habitants	5,1%
	Plus de 5000 habitants	1%

Au NIGER, la zone sélectionnée regroupe les Départements de ABALAK et de KEITA, dans la Région de TAHOUA. Elle concerne 315.586 habitants, répartis dans 311 localités, dont 8 électrifiées (ABALAK, BARZANGA, IBOHAMANE, KEITA, LABA TCHEDIA, TABALAK, TAMASKE, ZANGARATA). La distribution démographique est présentée ci-après.

Population totale	Distribution démographique des 303 localités non électrifiées	
315.586	0 à 300 habitants	29,9%
Nombre de localités	300 à 2000	63,2%
311	2000 à 5000 habitants	6%
	Plus de 5000 habitants	0,9%

4.3 Synthèse des résultats au Burkina Faso

4.3.1 Sélection et classification des pôles de développement

Une étude socioéconomique a été menée à l'échelle de la zone pilote au Burkina Faso, avec comme objectif l'analyse fine des infrastructures de santé et d'éducation, et des dynamiques économiques locales entre les pôles de développement et leurs hinterlands²¹. Cette étude a fortement associé les acteurs locaux (collectivités locales, autorités administratives déconcentrées, acteurs économiques, ONG, etc.) et a permis dans le cas du Burkina Faso, de sélectionner 21 pôles de développement.

Ces pôles locaux ont été classés conformément à leurs potentiels d'impact économique et social, déterminés à partir du modèle de Huff développé au paragraphe 3.3.3 ci-dessus. La classification obtenue, basée sur la population potentiellement bénéficiaire des résultats et effets d'un programme d'électrification du pôle (POPCouv) et faisant l'hypothèse, uniquement pour ces pôles, d'une attractivité proportionnelle à la taille de la population, est donnée par le tableau suivant :

Graphique 22. Classification retenue dans la zone pilote au Burkina Faso

CODEPOLE	NOMPOLE	POPPOLE	STATELEC	POPCouv	CLASSEMENT
BKF7839	Manga	17630	1	70279,16	1
BKF7826	Pô	21538	1	35857,99	2
BKF4004	Tiébélé	16713	0	24499,9	3
BKF7790	Nobili	3144	0	20369,65	4
BKF7698	Gogo	4610	0	19356,76	5
BKF675	Toécé	2870	0	18913,17	6
BKF7658	Béré	3064	0	18690,64	7
BKF7679	Bindé	2817	0	18676,23	8
BKF7789	Nobéré	4190	0	18632,64	9
BKF7681	Kaibo	2653	0	14872,39	10
BKF676	Toudou	1790	0	11732,45	11
BKF3952	Pounkounyan	2588	0	10434,89	12
BKF7724	Gomboussougou	3245	0	10292,51	13
BKF7753	Kougouba	1489	0	9785,42	14
BKF3957	Tiakané	2128	0	9272,467	15
BKF7742	Zourmakita	2506	0	8503,969	16
BKF648	Dagouma	1770	0	7999,157	17
BKF7710	Tiougou	2960	0	7604,939	18
BKF7731	Mediga	4191	0	7599,138	19
BKF7795	Séloghin	720	0	4853,163	20
BKF3923	Gniaro	1614	0	2515,353	21

Les résultats obtenus permettent de faire les constats suivants :

- En plus des 10 unités administratives recensées dans la zone pilote (Pô, Manga, Tiébélé, Gogo, Nobéré, Gomboussougou, Béré, Toécé, Bindé, Gniaro), 11 autres localités sont également retenues ;
- Parmi ces localités, Nobili et Kaibo se retrouvent mieux classées que certaines unités administratives ;
- Bien qu'ayant retenu le critère de la population pour effectuer le premier classement entre les pôles, certains pôles ont un meilleur classement relatif, du fait de leur position géographique. C'est notamment le cas de Manga, mieux positionné que Pô dans le classement final, et pourtant moins peuplé.

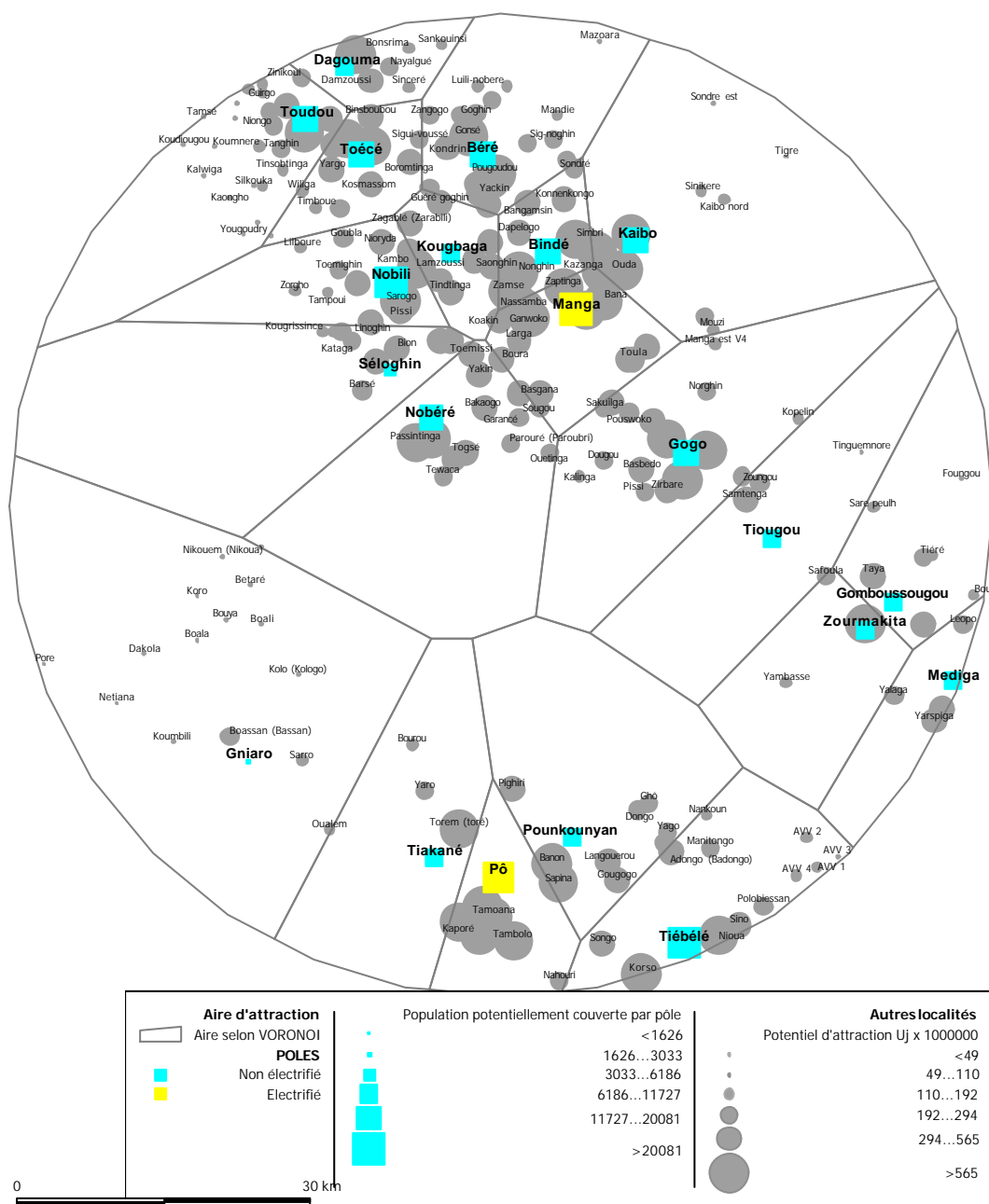
²¹ Les termes de références de cette étude, ainsi que les supports de collecte des données sont disponibles en annexe.

Seuls, les critères administratifs ou de taille de population, généralement utilisés pour la classification des localités, n'auraient pas permis d'aboutir à ce résultat. D'où la plus-value apportée par la démarche IMPROVES-RE.

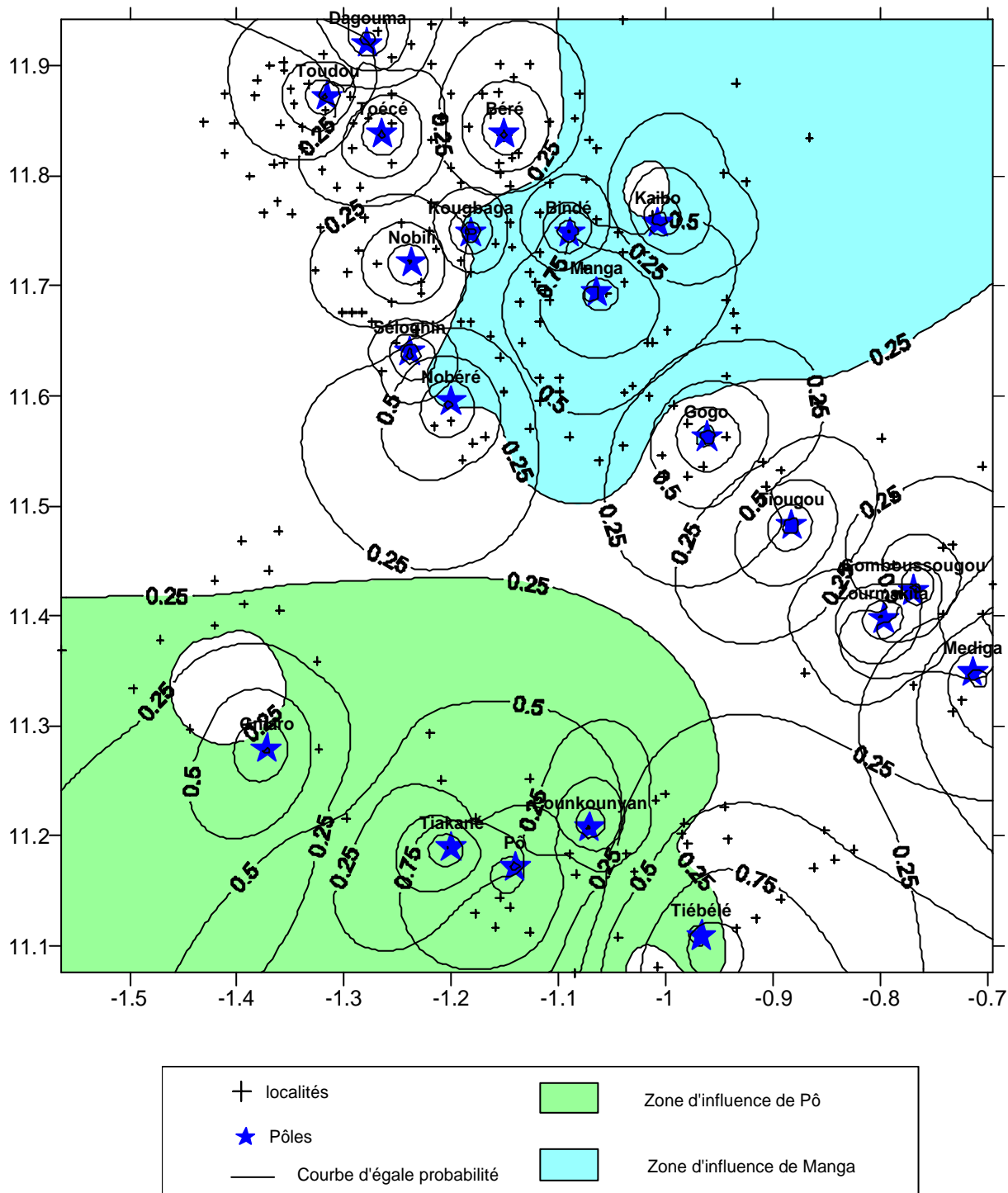
Le Graphique 24 présente les limites des hinterlands de chaque pôles sélectionnés, affectées de leurs probabilités théoriques. Le graphique indique également que plusieurs localités comme Nikouem, Koro, Kana, Bétaré, Kalwiga, Kaongo, etc. se retrouvent dans un quasi "no man's land", avec moins de 25% d'attraction quel que soit le pôle. Avec des potentiels d'attractions relativement faibles, ces localités témoignent probablement d'une difficulté relativement plus importante pour leurs habitants d'accéder aux services de base et aux opportunités économiques locales, comme l'indique le Graphique 23.

De telles localités pourraient davantage justifier des actions isolées d'électrification rurale, notamment par kits photovoltaïques et forces motrices, ainsi que d'investissements socio-économiques spécifiques.

Graphique 23. Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote Burkina Faso



Graphique 24. Limites des hinterlands dans la zone pilote au Burkina Faso



4.3.2 Planification électrique

Approvisionnement diesel

Afin de tenir compte des éventuelles opportunités de raccordement à la frontière de la zone pilote, une zone tampon de 30 km (BUFFERZONE) a été créée à la périphérie. Il s'agit de saisir les opportunités d'optimisation du coût du kWh en raccordant des localités à la limite de la zone d'étude.

La zone ainsi élargie regroupe environ 1.049.810 habitants (dont 350.780 pour la zone pilote) et comprend 692 localités, dont 230 dans la zone pilote (STUDYZONE).

La compilation du module diesel permet de construire 21 projets d'électrification à l'échelle des pôles de développement qui concernent directement 102.270 habitants (dont 96.532 dans la zone pilote) et 48 localités, dont 43 dans la zone pilote.

Les projets électriques identifiés sont constitués de :

- 9 clusters électriques centrés autour des pôles Dagouma (8 localités), Toece (5), Kaibo (2), Kougbaga (8), Nobili (3), Seloghin (6), Tiougou (2), Zourmakita (2), Béré (2).
- 10 projets diesel isolés à l'échelle des pôles restants.

Les localités de Manga et Pô, d'ores et déjà électrifiées n'ont pas été étudiées²².

Les coûts actualisés du kWh obtenus varient de 381 FCFA à 515 FCFA, largement au dessus de la capacité à payer des ménages, donnée par l'analyse de la demande.

Graphique 25. Coûts actualisés du kWh au Burkina Faso – option diesel

Region	Code	NAME_OK	Population	Cluster	Isolated Diesel Cost (FCFA/kWh)	Diesel Cluster Cost (FCFA/kWh)
STUDYZONE	BKF7698	Gogo	4610	3	381,02	381,02
STUDYZONE	BKF4004	Tiebele	16710	1	383,48	383,48
STUDYZONE	BKF7731	Mediga	4190	17	399,50	399,50
STUDYZONE	BKF7789	Nobere	4190	7	399,50	399,50
STUDYZONE	BKF675	Toece	2870	4	437,44	401,69
STUDYZONE	BKF7681	Kaibo	2650	8	442,34	403,92
STUDYZONE	BKF7790	Nobili	3140	2	452,37	412,19
STUDYZONE	BKF7795	Seloghin	720	18	627,67	416,30
STUDYZONE	BKF7710	Tiougou	2960	16	432,81	421,21
STUDYZONE	BKF648	Dagouma	1770	15	491,21	422,33
STUDYZONE	BKF7753	Kougbaga	1490	12	532,79	431,91
STUDYZONE	BKF7742	Zourmakita	2510	14	445,63	433,07
STUDYZONE	BKF7679	Binde	2820	6	438,51	438,51
STUDYZONE	BKF3952	Pounkounyan	2590	10	443,71	443,71
STUDYZONE	BKF7724	Gomboussougou	3240	11	449,77	449,77
STUDYZONE	BKF7658	Bere	3060	5	454,23	453,94
STUDYZONE	BKF3957	Tiacane (Tiakane)	2130	13	456,25	456,25
STUDYZONE	BKF676	Toudou	1790	9	490,47	490,47
STUDYZONE	BKF3923	Gniaro	1610	19	515,26	515,26

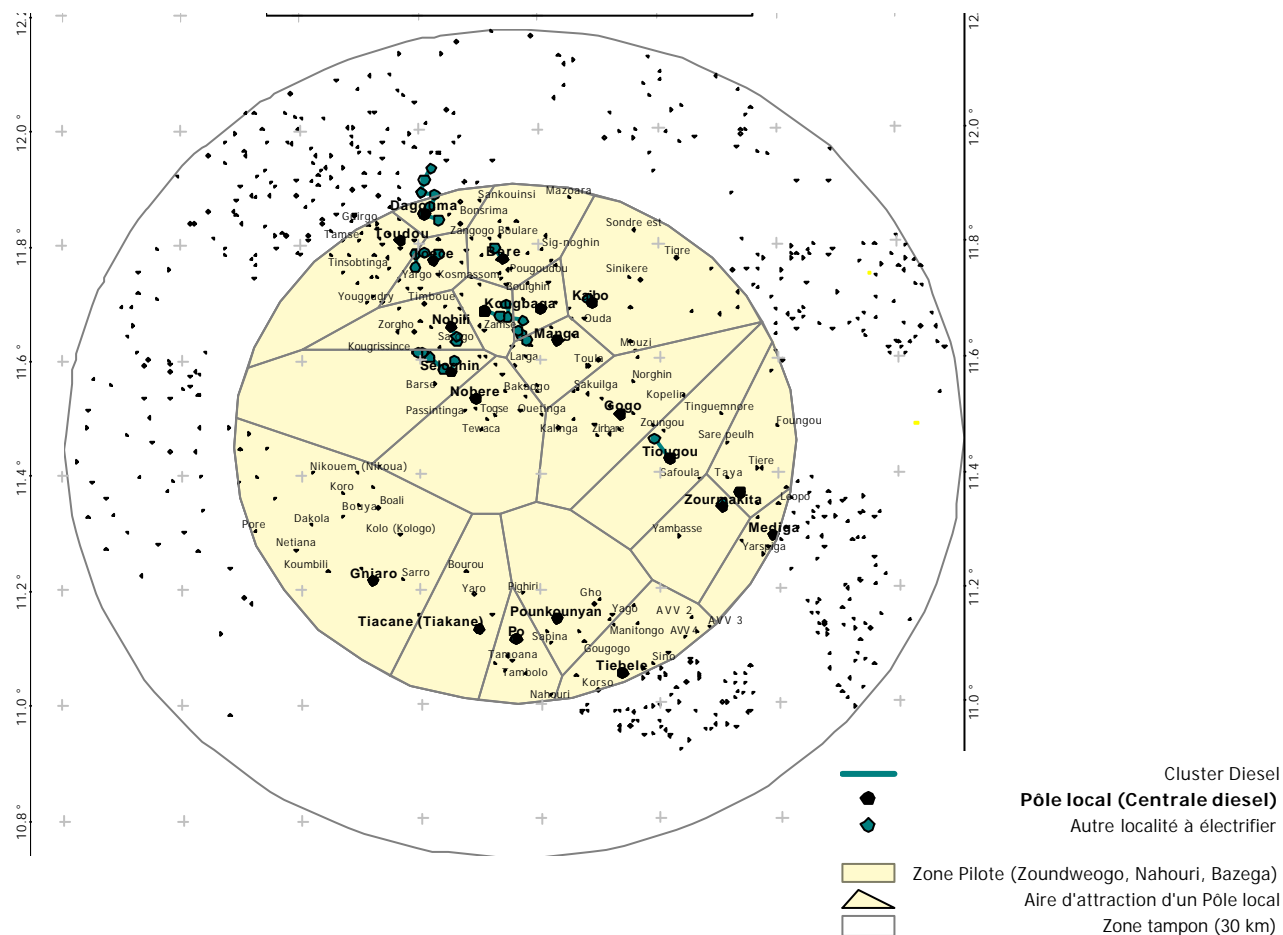
Le budget d'investissement pour la réalisation des 19 projets est estimé à **2.852.133.121 FCFA, dont 1.847.557.875 FCFA pour les neuf clusters**, conformément au détail présenté dans le Graphique 26. Les rapports économiques et financiers sont disponibles en annexe.

²² Une simulation a néanmoins été faite pour étudier les possibilités de raccordement dans le voisinage de Manga et Pô. Aucune opportunité n'a été identifiée.

Graphique 26. Coûts d'investissement au Burkina Faso : options diesel

Settlement	NAME_OK	TotalPop0	Year	InvestTOTAL (FCFA)
BKF4004	Tiebele	16710	1	302 730 836
BKF7790	Nobili	7620	1	199 108 542
BKF7698	Gogo	4610	1	101 604 513
BKF675	Toece	9020	1	267 585 429
BKF7658	Bere	3980	1	119 281 268
BKF7679	Binde	2820	1	73 536 784
BKF7789	Nobere	4190	1	102 105 906
BKF7681	Kaibo	4990	1	131 887 226
BKF676	Toudou	1790	1	57 855 004
BKF3952	Pounkounyan	2590	1	70 131 971
BKF7724	Gomboussougou	3240	1	83 074 671
BKF7753	Kougbaga	8560	1	310 526 594
BKF3957	Tiacane (Tiakane)	2130	1	63 224 478
BKF7742	Zourmakita	3480	1	94 126 254
BKF648	Dagouma	9410	1	337 073 434
BKF7710	Tiougou	4950	1	161 111 431
BKF7731	Mediga	4190	1	102 105 906
BKF7795	Seloghin	6380	1	226 857 698
BKF3923	Gniaro	1610	1	48 205 176

Graphique 27. Clusters diesel dans la zone pilote au Burkina Faso



4.4 Synthèse des résultats au Cameroun

4.4.1 Sélection et classification des pôles de développement

Une étude socioéconomique a été menée à l'échelle de la zone pilote au Cameroun, avec comme objectif l'analyse fine des infrastructures de santé et d'éducation, et des dynamiques économiques locales entre les pôles de développement et leurs hinterlands²³. Cette étude a fortement associé les acteurs locaux (collectivités locales, autorités administratives déconcentrées, acteurs économiques, ONG, etc.) et a permis dans le cas du Cameroun, de sélectionner 12 pôles de développement.

Ces pôles locaux ont été classés conformément à leurs potentiels d'impact économique et social, déterminés à partir du modèle de Huff développé au paragraphe 3.3.3 ci-dessus. La classification obtenue, basée sur la population potentiellement bénéficiaire des résultats et effets d'un programme d'électrification du pôle (POPCouv) et faisant l'hypothèse, uniquement pour ces pôles, d'une attractivité proportionnelle à la taille de la population, est donnée par le Graphique 28 ci-après.

Parmi les pôles retenus, les localités de BAROMBI KANG, KUMBA TOWN, MUYUKA, KOMBONE MISSION et EKONDO-TITI sont d'ores et déjà électrifiées²⁴.

Graphique 28. Classification retenue dans la zone pilote au Cameroun

CODEPOLE	NOMPOLE	POPPOLE	POPCouv	Classement
LOC14069	KUMBA TOWN	105432	223139	1
LOC14065	BAROMBI KANG	3994	88065	2
LOC13461	MUYUKA	19570	59114	3
LOC14014	MBONGE MAROMBA	6869	27936	4
LOC13994	KOMBONE MISSION	4131	24305	5
LOC14126	EKONDO TITI	7412	23527	6
LOC13999	KOTTO BAROMBI	4667	18641	7
LOC13442	BAFIA	4774	17533	8
LOC14108	BAFAKA	5135	14097	9
LOC13995	KOMBONE TOWN	2169	12916	10
LOC13972	BIG MASAKA	1264	5347	11
LOC13963	BANGA BAKUNDU	284	3295	12

On constate que la localité de BAROMBI KANG se retrouve seconde dans le classement, boostée par la proximité avec la ville de KUMBA, par ailleurs largement la plus influente de la zone pilote.

MBONGE MAROMBA, chef-lieu de commune, apparaît comme une priorité d'électrification.

Bien que la zone semble théoriquement bien couverte par les différents pôles de développement comme l'indique le Graphique 30, notamment du fait du poids de la ville de KUMBA, les difficultés de déplacement constatées sur le terrain font que plusieurs localités se retrouvent en pratique dans un quasi "no man's land", avec moins de 25% d'attraction des pôles les plus proches, témoignant fort

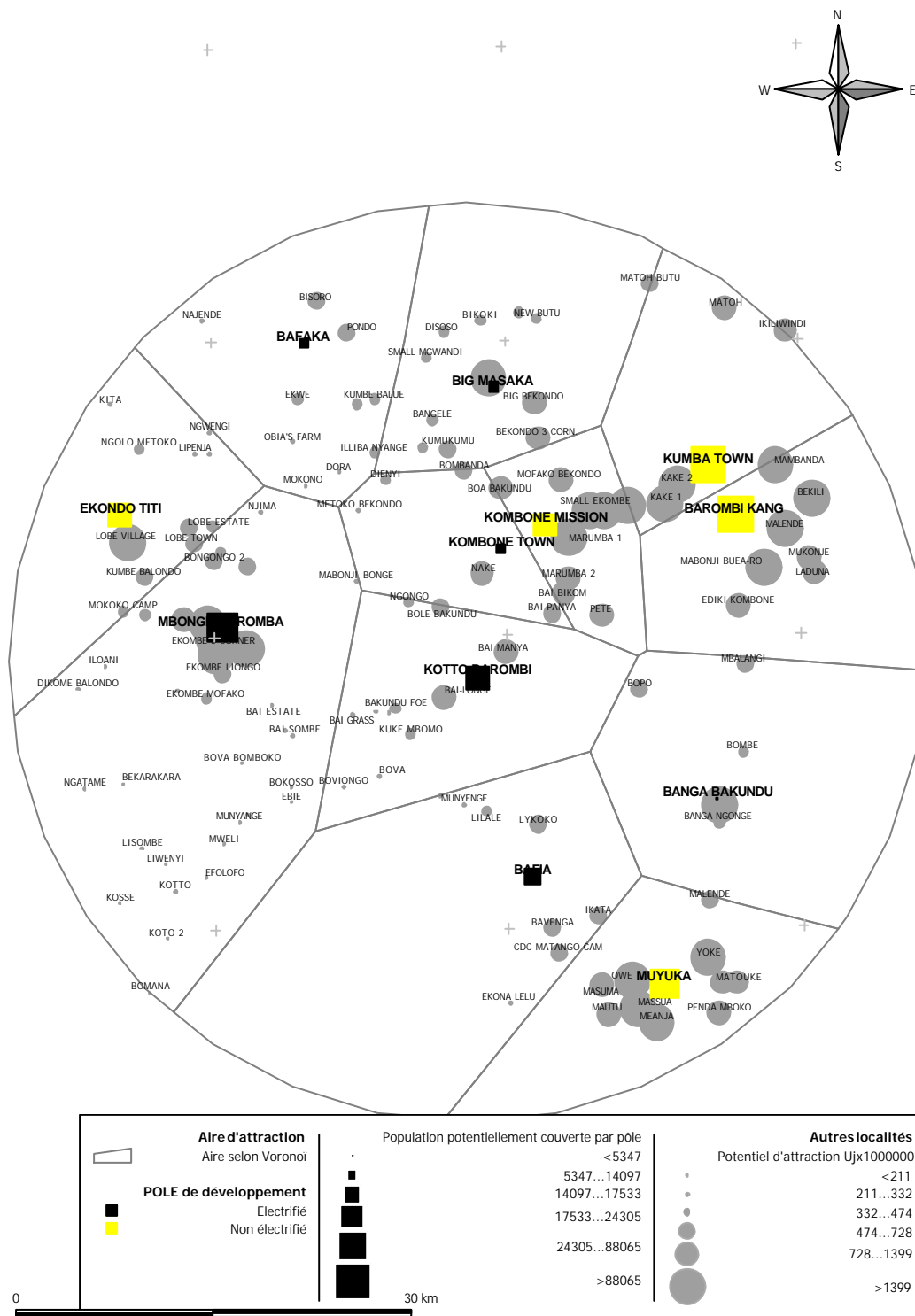
²³ Les termes de références de cette étude, ainsi que les supports de collecte des données sont disponibles en annexe.

²⁴ Ekondo-Titi étant électrifiée par un groupe diesel, une simulation réalisée par ailleurs n'a pas révélé d'opportunités de raccordement à partir de ce pôle.

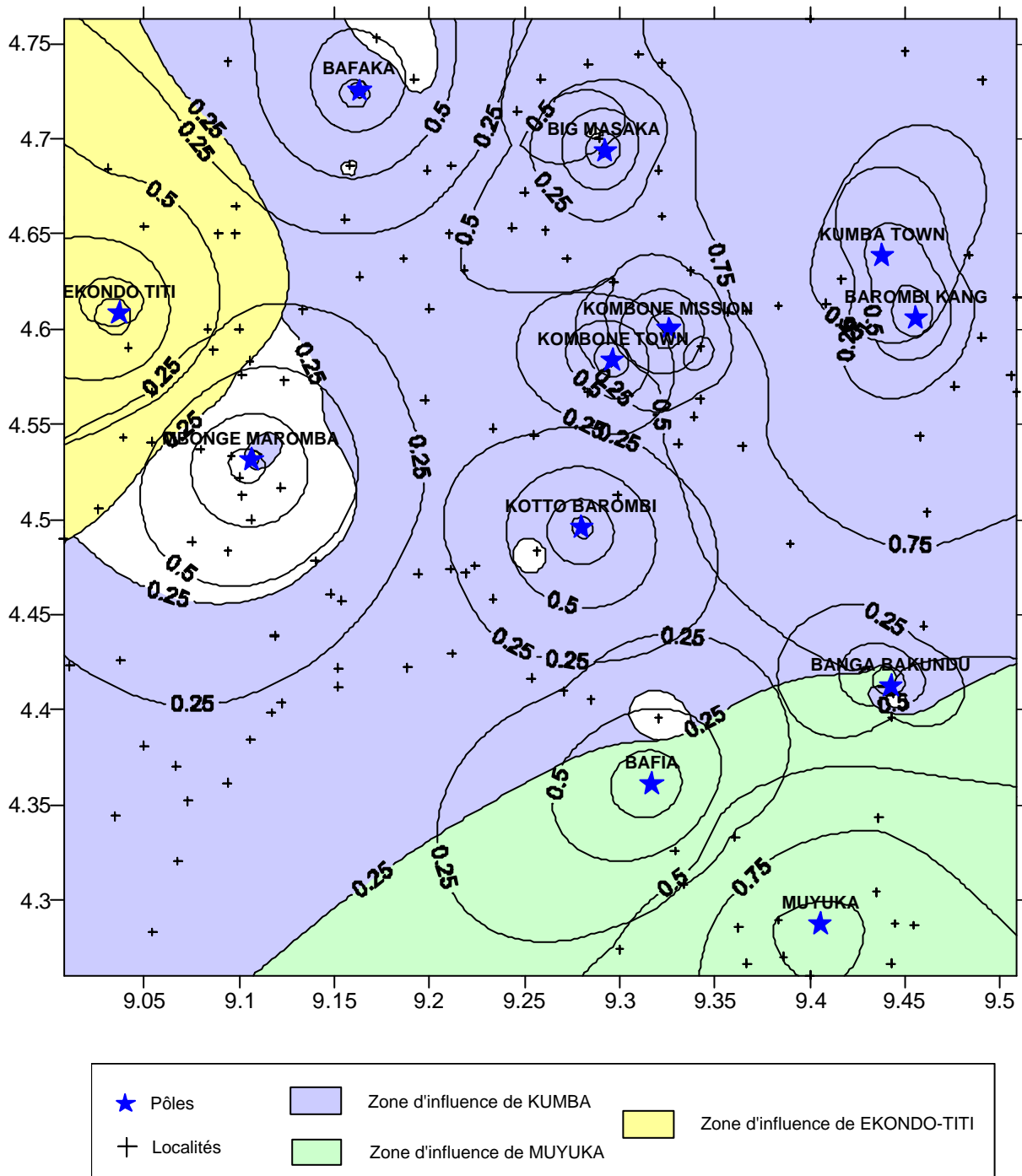
probablement de contraintes relativement plus importantes que doivent surmonter leurs habitants pour accéder aux services de base et aux opportunités économiques locales. Il s'agit notamment de localités situées au Sud-Est de MBONGE MAROMBA pour lesquels les potentiels d'attractions sont relativement peu élevés (Graphique 30).

Ce constat milite en faveur du développement de projets d'électrification décentralisés, avec en prime la possibilité pour de telles localités de bénéficier d'actions isolées d'électrification rurale, notamment par kits photovoltaïques et force motrice, ainsi que d'investissements socio-économiques spécifiques.

Graphique 29. Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Cameroun



Graphique 30. Limites des hinterlands dans la zone pilote au Cameroun



4.4.2 Planification électrique

Option d'approvisionnement diesel

Afin de tenir compte des éventuelles possibilités de raccordement électrique à la frontière de la zone pilote, une zone tampon de 30 km (BUFFERZONE) a été créée à la périphérie et intégrée à l'analyse. Il s'agit de saisir les éventuelles opportunités d'optimisation du coût du kWh en raccordant des localités à la limite de la zone d'étude.

La zone ainsi élargie regroupe environ 1.073.018 habitants (dont 352.214 pour la zone pilote) et comprend 568 localités, dont 138 dans la zone pilote (STUDYZONE).

La compilation du module diesel permet de construire 7 projets d'électrification à l'échelle des pôles de développement actuellement non électrifiés, avec un impact direct sur 40.930 habitants répartis dans 10 localités, toutes dans la zone pilote.

Les projets électriques identifiés sont constitués de :

- 2 clusters centrés sur les pôles KOMBONE TOWN (3) et BANGA BAKUNDU (2).
- 5 projets d'électrification des localités de MBONGE MAROMBA, KOTTO BAROMBI, BAFIA, BAFKA et BIG MASAKA.

Les coûts actualisés du kWh obtenus pour l'option diesel varient de 359 FCFA à 506 FCFA, largement au dessus de la capacité à payer des ménages donnée par l'analyse de la demande.

Graphique 31. Coûts actualisés du kWh au Cameroun – option diesel

Region	Code	NAME_OK	Population	Cluster	Isolated DieselCost (FCFA/kWh)	Diesel ClusterCost (FCFA/kWh)
STUDYZONE	LOC13977	BOLE-BAKUNDU	4450	5	0	359,36
STUDYZONE	LOC13995	KOMBONE TOWN	2170	5	416,47	359,36
STUDYZONE	LOC14021	NAKE	6390	5	0	359,36
STUDYZONE	LOC13963	BANGA BAKUNDU	280	7	761,24	365,18
STUDYZONE	LOC13965	BANGA NGONGE	4930	7	0	365,18
STUDYZONE	LOC13442	BAFIA	4770	3	378,80	378,80
STUDYZONE	LOC14014	MBONGE MAROMBA	6870	1	379,53	379,53
STUDYZONE	LOC13999	KOTTO BAROMBI	4670	2	380,64	380,64
STUDYZONE	LOC14108	BAFAKA	5140	4	387,44	387,44
STUDYZONE	LOC13972	BIG MASAKA	1260	6	506,94	506,94

Le budget d'investissement pour la réalisation des 7 projets est estimé à **1.118.679.716 FCFA**

Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de AES-Sonel

La zone pilote est drainée par un réseau MT de AES-Sonel. Au Sud-Est, une ligne triphasée 30kV qui remonte de la station de production de Limbé (80 MW, fioul lourd) et qui transite par la capitale provinciale Buéa, remonte jusqu'à Muyuka. Une bretelle pénètre dans la zone pilote à partir de Muyuka sur environ 2,5 km et rejoint la localité de Owe sur la route départementale qui mène à Bafia.

A partir de Muyuka, le réseau triphasé 30kV remonte jusqu'à Kumba en suivant la route nationale, alimentant au passage les localités de Yoké, Malende, Banga Bekele, Bombe et Barombi Kang. A Kumba, le réseau rejoint la ligne triphasée 30kV qui arrive de Tombel plus à l'Est, et repart vers l'Ouest de la zone pilote en suivant la route nationale qui rejoint Ekondo-Titi. La ligne 33kV alimente

ainsi, Kake 1, Kake 2, Small Ekombe, Ekombe 3 corner, Ekombe Bonjio et s'arrête à Kombone Mission, dernière localité électrifiée.

AES-Sonel dispose enfin d'un mini-réseau 15kV au départ de Ekondo-Titi, approvisionné par une centrale diesel, et alimentant également la localité de Lobe.

L'étude des opportunités de raccordement au réseau de AES-Sonel des projets ainsi identifiés, conformément à l'algorithme décrit au paragraphe 3.4.6 indique en première hypothèse un intérêt à raccorder l'ensemble de ces localités à ce réseau, avec des coûts actualisés du kWh variant de 116 FCFA à 243 FCFA, bien plus en accord avec la capacité à payer des usagers.

Cependant, si le Graphique 32 présente ces différents coûts actualisés du kWh, le Graphique 33 donne les coûts d'investissement requis pour les différents projets, dépendant de l'option d'approvisionnement. Ces coûts d'investissement, critère supplémentaire pour le choix des options, varient de 47,5 millions FCFA à 367,5 millions FCFA pour l'option diesel, et varient de 116 millions FCFA à 331 millions FCFA pour l'option réseau.

Graphique 32. Option réseau : coût actualisé du kWh au Cameroun

Region	Code	NAME_OK	Population	Cluster	DieselCluster Cost (FCFA/kWh)	ConnectedCluster Cost (FCFA/kWh)
STUDYZONE	LOC13977	BOLE-BAKUNDU	4450	5	359,36	121,98
STUDYZONE	LOC13995	KOMBONE TOWN	2170	5	359,36	121,98
STUDYZONE	LOC14021	NAKE	6390	5	359,36	121,98
STUDYZONE	LOC13963	BANGA BAKUNDU	280	7	365,18	115,96
STUDYZONE	LOC13965	BANGA NGONGE	4930	7	365,18	115,96
STUDYZONE	LOC13442	BAFIA	4770	3	378,80	146,11
STUDYZONE	LOC14014	MBONGE MAROMBA	6870	1	379,53	173,91
STUDYZONE	LOC13999	KOTTO BAROMBI	4670	2	380,64	153,06
STUDYZONE	LOC14108	BAFAKA	5140	4	387,44	180,65
STUDYZONE	LOC13972	BIG MASAKA	1260	6	506,94	243,02

Graphique 33. Coûts d'investissement au Cameroun : options diesel et réseau

Settlement	NAME_OK	Year	InvestTOTAL DIESEL (FCFA)	InvestTOTAL RESEAU (FCFA)	Différentiel INVEST (FCFA)
LOC14014	MBONGE MAROMBA	1	174 369 787	330 809 710	156 439 923
LOC13999	KOTTO BAROMBI	1	120 600 070	188 869 508	68 269 438
LOC13442	BAFIA	1	122 517 641	176 702 412	54 184 771
LOC14108	BAFAKA	1	129 445 285	277 228 663	147 783 378
LOC13995	KOMBONE TOWN	1	367 488 666	327 876 959	-39 611 707
LOC13972	BIG MASAKA	1	47 357 073	115 698 295	68 341 222
LOC13963	BANGA BAKUNDU	1	156 901 194	118 901 893	-37 999 301

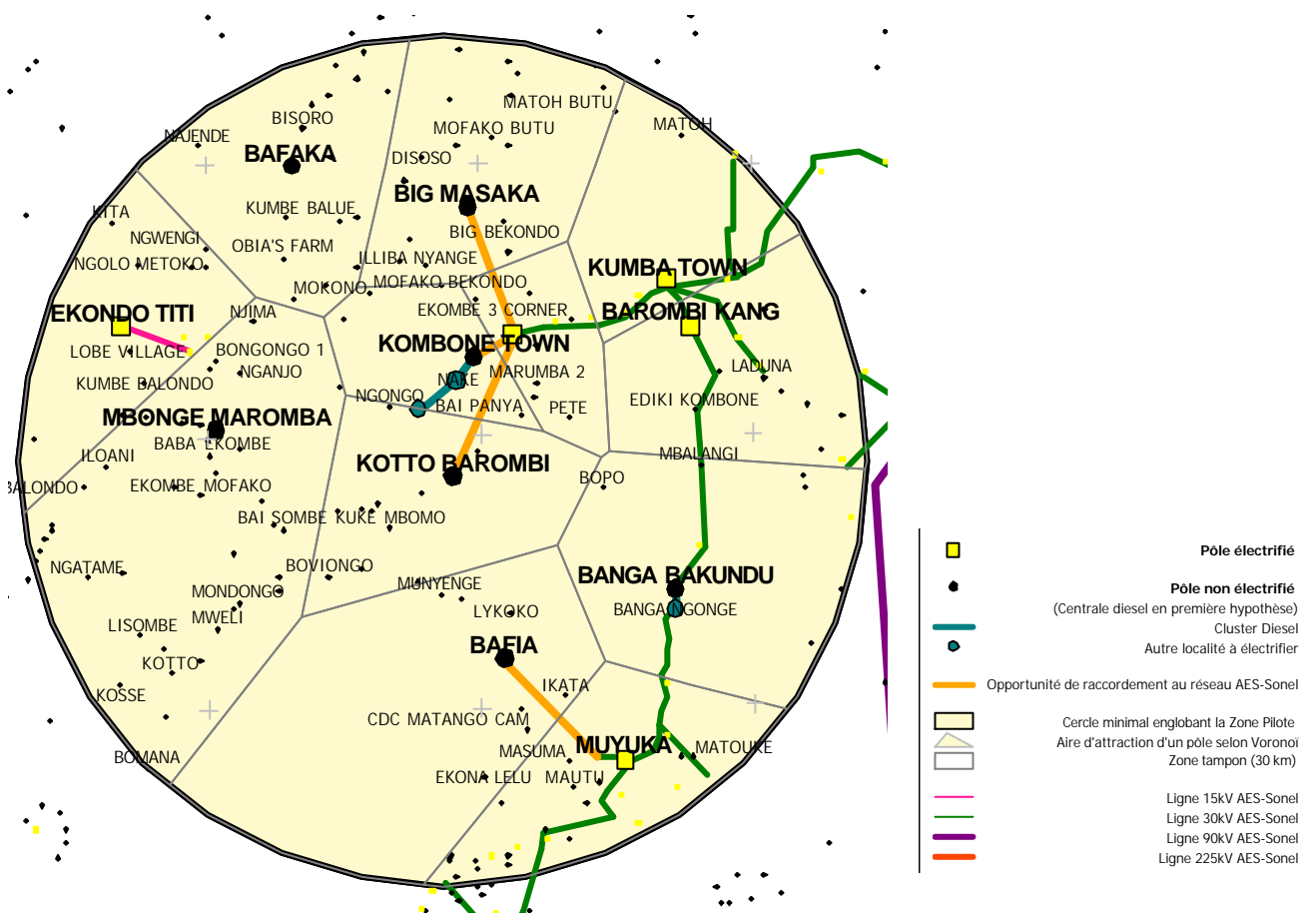
En optant pour une interconnexion au réseau de AES-Sonel, des projets comme ceux de KOMBONE TOWN et de BANGA BAKUNDU sont également plus intéressants en terme d'investissement, en plus d'une diminution conséquente du coût actualisé du kWh.

Afin de rester dans l'esprit de IMPROVES-RE, à savoir celui de projets réalistes et de tailles raisonnables, le modèle élimine les opportunités de raccordement au delà d'une distance critique à vol d'oiseau de la localité électrifiée la plus proche, fixée pour les besoins de cette simulation à 15 km. Dans ce cas, seuls les projets de raccordement des grappes centrées sur KOMBONE TOWN et BANGA BAKUNDU, et des localités de BAFIA, KOTTO BAROMBI et de BIG MASAKA seront finalement envisagés.

Le budget d'investissement pour ces cinq projet d'interconnexions est estimé à 928.048.067 FCFA. L'investissement global dans la zone pilote est alors de **1.231.864.139 FCFA**, dont 303.815.072 FCFA pour l'électrification diesel des localités de MBONGE MAROMBA et BAFKA.

Les rapports économiques et financiers détaillés concernant ces différents projets sont disponibles en annexe.

Graphique 34. Options diesel et réseau : cartographie au Cameroun



Option d'alimentation par Petites Centrales Hydroélectriques

Choix des sites à développer

Cinq sites potentiels de Petites Centrales Hydroélectriques ont été identifiées dans le périmètre de la zone pilote, ou à proximité. Il s'agit de : YOKE (2,691 MW), BEKILI (1,2 MW), BAMBÉLÉ (9 MW), FALLS 210 (5 MW), CHUTES DE BUBA (20 MW).

Les sites de "YOKE" et "BEKILI", bien que de tailles raisonnables, présentent potentiellement des difficultés institutionnelles quant à leur développement.

Il s'agit en effet de sites à réhabiliter, pour lesquelles les questions juridiques concernant la propriété et les droits d'usage ne sont pas clairement tranchées depuis la privatisation de la société nationale d'électricité AES-Sonel.



Pour IMPROVES-RE, il ne s'agit donc pas de projets à explorer dans une optique court terme.

D'autre part, les sites "BAMBELE" et "CHUTES DE BUBA" présentent deux difficultés majeures : ils sont de tailles relativement importantes en terme de budget d'investissement, et ne sont pas situés à proximité de pôles de développement local non encore électrifiés (Bambélé, située dans la zone tampon de 30 km, ne permet d'électrifier en première simulation qu'une seule localité de la zone pilote).

Il est par conséquent proposé d'approfondir l'étude du site de "FALLS 210", pour lequel un potentiel de 5 MW a été pré-identifié. Ce site est situé au cœur de trois pôles de développement non encore électrifiés, KOMBONE TOWN, BIG MASAKA et BAFAKA, à proximité d'une ligne 30kV de AES-Sonel, et offre potentiellement la possibilité de raccorder plusieurs localités de la partie Nord de la zone pilote.

Simulations pour le développement du site FALLS 210

Le potentiel de 5 MW reste cependant important face à la demande locale, et les perspectives de développement de ce projet dépendront fortement des conditions de rachat d'énergie excédentaire qui seront négociées avec AES-Sonel.

En faisant l'hypothèse d'un développement du site à 2MW seulement, le projet hydroélectrique obtenu selon l'algorithme décrit au 3.4.5 permet l'alimentation du pôle de développement BIG MASAKA, ainsi que 24 localités avoisinantes, et une injection de l'énergie excédentaire sur le réseau de AES-Sonel. Le coût du kWh (hors vente de l'énergie excédentaire à AES-Sonel) est de 326 FCFA. Le projet concerne directement 31350 habitants.

Le budget d'investissement nécessaire pour la réalisation de ce projet hydroélectrique est de **3.912.789.146 FCFA**.

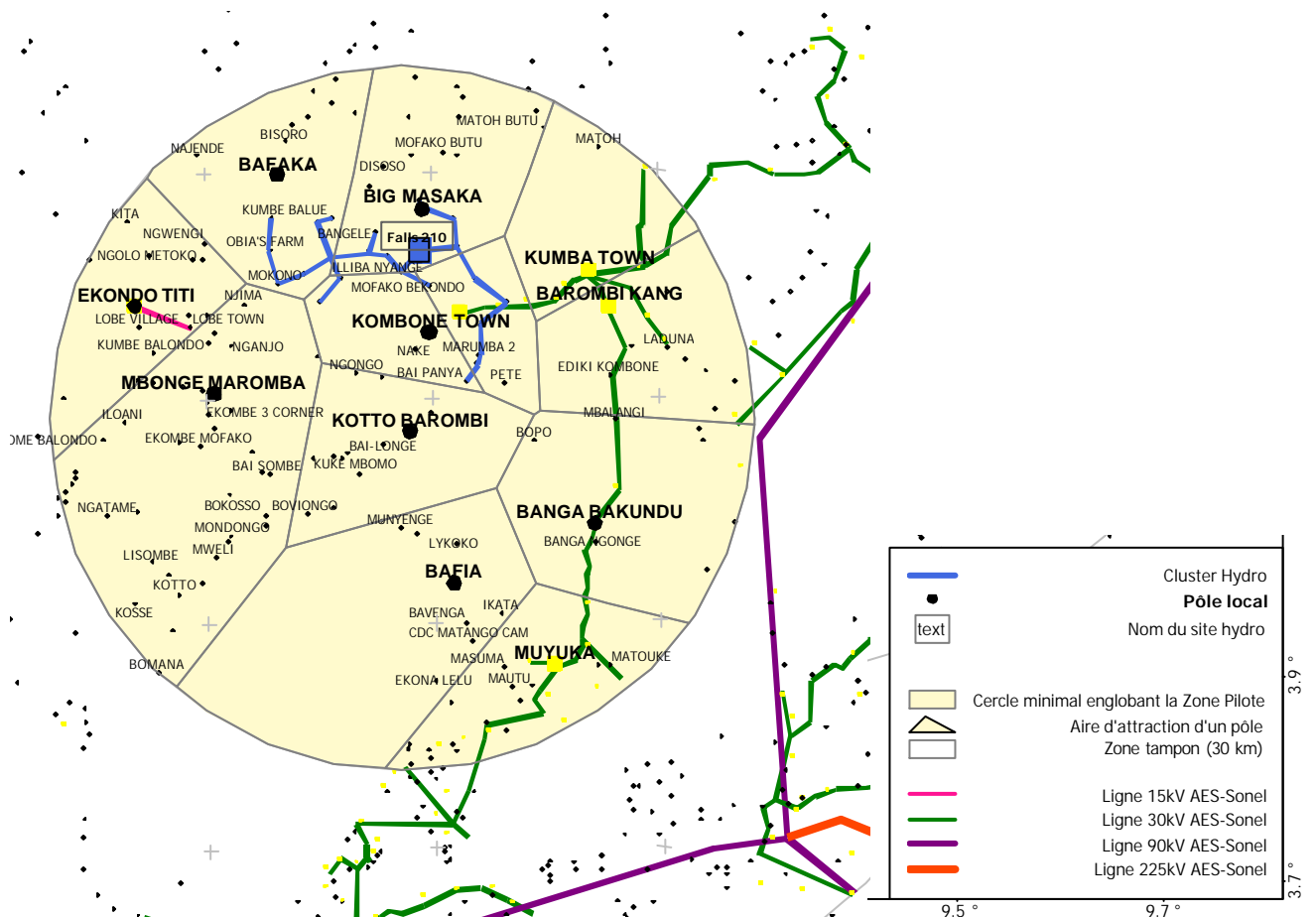
L'analyse financière ne pourra être finalisée qu'après avoir validé les hypothèses techniques sur le site (hydrographie, productible, etc.) et les options de rachat d'énergie par AES-Sonel. Comme le démontre le Graphique 35, bien qu'ayant développé le site à 2MW seulement, la demande locale est nettement en dessous des capacités de production. La vente de l'excédent d'énergie diminuera conséquemment le coût de revient du kWh.

Comme pour l'ensemble des projets – y compris ceux conduisant à un raccordement sur le réseau de AES-Sonel - l'identification d'un opérateur privé constitue une phase importante de la mise en œuvre, dans le cadre d'une production indépendante avec licence de vente pour l'hydroélectricité et les sites diesel isolé, et d'une distribution rurale indépendante pour les projets d'interconnexion.

Graphique 35. Coûts d'investissement pour le site FALLS 210 à 2MW

Year	GensetEP (kWh)	HydroEP (kWh)	Demand (kWh)	Peak (kW)	InvestTOTAL (FCFA)
1	0	0	0	0	1 896 500 155
2	178639	535917	643101	515	2 016 288 991
3	277094	831283	997540	799	1 637 154
4	291747	875243	1050292	839	1 509 504
5	307485	922455	1106946	882	1 984 940
6	324383	973151	1167782	932	2 055 698
7	346111	1038333	1246000	995	119 247 801
8	368206	1104619	1325543	1060	2 274 214
9	387982	1163948	1396738	1116	2 004 810
10	412699	1238097	1485717	1185	157 903 205
11	436050	1308150	1569780	1254	2 420 352
12	452264	1356793	1628152	1301	86 091 472
13	469301	1407905	1689486	1350	1 383 712
14	501143	1503430	1804117	1441	1 903 318
15	518942	1556828	1868194	1489	1 415 160
16	535178	1605535	1926642	1539	1 305 092
17	552012	1656038	1987246	1586	75 018 368
18	569466	1708399	2050079	1638	167 901 483
19	591010	1773031	2127638	1700	1 596 224
20	609768	1829306	2195168	1754	1 485 918

Graphique 36. Cluster hydroélectrique à partir de Falls210 à BIG MASAKA (hypothèse 2MW)



Conclusion

Globalement, le budget d'investissement pour l'électrification de la zone pilote au Cameroun est donné par projet dans le Graphique 37. Tenant désormais compte de l'option hydroélectrique qui entraîne le retrait de BIG MASAKA des pôles de développement éligibles à une interconnexion au réseau de AES-Sonel, ce budget d'investissement est désormais chiffré à **5.028.954.990 FCFA**, répartis comme suit :

- 812.350.772 FCFA pour les 4 projets de raccordement au réseau AES-Sonel : KOTTO BAROMBI, BAFIA, KOMBONE TOWN, BANGA BAKUNDU ;
- 3.912.789.146 FCFA pour le projet hydroélectrique de BIG MASAKA (Falls 210) ;
- 303.815.072 FCFA pour l'électrification en diesel isolé de MBONGE MAROMBA et de BAFAKA

Dans l'ensemble, le projet cible directement 71.020 habitants dans 33 localités.

Graphique 37. Coûts d'investissement par projet au Cameroun : toutes options

OPTION	Paramètres	MBONGE MAROMBA	KOTTO BAROMBI	BAFIA	BAFAKA	KOMBONE TOWN	BIG MASAKA	BANGA BAKUNDU	TOTAL
Diesel	Localité	1	1	1	1	3	1	2	2
	Population	6870	4670	4770	5140	13010	1260	5210	12 010
	FCFA/kWh	380	381	379	387	359	507	365	
	Investissement année 1	174 369 787	120 600 070	122 517 641	129 445 285	367 400 666	47 367 073	156 901 194	303 815 072
Réseau	Localité	1	1	1	1	3	1	1	7
	Population	6870	4 670	4 770	5 140	13 010	1 260	5 210	27 660
	FCFA/kWh	174	153	146	181	122	243	116	
	Investissement année 1	830 809 710	188 869 508	176 702 412	277 228 663	327 876 959	115 698 295	118 901 693	812 350 772
PCH	Localité						24		24
	Population						31350		31 350
	FCFA/kWh						326		
	Investissement année 1						3 912 789 146		3 912 789 146
Synthèse	Localité	1	1	1	1	3	24	1	33
	Population	6870	4 670	4 770	5 140	13 010	31350	5 210	71 020
	FCFA/kWh	380	153	146	387	122	326	116	
	Investissement année 1	174 369 787	188 869 508	176 702 412	129 445 285	327 876 959	3 912 789 146	118 901 693	5 028 954 990

4.5 Synthèse des résultats au Mali

4.5.1 Sélection et classification des pôles de développement

Une étude socioéconomique a été menée à l'échelle de la zone pilote au Mali, avec comme objectif l'analyse fine des infrastructures de santé et d'éducation, et des dynamiques économiques locales entre les pôles de développement et leurs hinterlands²⁵. Cette étude a fortement associé les acteurs locaux (collectivités locales, autorités administratives déconcentrées, acteurs économiques, ONG, etc.) et a permis dans le cas du Mali, de sélectionner 21 pôles de développement.

Ces pôles locaux ont été classés conformément à leurs potentiels d'impact économique et social, déterminés à partir du modèle de Huff développé au paragraphe 3.3.3 ci-dessus. La classification obtenue, basée sur la population potentiellement bénéficiaire des résultats et effets d'un programme d'électrification du pôle (POPCouv) et faisant l'hypothèse, uniquement pour ces pôles, d'une attractivité proportionnelle à la taille de la population, est donnée par le Graphique 38 ci-après.

Parmi ces pôles, la localité de DIOILA, chef-lieu du Cercle, est d'ores et déjà électrifiée.

Graphique 38. Classification retenue dans la zone pilote au Mali

CODEPOLE	NOMPOLE	POPPOLE	STATELEC	POPCouv	Classement
2122	DIOILA	10706	1	36890,3	1
2059	BELEKO SOBA	3647	0	23460,68	2
2184	MABAN	5720	0	22796,98	3
2325	WACORO	6624	0	21274	4
1995	BANCO	3062	0	15389,9	5
2015	KOULA	2388	0	12936,2	6
2097	DANDOUGOU	2272	0	12561,31	7
2131	N'DJILLA FIGNAN	3053	0	10691,38	8
2312	N'GOLOBOUGOU	1749	0	10166,88	9
2234	TOGO	2124	0	9952,522	10
2082	KORODOUGOU MARKA	2306	0	9700,139	11
2195	BOLE	2869	0	9552,23	12
2113	BOUGOUCOURALA	1562	0	9177,819	13
2186	N'TOBOUGOU	1557	0	8853,301	14
2291	N'GARADOUGOU	1556	0	7524,393	15
2044	DEGNEKORO	1371	0	6876,902	16
2101	SIANA	2114	0	6665,268	17
2226	SANANKORO	1515	0	5365,784	18
2000	DIANKARELA	1536	0	5240,598	19
2141	BOURABA BAMANA	1233	0	4907,923	20
2163	SENOU	470	0	3182,477	21

On constate que la localité de BELOKO SOBA se retrouve exceptionnellement au sommet du classement, en raison de sa position au cœur d'un territoire relativement dense.

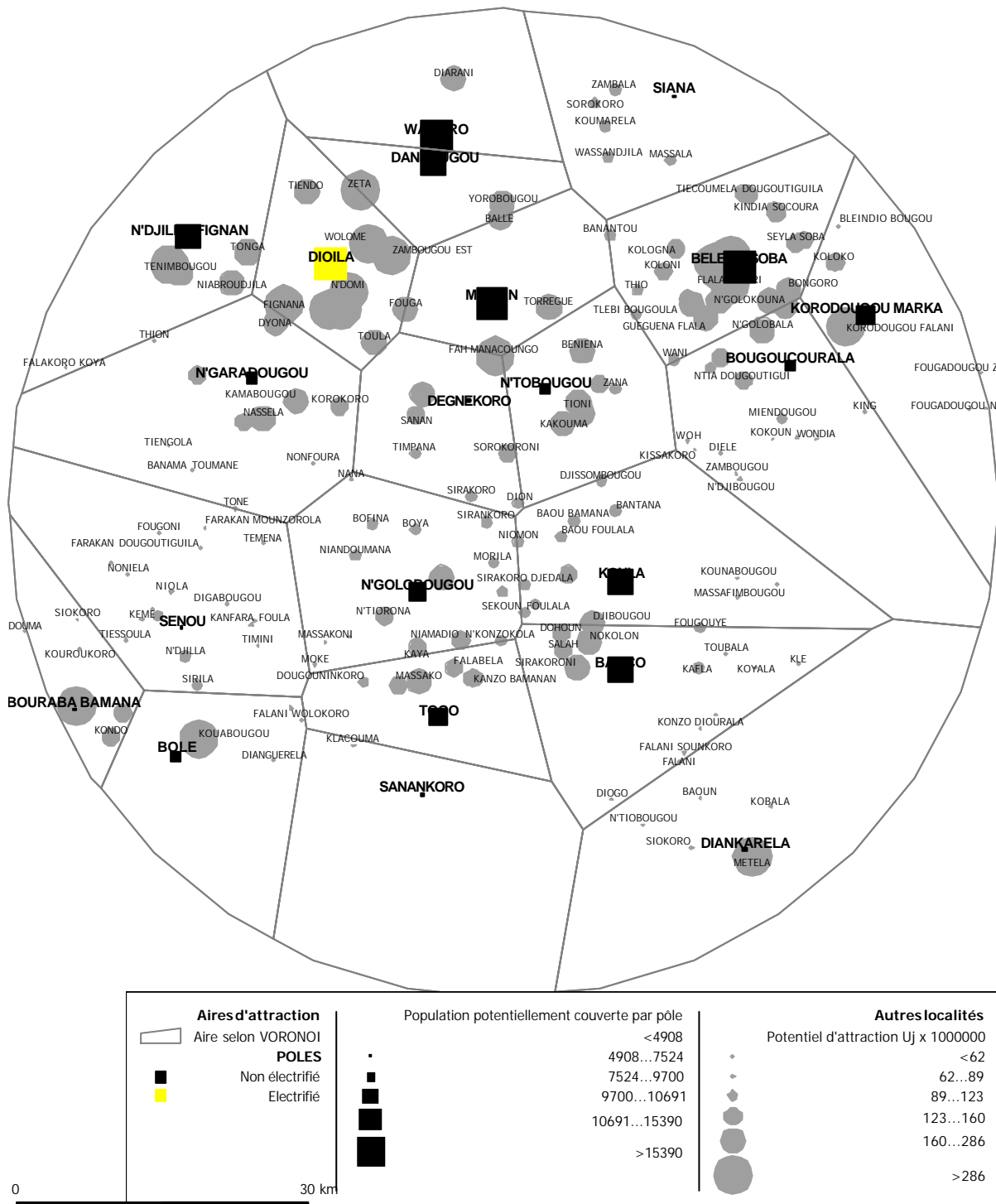
Par ailleurs, des localités comme MABAN, WAKORO, BANCO, KOULA, DANDOUGOU, NDJILLA FIGNAN et NGOLOBOUGOU apparaissent comme des priorités d'électrification.

Le Graphique 40 présente les limites des hinterlands de chaque pôles sélectionnés, affectées de leurs probabilités théoriques. La carte des potentiels (Graphique 39) montre que plusieurs localités présentent des difficultés d'accès aux pôles recensés, en particulier autour de SENOU et entre

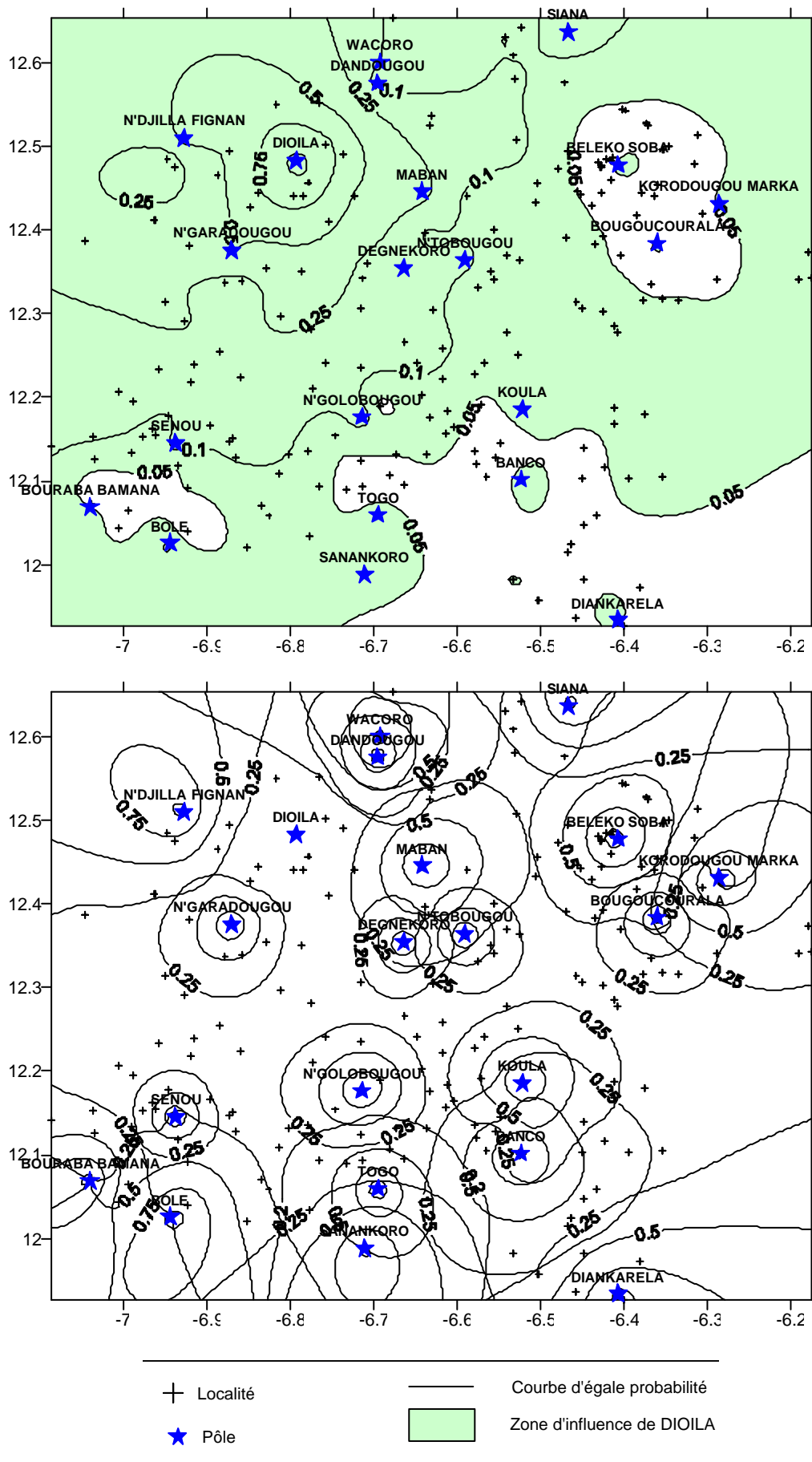
²⁵ Les termes de références de cette étude, ainsi que les supports de collecte des données sont disponibles en annexe.

BANCO et DANKARELA, à l'est de KOULA, etc. Ces localités pourraient justifier des actions isolées d'électrification rurale, notamment par kits photovoltaïques et force motrice, ainsi que d'investissements socio-économiques spécifiques.

Graphique 39. Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Mali



Graphique 40. Limites des hinterlands dans la zone pilote au Mali



4.5.2 Planification électrique

Approvisionnement diesel

Afin de tenir compte des éventuelles possibilités de raccordement électrique à la frontière de la zone pilote, une zone tampon de 30 km (BUFFERZONE) a été créée à la périphérie et intégrée à l'analyse. Il s'agit de saisir les éventuelles opportunités d'optimisation du coût du kWh en raccordant des localités à la limite de la zone d'étude.

La zone ainsi élargie regroupe environ 509.748 habitants (dont 193.733 pour la zone pilote) et comprend 504 localités, dont 198 dans la zone pilote (STUDYZONE).

La compilation du module diesel permet de construire 20 projets d'électrification à l'échelle des pôles de développement actuellement non électrifiés, avec un impact direct sur 49.050 habitants répartis dans 21 localités, toutes dans la zone pilote.

Les projets électriques identifiés sont constitués de :

- 1 cluster centré sur BOURABA BAMANA (2 villages).
- 19 projets d'électrification des autres pôles sélectionnés.

Les coûts actualisés du kWh obtenus pour l'option diesel varient de 305 FCFA à 685 FCFA, largement au dessus de la capacité à payer des ménages donnée par l'analyse de la demande.

Graphique 41. Coûts actualisés du kWh au Mali – option diesel

CODE	NAME_OK	TotalPop0	Cluster	DieselClusterCost
2059	BELEKO SOBA	3650	1	354,44
2184	MABAN	5720	2	306,03
2325	WACORO	6620	3	304,89
1995	BANCO	3060	4	380,51
2015	KOULA	2390	5	377,53
2097	DANDOUGOU	2270	6	379,98
2131	N'DJILLA FIGNAN	3050	7	380,77
2312	N'GOLOBOUGOU	1750	8	415,21
2234	TOGO	2120	9	382,32
2082	KORODOUGOU MARKA	2310	10	379,15
2195	BOLE	2870	11	371,11
2113	BOUGOUCOURALA	1560	12	430,71
2186	N'TOBOUGOU	1560	13	430,71
2291	N'GARADOUGOU	1560	14	430,71
2044	DEGNEKORO	1370	15	451,41
2101	SIANA	2110	16	382,46
2226	SANANKORO	1520	17	436,09
2000	DIANKARELA	1540	18	434,98
2141	BOURABA BAMANA	1550	19	460,60
2163	SENOU	470	20	685,68

Le budget d'investissement pour la réalisation des 20 projets est estimé à **1.558.644.618 FCFA**

Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de EDM-SA

L'étude des opportunités de raccordement au réseau de EDM-SA des projets ainsi identifiés, conformément à l'algorithme décrit au paragraphe 3.4.6 indique en première hypothèse un intérêt à raccorder WACORO, MABAN, NDJILLA FIGNAN, DANDOUGOU et NGARADOUGOU, à ce réseau, avec des coûts actualisés du kWh variant de 199 FCFA à 383 FCFA.

Cependant, si le Graphique 42 présente ces différents coûts actualisés du kWh, le Graphique 43 donne les coûts d'investissement requis pour les différents projets, dépendant de l'option d'approvisionnement. Ces coûts d'investissement, critère supplémentaire pour le choix des options, varient de 57,5 millions FCFA à 144,5 millions FCFA pour l'option diesel, et varient de 165 millions FCFA à 261,6 millions FCFA pour l'option réseau.

Graphique 42. Option réseau : coût actualisé du kWh au Mali

CODE	NAME_OK	TotalPop0	Cluster	DieselCluster Cost	Connected ClusterCost
2059	BELEKO SOBA	3650	1	354,44	432,32
2184	MABAN	5720	2	306,03	201,39
2325	WACORO	6620	3	304,89	198,88
1995	BANCO	3060	4	380,51	587,24
2015	KOULA	2390	5	377,53	603,84
2097	DANDOUGOU	2270	6	379,98	314,90
2131	N'DJILLA FIGNAN	3050	7	380,77	285,68
2312	N'GOLOBOUGOU	1750	8	415,21	626,25
2234	TOGO	2120	9	382,32	674,74
2082	KORODOUGOU MARKA	2310	10	379,15	726,45
2195	BOLE	2870	11	371,11	637,40
2113	BOUGOUCOURALA	1560	12	430,71	885,65
2186	N'TOBOUGOU	1560	13	430,71	548,08
2291	N'GARADOUGOU	1560	14	430,71	383,08
2044	DEGNEKORO	1370	15	451,41	510,21
2101	SIANA	2110	16	382,46	583,11
2226	SANANKORO	1520	17	436,09	1017,37
2000	DIANKARELA	1540	18	434,98	1291,20
2141	BOURABA BAMANA	1550	19	460,60	951,92
2163	SENOU	470	20	685,68	2370,25

Graphique 43. Coûts d'investissement au Mali : options diesel et réseau

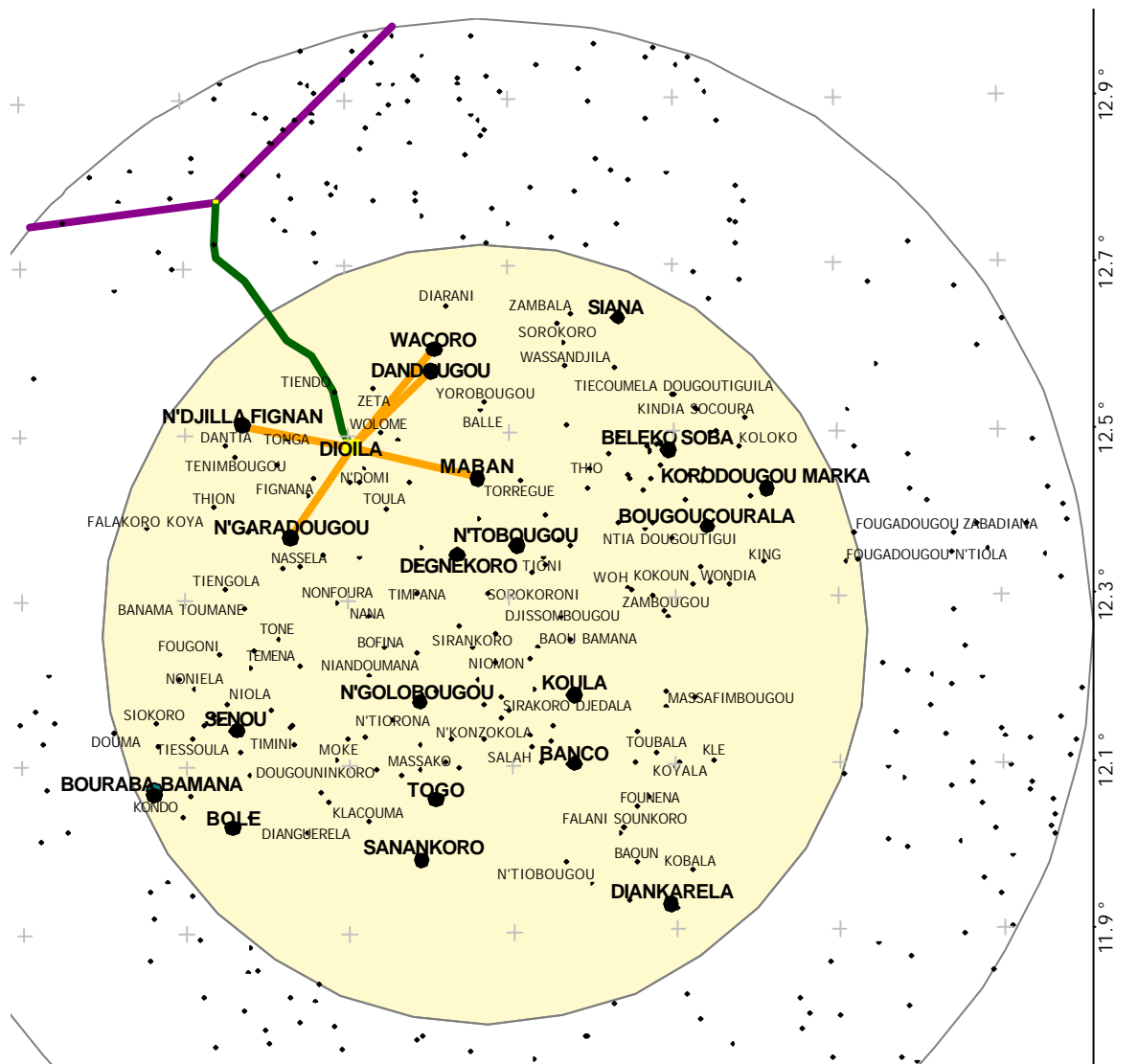
CODE	NAME_OK	TotalPop0	Cluster	Year	InvestDIESEL TOTAL	InvestGRID TOTAL	Différentiel FCFA
2184	MABAN	5720	2	1	131 374 095	248 735 107	117 361 012
2325	WACORO	6620	3	1	144 467 566	261 602 190	117 134 625
2097	DANDOUGOU	2270	6	1	79 099 282	188 086 804	108 987 522
2131	N'DJILLA FIGNAN	3050	7	1	95 125 218	202 383 372	107 258 154
2291	N'GARADOUGOU	1560	14	1	57 561 669	165 000 877	107 439 209

En optant pour l'interconnexion au réseau de EDM-SA, ces différents projets induisent des investissements plus importants. En envisageant les projets d'interconnexion de MABAN, WACORO et NGARADOUGOU qui vont dans le sens d'un drainage de la zone pilote, le budget d'investissement requis est de **675.338.175 FCFA**

Avec ce choix, l'investissement global dans la zone pilote est de **1.900.579.463 FCFA**, dont 1.225.241.288 FCFA pour les projets diesel.

Les rapports économiques et financiers détaillés concernant ces différents projets sont disponibles en annexe.

Graphique 44. Options diesel et réseau : cartographie au Mali



Les lignes ne reflètent évidemment pas le tracé effectif sur le terrain, mais les opportunités d'interconnexion envisagé à partir de Dioila.

- Pôle électrifié
- Pôle non électrifié
- (Centrale diesel en première hypothèse)
- Cluster diesel
- Autre localité à électrifier
- Opportunité de raccordement au réseau EDM-SA
- Réseau EDM-SA
- Ligne 33kV
- Ligne 150kV

4.6 Synthèse des résultats au Niger

4.6.1 Sélection et classification des pôles de développement

Une étude socioéconomique a été menée à l'échelle de la zone pilote au Niger, avec comme objectif l'analyse fine des infrastructures de santé et d'éducation, et des dynamiques économiques locales entre les pôles de développement et leurs hinterlands²⁶. Cette étude a fortement associé les acteurs locaux (collectivités locales, autorités administratives déconcentrées, acteurs économiques, ONG, etc.) et a permis dans le cas du Niger, de sélectionner 30 pôles de développement.

Ces pôles locaux ont été classés conformément à leurs potentiels d'impact économique et social, déterminés à partir du modèle de Huff développé au paragraphe 3.3.3 ci-dessus. La classification obtenue, basée sur la population potentiellement bénéficiaire des résultats et effets d'un programme d'électrification du pôle (POPCouv) et faisant l'hypothèse, uniquement pour ces pôles, d'une attractivité proportionnelle à la taille de la population, est donnée par le Graphique 45 ci-après.

Parmi ces pôles locaux, les localités de ABALAK, BARZANGA, IBOHAMANE, KEITA, LABA TCHEDIA, TABALAK, TAMASKE, ZANGARATA sont d'ores et déjà électrifiées.

Graphique 45. Classification retenue dans la zone pilote au Niger

CODEPOLE	NOMPOLE	POPPOLE	STATELEC	POPCouv	Classement
A001	TAMASKE	19138	1	63166,33	1
5061002500	IBOHAMANE TAJAYE TO UTCHI	8268	1	39566,14	2
5061200700	SAKOLE (I, II)	8939	0	38719,94	3
5061007600	KEITA	8842	1	35937,88	4
5061002400	TABOFAT ET TABOFATTOUD	5643	0	25723,71	5
5061200900	ZANGARATA	4644	1	23753,83	6
5025003800	ABALAK	11481	1	23207,5	7
5061010400	INSAFARI DIRBATT	4283	0	21929,87	8
5061203100	GOARAM I ET II	5337	0	20400,15	9
5061202600	DOUDOUBAY TCHEDIA	4801	0	17483,65	10
5061103900	GARHANGA	3961	0	14250,35	11
5061102800	LABA TCHEDIA	2410	1	14146,35	12
5061005600	GADAMATA	2133	0	13608,55	13
5061000100	BARZANGA	1702	1	11986,5	14
5025001500	TABALAK	3004	1	8304,173	15
5061202200	ALA	2092	0	8278,025	16
5025005700	TAGALAT (KOULKIDA)	1776	0	6744,221	17
5061008600	IBAZAWAN	1622	0	6262,669	18
5025011300	IRI BAKATT	1798	0	5294,78	19
A003	IBECETANE	1334	0	4784,26	20
A002	CHADAWANKA (I,II)	1370	0	4402,899	21
5025008100	MAYATA	1877	0	4192,389	22
5025003500	AKOUBOUNOU	1268	0	4029,685	23
5025010200	TOUFAMINIR	1486	0	3111,762	24
5025010300	TAMAYA	1185	0	2950,699	25
5025003900	KIJGARI	591	0	2577,937	26
5025012200	ABOUHAYYA	640	0	2105,2	27
5025012700	TARITARKANE	656	0	1959,428	28
5025007200	AZZEYE	478	0	1224,144	29
5025000200	IRINGANE	286	0	656,9765	30

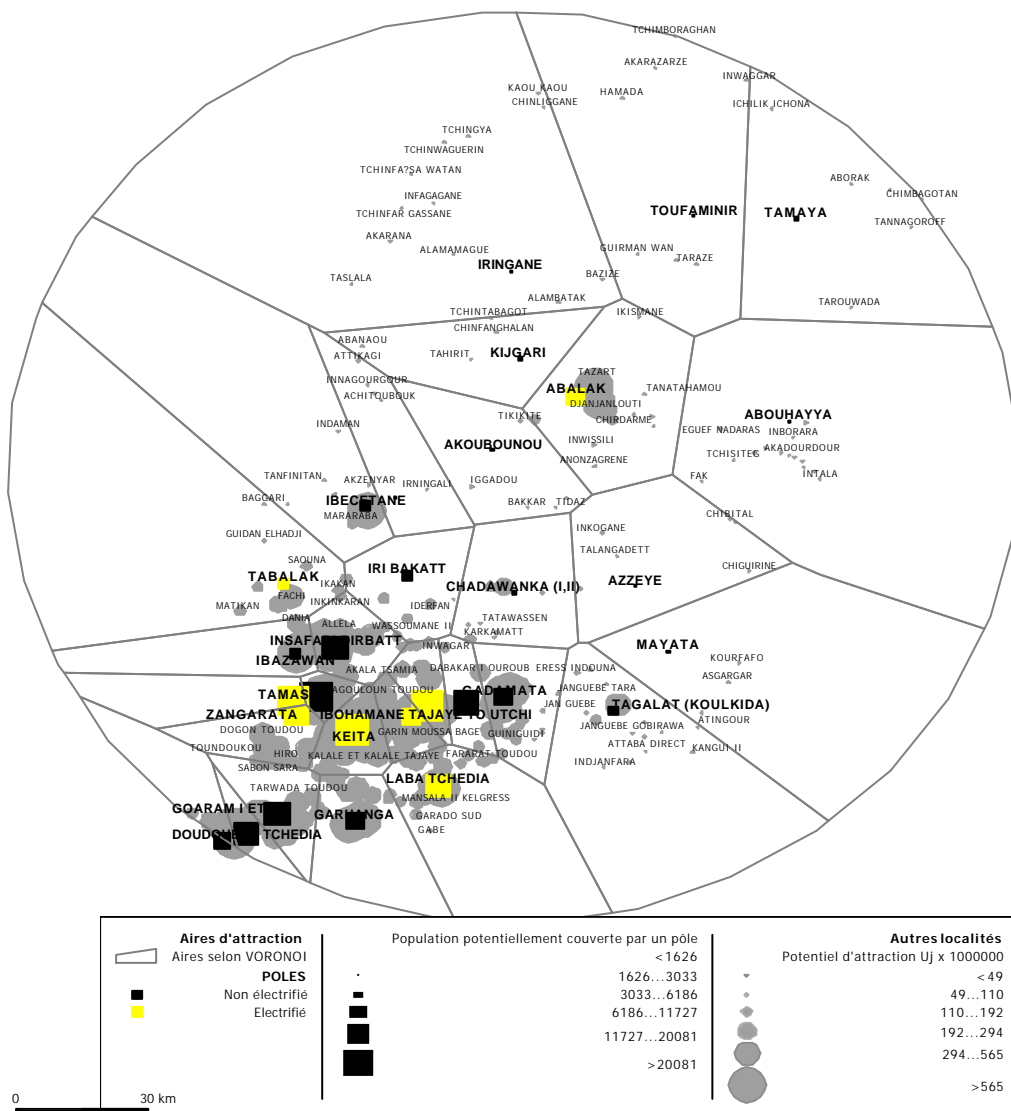
²⁶ Les termes de références de cette étude, ainsi que les supports de collecte des données sont disponibles en annexe.

Le classement obtenu respecte assez bien les tailles des localités. ABALAK, bien que relativement peuplée et chef-lieu de région, pâti de sa position géographique, dans un environnement local peu densifié. Ce qui n'est pas le cas de la localité de TAMASKE, qui arrive largement en tête.

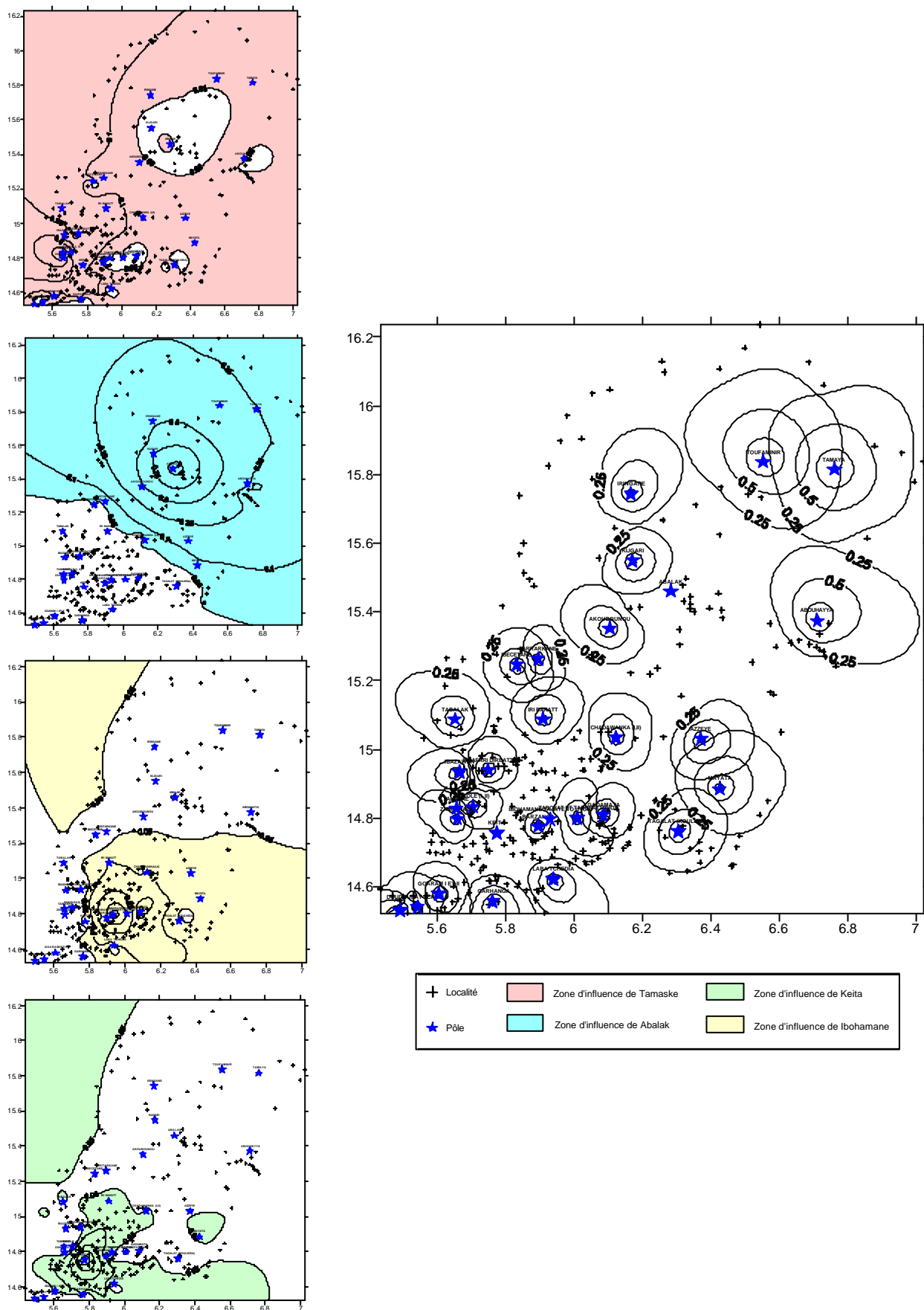
Bien que la zone semble théoriquement bien couverte par les différents pôles de développement comme l'indique les différentes cartes du Graphique 47, notamment du fait du poids de la ville de TAMASKE, les difficultés de déplacement constatées sur le terrain font que plusieurs localités se retrouvent en pratique dans un quasi "no man's land", avec moins de 25% d'attraction des pôles les plus proches, témoignant de contraintes relativement plus importantes que doivent surmonter leurs habitants pour accéder aux services de base et aux opportunités économiques locales. Il s'agit notamment de localités situées à l'ouest de IRINGANE, KIJGARI et AKOUBOUNOU, ainsi que des localités situées dans le triangle formé par les pôles que sont ABALAK, ABOUHAYYA et AZZEYE. Dans les deux cas, il s'agit de localités pour lesquelles les potentiels d'attractions sont les plus faibles, comme l'indique le Graphique 46.

Ce constat milite en faveur du développement de projets de pré-électrification (notamment par kits photovoltaïques et force motrice) dans ces localités dans le cas où elles ne bénéficieraient pas d'un projet d'électrification rurale, ainsi que d'investissements socio-économiques spécifiques (écoles, centres de santé, activités économiques, etc.).

Graphique 46. Carte des potentiels d'attraction dans la zone pilote au Niger



Graphique 47. Limites des hinterlands dans la zone pilote au Niger



4.6.2 Planification électrique

Option d'approvisionnement diesel

Afin de tenir compte des éventuelles possibilités de raccordement électrique à la frontière de la zone pilote, une zone tampon de 30 km (BUFFERZONE) a été créée à la périphérie et intégrée à l'analyse. Il s'agit de saisir les éventuelles opportunités d'optimisation du coût du kWh en raccordant des localités à la limite de la zone d'étude.

La zone ainsi élargie regroupe environ 1.420.722 habitants (dont 315.586 pour la zone pilote) et comprend 1440 localités, dont 311 dans la zone pilote (STUDYZONE).

La compilation du module diesel permet de construire 22 projets d'électrification à l'échelle des pôles de développement actuellement non électrifiés, avec un impact direct sur 67.760 habitants répartis dans 41 localités, dont 3 en dehors de la zone pilote (2410 habitants).

Les projets électriques identifiés sont constitués de :

- 8 clusters centrés sur les pôles INSAFARI DIRBATT (2 villages), GADAMATA (6), IBAZAWAN (6), ALA (2), IBECETANE (3), TAGALAT (2), CHADAWANKA (4), ABOUHAYYA (2).
- 14 projets d'électrification isolée des autres pôles.

Les coûts actualisés du kWh obtenus pour l'option diesel varient de 363 FCFA à 525 FCFA, largement au dessus de la capacité à payer des ménages, donnée par l'analyse de la demande. Ils sont présentés dans le Graphique 48.

Le budget d'investissement pour la réalisation de ces 22 projets est estimé à **2.641.576.199 FCFA**

Opportunité de raccordement des projets diesel au réseau de la NIGELEC

L'étude des opportunités de raccordement des projets ainsi identifiés au réseau de la NIGELEC, conformément à l'algorithme décrit au paragraphe 3.4.6 indique en première hypothèse un intérêt à raccorder 13 projets sur les 22, avec des coûts actualisés du kWh variant de 124 FCFA à 357 FCFA.

Cependant, si le Graphique 49 présente ces différents coûts actualisés du kWh, le Graphique 50 donne les coûts d'investissement requis pour les différents projets, dépendant de l'option d'approvisionnement. Ces coûts d'investissement, critère supplémentaire pour le choix des options, varient de 69,3 millions FCFA à 281,3 millions FCFA pour l'option diesel, et varient de 183,7 millions FCFA à 508 millions FCFA pour l'option réseau.

En optant pour une interconnexion au réseau de la NIGELEC, seul le projet de SAKOLE est également plus intéressant en terme d'investissement, en plus d'une diminution conséquente du coût actualisé du kWh.

Afin de rester dans l'esprit de IMPROVES-RE, à savoir celui de projets réalistes et de tailles raisonnables, le modèle élimine les opportunités de raccordement au delà d'une distance critique à vol d'oiseau de la localité électrifiée la plus proche, fixée pour les besoins de cette simulation à 15 km. Dans ce cas, seuls les projets de raccordement de la grappe centrée sur IBAZAWAN et des localités de SAKOLE, TABOFAT, ALA, DOUDOUBAY et GOARAM seront finalement envisagés.

Le budget d'investissement pour ces six projets d'interconnexions est estimé à 1.342.226.461 FCFA. L'investissement global dans la zone pilote est alors de **3.807.150.946 FCFA**, dont 1.584.426.196 FCFA pour les projets diesel.

Les rapports économiques et financiers détaillés concernant ces différents projets sont disponibles en annexe.

Graphique 48. Coûts actualisés du kWh au Niger – option diesel

Region	Code	NAME_OK	Population	Cluster	IsolatedDiesel Cost (FCFA/kWh)	DieselCluster Cost (FCFA/kWh)
STUDYZONE	5061203100	GOARAM I ET II	5340	4	363,10	363,10
STUDYZONE	5061202600	DOUDOUBAY TCHEDIA	4800	5	363,24	363,24
STUDYZONE	5061002400	TABOFAT ET TABOFATTOUD	5640	2	363,33	363,33
STUDYZONE	5061200700	SAKOLE (I, II)	8940	1	373,15	373,15
STUDYZONE	5061008000	INSAFARI	1490	3	0	373,57
STUDYZONE	5061010400	INSAFARI DIRBATT	4280	3	376,74	373,57
STUDYZONE	5061002100	ROUMBOUKI	100	7	0,00	374,37
STUDYZONE	5061002200	GADAMATA TCHABA	570	7	0,00	374,37
STUDYZONE	5061002300	TOUDOUN GOBIRAWA	1320	7	0	374,37
STUDYZONE	5061003500	TASSEK TAJAYE	2060	7	0	374,37
STUDYZONE	5061005600	GADAMATA	2130	7	417,61	374,37
STUDYZONE	5061006300	DABAKAR II	270	7	0	374,37
STUDYZONE	5061008400	IBAZAWAN TAJAYE II	260	10	0	386,47
STUDYZONE	5061008500	IBAZAWAN TAJAYE I	940	10	0	386,47
STUDYZONE	5061008600	IBAZAWAN	1620	10	443,36	386,47
BUFFERZONE	5011200202	TOUNGA ARAKABI	110	10	0	386,47
BUFFERZONE	5011202300	LATCHIWA	1600	10	0	386,47
BUFFERZONE	5011202400	AGOULMAWA	700	10	0	386,47
STUDYZONE	5061103900	GARHANGA	3960	6	386,92	386,92
STUDYZONE	5061202100	DOUDOUBEY KARAMA	800	8	0	410,14
STUDYZONE	5061202200	ALA	2090	8	418,10	410,14
STUDYZONE	5025012800	TANGAZIZE	580	12	0	415,84
STUDYZONE	5025012900	MARARABA	1720	12	0	415,84
STUDYZONE	A003	IBECETANE	1330	12	462,48	415,84
STUDYZONE	5025005700	TAGALAT (KOULKIDA)	1780	9	434,56	426,48
STUDYZONE	5025006300	TANBA? ASS	460	9	0	426,48
STUDYZONE	5025008100	MAYATA	1880	14	426,95	426,95
STUDYZONE	5025011300	IRI BAKATT	1800	11	434,24	434,24
STUDYZONE	5025007500	TOFOBOYAGH	470	13	0	443,54
STUDYZONE	5025007800	EGUEF	240	13	0	443,54
STUDYZONE	5025007900	ALAGAZA	270	13	0	443,54
STUDYZONE	A002	CHADAWANKA (I,II)	1370	13	459,89	443,54
STUDYZONE	5025010200	TOUFAMINIR	1490	16	453,11	453,11
STUDYZONE	5025003500	AKOUBOUNOU	1270	15	466,46	466,46
STUDYZONE	5025010300	TAMAYA	1180	17	473,86	473,86
STUDYZONE	5025012200	ABOUHAYYA	640	19	491,59	482,97
STUDYZONE	5025012400	KIRMIDILA	240	19	0	482,97
STUDYZONE	5025012700	TARITARKANE	660	20	487,76	487,76
STUDYZONE	5025003900	KIJGARI	590	18	498,97	498,97
STUDYZONE	5025007200	AZZEYE	480	21	507,74	507,74
STUDYZONE	5025000200	IRINGANE	290	22	524,64	524,64

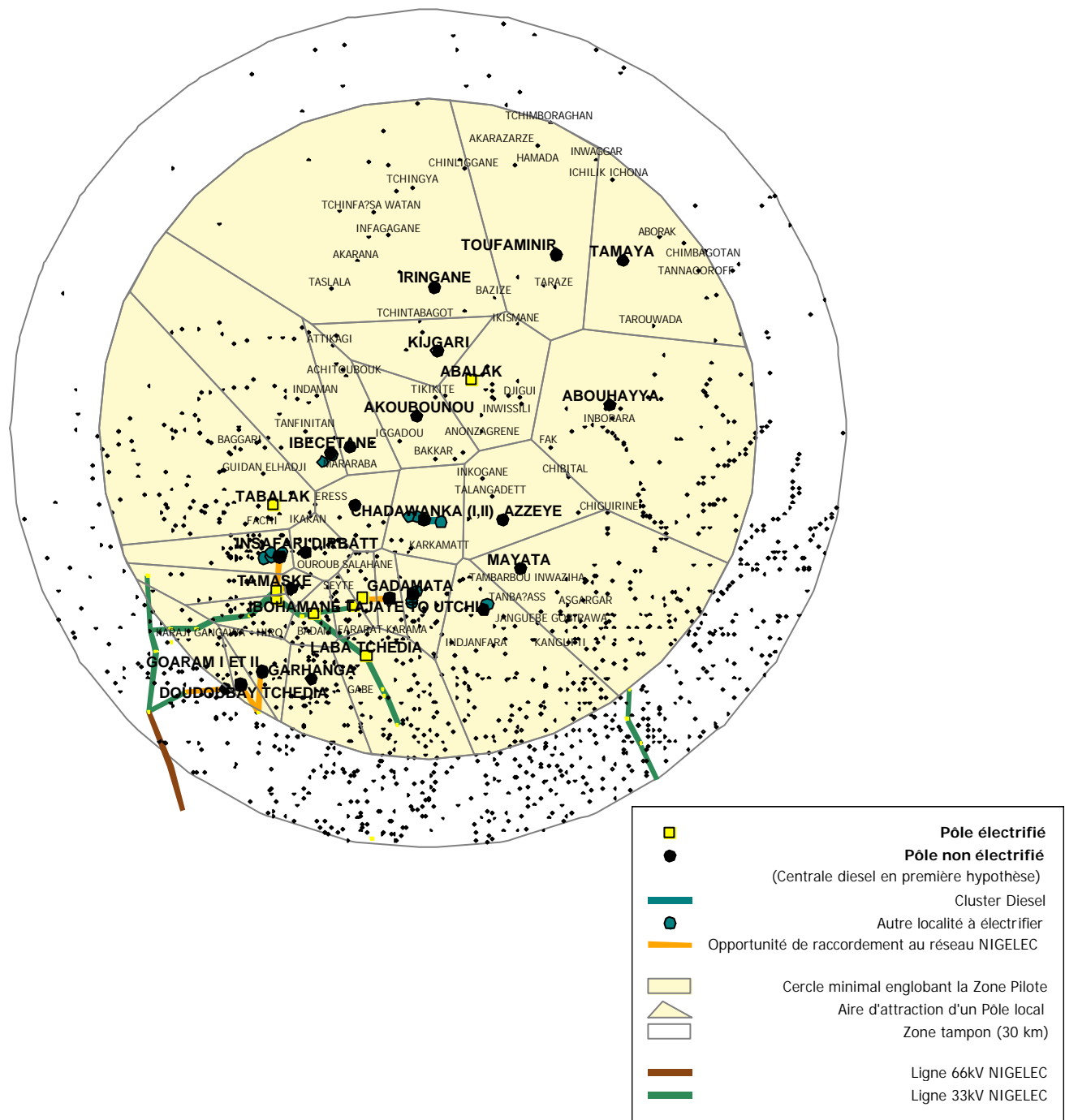
Graphique 49. Option réseau : coût actualisé du kWh au Niger

NAME_OK	Population	Cluster	DieselCluster Cost (FCFA/kWh)	Connected ClusterCost (FCFA/kWh)
GOARAM I ET II	5340	4	363,10	137,07
DOUDOUBAY TCHEDIA	4800	5	363,24	134,81
TABOFAT ET TABOFATTOUD	5640	2	363,33	127,01
SAKOLE (I, II)	8940	1	373,15	123,70
INSAFARI DIRBATT	4280	3	373,57	148,05
GADAMATA	2130	7	374,37	152,91
IBAZAWAN	1620	10	386,47	155,56
GARHANGA	3960	6	386,92	180,39
ALA	2090	8	410,14	175,73
IBECETANE	1330	12	415,84	289,71
TAGALAT (KOULKIDA)	1780	9	426,48	343,04
MAYATA	1880	14	426,95	497,71
IRI BAKATT	1800	11	434,24	357,19
CHADAWANKA (I,II)	1370	13	443,54	282,39
TOUFAMINIR	1490	16	453,11	1270,03
AKOUBOUNOU	1270	15	466,46	741,86
TAMAYA	1180	17	473,86	1600,20
ABOUHA YYA	640	19	482,97	1008,48
TARITARKANE	660	20	487,76	925,67
KIJGARI	590	18	498,97	1589,97
AZZEYE	480	21	507,74	1114,42
IRINGANE	290	22	524,64	2339,06

Graphique 50. Coûts d'investissement au Niger : options diesel et réseau

Settlement	NAME_OK	Year	InvestTOTAL DIESEL (FCFA)	InvestTOTAL RESEAU (FCFA)	Différentiel (FCFA)
5061200700	SAKOLE (I, II)	1	218 554 240	217 471 948	-1 082 292
5061002400	TABOFAT ET TABOFATTOUD	1	158 482 542	196 164 431	37 681 889
5061010400	INSAFARI DIRBATT	1	176 299 400	270 533 499	94 234 099
5061203100	GOARAM I ET II	1	153 135 750	227 025 501	73 889 751
5061202600	DOUDOUBAY TCHEDIA	1	140 008 255	194 509 012	54 500 757
5061103900	GARHANGA	1	111 342 956	244 186 000	132 843 044
5061005600	GADAMATA	1	281 280 165	364 046 444	82 766 279
5061202200	ALA	1	120 486 813	183 682 460	63 195 647
5025005700	TAGALAT (KOULKIDA)	1	105 392 327	404 618 523	299 226 196
5061008600	IBAZAWAN	1	266 482 403	323 373 109	56 890 706
5025011300	IRI BAKATT	1	69 309 194	304 573 664	235 264 470
A003	IBECETANE	1	174 582 288	508 051 807	333 469 520
A002	CHADAWANKA (I,II)	1	200 706 076	431 370 427	230 664 351

Graphique 51. Options diesel et réseau : cartographie au Niger

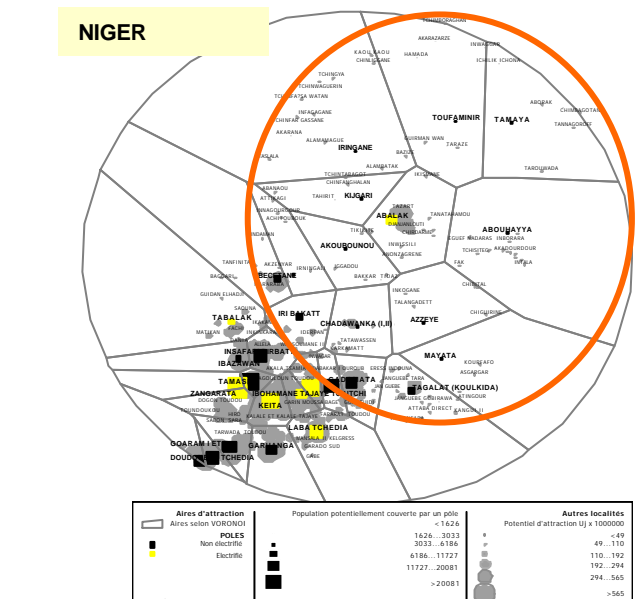
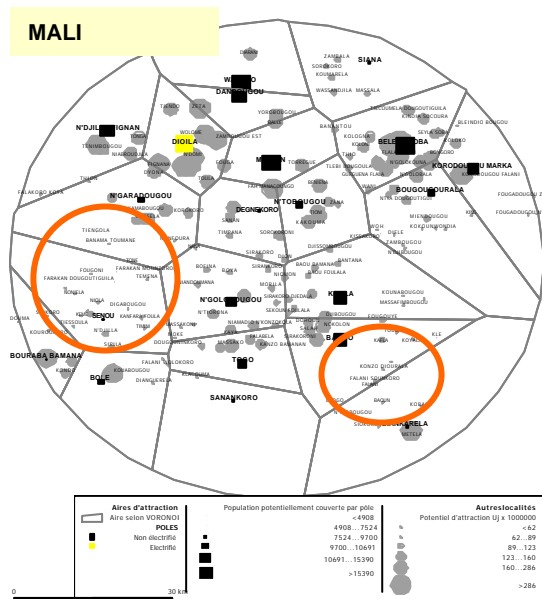
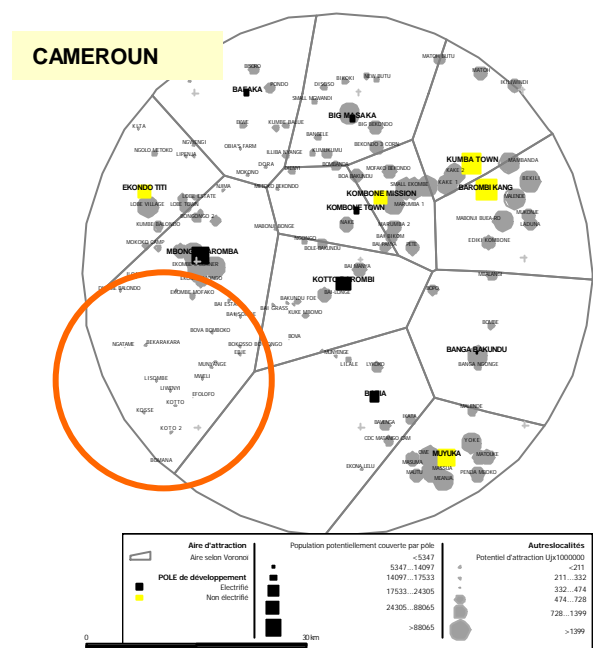
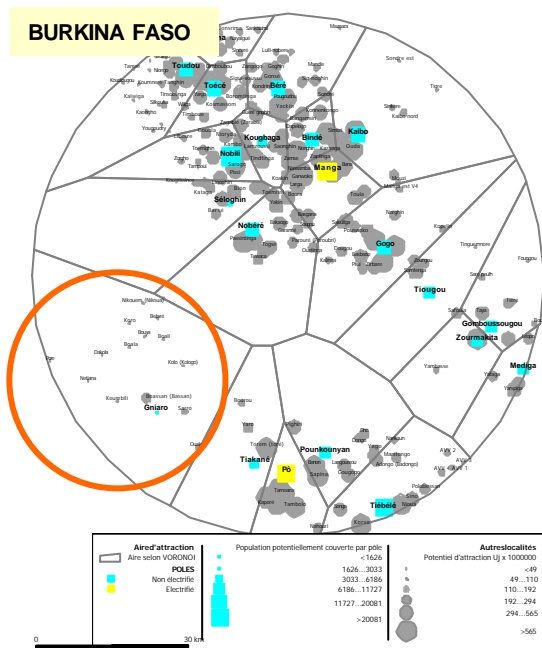


4.7 Force motrice et kits photovoltaïques

4.7.1 Analyse du potentiel

Pour chacune des zones pilotes, une distribution du potentiel Uj a été réalisée à l'échelle de toutes les localités (Graphique 52). Nous rappelons que ce potentiel exprime la qualité au point j (localité donnée) de l'accessibilité aux infrastructures et services, ainsi qu'aux opportunités économiques (marchés, emplois, etc.). Il peut donc être calculé en tout point, avec une valeur théorique infinie au niveau des pôles de développement.

Graphique 52. Distribution des potentiels dans les quatre pays, et opportunités de pré-électrification



Ce potentiel sert de justification aux projets de pré-électrification en certains points ou certaines zones du territoire, dotés d'un très faible potentiel et ne bénéficiant par ailleurs pas directement d'un service électrique à l'horizon de la planification.

L'analyse de ce potentiel conduit à l'identification dans chaque pays des zones où l'accès aux services de base et aux opportunités économiques est rendue relativement plus difficile. Les résultats de la planification électrique à partir des options diesel, réseau interconnecté et hydroélectricité permettent alors de sélectionner celles qui ne bénéficieront pas d'un service électrique à l'horizon de la planification, et pour lesquelles, la notion théorique d'accès via les pôles de développement restera difficile sur un plan pratique. Il s'agit :

- De la zone de GNIAORO (sud-ouest) au BURKINA FASO ;
- De la zone au sud de MBONGE MAROMBA (sud-ouest) au CAMEROUN ;
- Des zones de SENOU (sud-ouest) et à l'est de BANCO (sud-est) au MALI ;
- Des zones de IRINGANE (nord), TOUFAMINIR (nord), TAMAYA (nord), KIJGARI (centre) ; TARITARKANE (centre), AKOUBOUNOU (centre), AZZEYE (centre), MAYATA (sud-est), ABOUHAYYA (est).

Le Graphique 52 de la page précédente montre que les diagrammes de VORONOI permettent d'approcher convenablement les différents territoires ainsi délimités (identifiés par les cercles rouges).

Pour évoluer vers un accès plus équitable aux services de base (éducation, santé, eau potable) et aux opportunités économiques sur l'ensemble du territoire de la zone pilote, la démarche IMPROVES-RE propose alors deux types d'actions supplémentaires à ce stade :

- Le recensement des localités situées dans les zones à faible potentiel, et leur dotation en force motrice, dans le cadre de projets de type plate-forme multifonctionnelle (moteur diesel entraînant divers outils tels que moulins, décortiqueuses, alternateurs, chargeurs de batterie, pompes, postes de soudure, machines de menuiserie, etc.)²⁷.
- Le recensement systématique des infrastructures sanitaires et scolaires situées dans des localités non électrifiées à l'horizon de la planification, et leur dotation en systèmes photovoltaïques communautaires, adaptés à leurs besoins énergétiques (éclairage, froid médical, audiovisuel, informatique, etc.).

Les tableaux ci-après présentent les cibles des composantes "force motrice et kits photovoltaïques" :

Graphique 53. Cibles force motrice dans les zones à faible potentiel

PAYS	Nombre de localités	Population	Ménages
BURKINA FASO	14	8 345	835
CAMEROUN	33	19 051	2 722
MALI	52	34 090	3 409
NIGER	61	13 142	1 314
TOTAL	160	74 628	8 279

Graphique 54. Cibles kits photovoltaïques dans l'ensemble des localités non électrifiées à l'horizon de la planification

PAYS	Nombre de localités	Population	Ecoles	Formations sanitaires
BURKINA FASO	104	150 993	104	3
CAMEROUN	34	52 787	34	3
MALI	55	54 283	51	9
NIGER	98	121 210	98	0
TOTAL	291	379 273	287	15

²⁷ Concept promu par le PNUD : www.ptfm.net/old

4.7.2 Estimation des investissements

En optant pour l'électrification systématique des infrastructures de santé et d'éducation recensées dans les localités non électrifiées à l'horizon de la planification, et en dotant toutes les localités isolées et dites "à faible potentiel" d'une force motrice, on obtient le tableau des investissements suivants²⁸ :

Graphique 55. Coûts d'investissement force motrice et kits photovoltaïques

PAYS	Localités à faible potentiel	Ecoles	Formations sanitaires	Kits solaires communautaires	FORCE MOTRICE	TOTAL
BURKINA FASO	14	104	3	733 864 375	49 000 000	782 864 375
CAMEROUN	33	34	3	257 437 025	115 500 000	372 937 025
MALI	52	18	5	165 892 315	182 000 000	347 892 315
NIGER	61	98	0	666 998 290	213 500 000	880 498 290
TOTAL	160	254	11	1 824 192 005	560 000 000	2 384 192 005

Le dimensionnement des équipements solaires et les tableaux d'investissement sont disponibles en annexe.

²⁸ La Force motrice est estimée à 3.500.000 FCFA par village et le détail du dimensionnement des kits solaires est disponible en annexe. La mise en œuvre des investissements «Force motrice» fera en particulier l'objet d'une étude de faisabilité préalable pour chaque localité, selon la démarche préconisée par le PNUD.

5. SYNTHÈSE DES RESULTATS

Le tableau ci-après présente le bilan des investissements dans les quatre pays. Les 496 projets envisagés à l'horizon de la planification par le modèle IMPROVES-RE concernent globalement 1.212.313 habitants et 877 localités, dont 84 pôles de développement local.

La planification prévoit des projets d'électrification rurale par système diesel isolés (41 projets), par mini-réseau diesel (16), par interconnexion au réseau national (13) et par petite centrale hydroélectrique (1). Ces projets ciblent directement 290.100 habitants, dans 157 localités.

La démarche prévoit également l'accès à un service énergétique moderne pour l'ensemble des formations sanitaires et des infrastructures scolaires situées dans des localités non électrifiées par les systèmes conventionnels ci-dessus à l'horizon de la planification. Il s'agit de l'installation de kits photovoltaïques adaptés à la demande en énergie pour 254 écoles et 11 centres de santé. Cette composante concerne 291 localités et 379.273 habitants.

Enfin le modèle de planification IMPROVES-RE propose de doter l'ensemble des localités à faible potentiel d'accès aux pôles de développement (localités isolées) et qui ne seront pas électrifiées à l'horizon de la planification, de systèmes à force motrice, pour un accès communautaire à l'énergie productive, selon des schémas de type "plate-forme multifonctionnelle". Il s'agit de 160 localités regroupant 74.648 habitants.

Au total les projets identifiés ciblent directement 608 localités et 744.000 habitants, avec un impact économique et social pour l'ensemble des territoires pilotes.

Le budget d'investissement nécessaire pour la réalisation de ces projets est de l'ordre de 15,1 milliards FCFA, dont environ 12,7 milliards FCFA pour les systèmes "conventionnels" (diesel, réseau, hydroélectricité), 2,4 milliards pour les kits photovoltaïques communautaires et la force motrice.

La prise en charge à 100% de cet investissement correspondrait globalement à environ 20.000 FCFA de subvention directe par habitant, et environ 12.500 FCFA de subvention indirecte par habitant pour l'ensemble des zones pilotes.

Le tableau de la page suivante récapitule ces différents résultats.

Graphique 56. Synthèse des coûts d'investissement en année 1 pour les quatre pays : diesel, réseau, PCH

IMPROVES-RE: SYNTHÈSE DES COÛTS D'INVESTISSEMENTS EN ANNEE 1

PARAMETRES		BURKINA FASO	CAMEROUN	MALI	NGER	TOTAL 4 PAYS
ZONE PILOTE	Population	350 780	352 214	193 733	315 586	1 212 313
	Nb localités	230	138	198	311	877
NBRE DE PÔLES	Total	21	12	21	30	84
	Electrifié	2	5	1	8	16
	Non électrifié	19	7	20	22	68
CIBLE DIRECTE	Population TOTALE	261 608	142 858	137 423	202 112	744 001
	Population Diesel, Réseau, PCH	102 270	71 020	49 050	67 760	290 100
	Population kits communautaires	150 993	52 787	54 283	121 210	379 273
	Population Force motrice	8 345	19 051	34 090	13 142	74 628
	Nb TOTAL de localités	180	100	128	200	608
	Localités Diesel, Réseau, PCH	62	33	21	41	157
	Localités kits communautaires	104	34	55	98	291
	Localités Force motrice	14	33	52	61	160
PROJETS	TOTAL	140	77	98	181	496
	Cluster diesel	9	0	1	6	16
	Diesel isolé	10	2	19	10	41
	Réseau	0	4	3	6	13
	PCH	0	1	0	0	1
	Kits photovoltaïques communautaires	107	37	23	98	265
	Force motrice (villages isolés)	14	33	52	61	160
COÛTS DU kWh (FCFA)	Diesel MIN	381	359	305	355	
	Diesel MAX	515	506	686	525	
	Réseau MIN		116	199	123	
	Réseau MAX		243	383	357	
	PCH (hors option rachat)		326			
INVESTISSEMENT en ANNEE 1 (FCFA)	TOTAL	3 634 997 496	5 401 892 015	2 248 471 778	3 807 150 946	15 092 512 235
	Cluster diesel	1 847 557 875	0	63 870 771	1 022 251 300	2 933 679 946
	Diesel isolé	1 004 575 245	303 815 072	1 161 370 516	562 174 896	3 031 935 729
	Réseau	0	812 350 772	675 338 176	1 342 226 461	2 829 915 409
	PCH	0	3 912 789 146	0	0	3 912 789 146
	Kits photovoltaïques communautaires	733 864 375	257 437 025	165 892 315	666 998 290	1 824 192 005
	Force motrice (villages isolés)	49 000 000	115 500 000	182 000 000	213 500 000	560 000 000

INVESTISSEMENT en ANNEE 1 (€)	TOTAL	5 541 155	8 234 591	3 427 548	5 803 584	23 006 878
	Cluster diesel	2 816 399	0	97 364	1 558 310	4 472 073
	Diesel isolé	1 531 365	463 133	1 770 382	856 974	4 621 853
	Réseau	0	1 238 340	1 029 479	2 046 077	4 313 895
	PCH	0	5 964 618	0	0	5 964 618
	Kits photovoltaïques communautaires	1 118 696	392 434	252 885	1 016 766	2 780 780
	Force motrice (villages isolés)	74 695	176 067	277 439	325 457	853 659

6. PROPOSITION DE MESURES D'ACCOMPAGNEMENT DES PROJETS

6.1 Introduction

Bien que le projet IMPROVES-RE ne traite pas directement de l'analyse d'impact économique et social de l'électrification rurale, il propose une approche alternative de la planification de l'électrification rurale, en vue de l'amélioration de cet impact. Les chapitres précédents ont ainsi décrit une démarche méthodologique qui devrait y contribuer, en procédant par deux étapes successives : (1) l'aménagement du territoire avec des modèles gravitaires et (2) la planification électrique proprement dite avec des modèles d'optimisation technico-économiques revisités.

Cependant, l'expérience suggère que la prise en compte éventuelle de ces pré-requis en amont des projets d'électrification rurale ne suffise pas à leur assurer l'impact économique et social escompté. En effet, les projets d'électrification rurale nécessitent également une série de mesures d'accompagnement en aval pour s'assurer de l'effectivité de l'impact économique et social recherché. C'est l'objet de ce chapitre, qui souhaite faire un pas de plus vers la logique-projet. Il s'agit d'identifier les facteurs qui contribuent positivement à l'amélioration effective de l'impact économique et social de l'électrification rurale dans les phases de mise en œuvre de projets.

Partant d'enseignements tirés d'expériences antérieures à travers des pays en développement, elle s'intéresse aux facteurs explicatifs des changements jugés positifs, significatifs et durables, afin de les spécifier comme recommandations/mesures d'accompagnement pour les nouveaux projets. Ces facteurs peuvent être regroupés en deux catégories²⁹ :

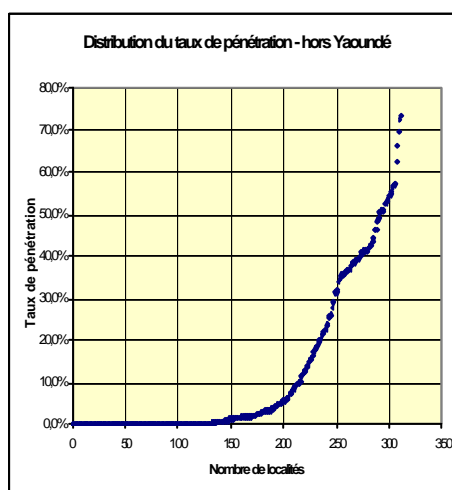
1. Facteurs institutionnels,
2. Facteurs socio-économiques.

6.2 Mesures institutionnelles

6.2.1 Coordination multisectorielle

Renforcer les effets exogènes de l'électricité

Comme indiqué dans le paragraphe 3.2, les bénéfices à long terme de l'électrification rurale découlent non pas de l'électrification elle-même, mais d'une série d'effets significatifs et durables, induits par les usages économiques et sociaux de l'électricité.



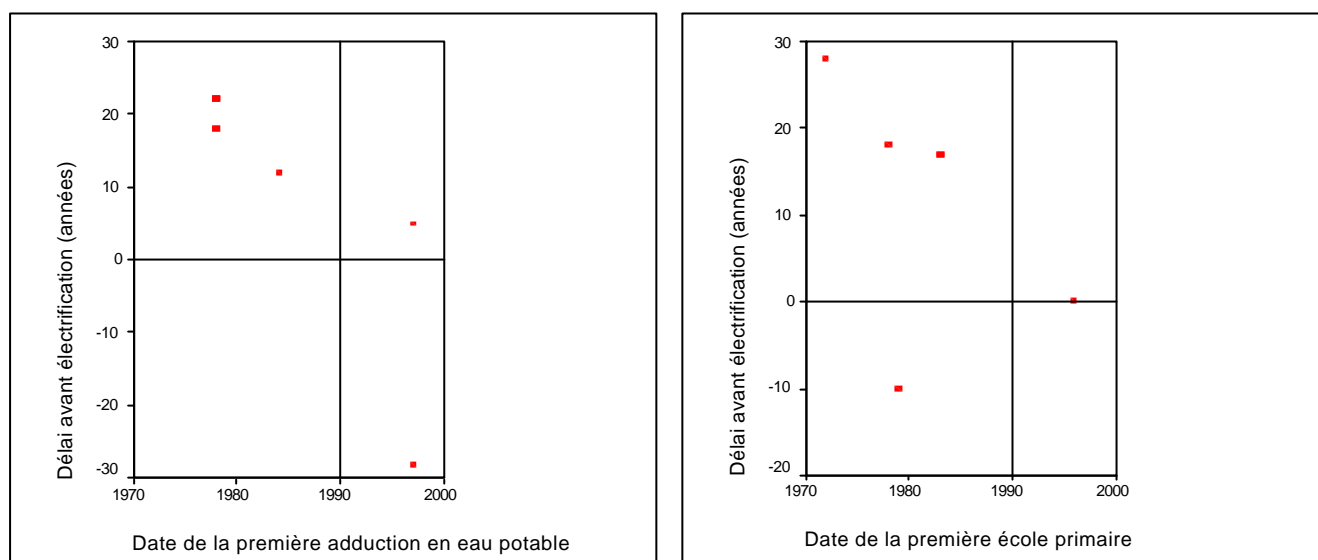
Une électrification qui intervient trop tôt, dans un environnement dépourvu d'une demande effective ou potentielle suffisante, n'aura que peu d'impact économique et social. De plus, elle se justifiera difficilement en terme économique et financier, et produira à terme un essoufflement de la ressource publique.

Le graphique ci-contre présente la distribution des taux de pénétration de l'électrification rurale (Nombre de ménages ayant effectivement accès à l'électricité dans une localité électrifiée) dans la province du Centre au Cameroun (hors Yaoundé), observés sur une trentaine d'années. On constate que plus de 80% des localités électrifiées ont un taux de pénétration inférieur à 30% (Source PDER 1999).

Une électrification réalisée longtemps après l'arrivée des autres services ruraux (santé, éducation, eau potable,...)

²⁹ Les facteurs techniques, troisième composante, ne sont pas développés dans ce rapport, en raison de l'accent mis sur les modèles de planification. En partie abordés au chapitre 3.4, il s'agit de l'optimisation des choix technologiques, mais aussi de la recherche de normes techniques adaptées aux conditions de services en zones rurales, de l'identification de modalités de réalisation techniques des projets à l'électrification rurale dans la perspective d'une réduction des coûts, etc.

révélera probablement l'inadéquation des infrastructures sociales réalisées sans électricité, d'importants besoins de renforcement du service, d'évolution/adaptation des équipements existants, ou d'acquisition de nouveaux équipements électriques (pompes hydrauliques électriques, chaîne de froid sanitaire, etc.). Ces exigences d'adaptation sont difficilement assurées par les structures concernées ou les organe de tutelle. Il en est de même du besoin d'évolution des équipements existants chez les particuliers (équipements domestiques, moulins, équipements agricoles, etc.).



Les graphiques ci-dessus font état des délais observés sur une trentaine d'année, entre la réalisation de différentes infrastructures (eau potable, école primaire) et l'électrification de localités dans le Département d'Aboisso en Côte d'Ivoire. Ces graphiques permettent de constater qu'avant 1990, l'électricité est arrivée en moyenne 15 ans après l'eau potable et l'école primaire et que la tendance s'est inversée depuis 1990. Dans les deux cas, aucune coordination de ces différents investissements n'est observée (Source SOPIE/INS et étude SOPIE/IED, 2004).

La coordination multisectorielle pourrait constituer une réponse à cette exigence d'optimisation des ressources publiques et privées, en privilégiant, du point de vue de la Collectivité, la qualité du *package global de services ruraux de base* (Santé, Education, Eau, Electricité, Transports,...) au détriment du saupoudrage habituellement observé.

Cette coordination peut s'opérer en amont des investissements d'électrification rurale, ou en aval des autres investissements socio-économiques.

Coordination en amont

Un début d'expérimentation de la coordination amont a été testé dans le cadre de IMPROVES-RE, à travers des structures désignées "Comités multisectoriels". Cette action n'a pas toujours été opérationnelle et évidente, essentiellement en raison de la jeunesse de ces structures parfois d'envergure nationale³⁰, mais aussi en raison des moyens nécessaires pour leur fonctionnement. La concertation a en effet un coût qui n'a pas toujours été évalué à sa juste dimension. Ceci ne doit pas remettre en question la nécessité de cette coordination, au contraire. Celle-ci aurait notamment permis une plus large discussion en ce qui concerne la structuration de l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD) et l'identification des pôles de développement locaux.

³⁰ Au Cameroun, un groupe de travail multisectoriel a été spécialement mis en place par le Ministère de l'Énergie et de l'Eau pour les besoins de suivi du projet IMPROVES-RE.

Idéalement, l'électrification devrait accompagner les résultats d'une planification intersectorielle associant au moins les trois secteurs clés du Développement Humain en zone rurale : les services de santé, d'éducation et d'agriculture, auxquels il faudrait également associer les Autorités en charge des équipements/transports et du développement rural. Cette coordination devrait permettre une optimisation de l'accès global aux différents services ruraux, ainsi qu'aux opportunités économiques, à l'échelle des territoires étudiés.

Réalisée en amont, cette coordination permettrait également une mise en cohérence/conformité technologique des différents équipements consommateurs d'énergie avec le système électrique.

Coordination en aval

Il s'agit du besoin de mise en cohérence locale lorsque l'électrification rurale intervient en aval d'autres investissements socio-économiques. Cette coordination devrait prévoir, dans le cadre des projets d'électrification concernés, des mesures/ressources incitatives pour assurer la transition par les services existants et les particuliers vers une utilisation du service électrique (droits d'entrée préférentiels, appui financier et accompagnement pour le transfert des systèmes, etc.), de manière à renforcer globalement les usages productifs de l'électricité.

Dans le cas d'une coordination en amont, il s'agirait du suivi opérationnel, évaluation et amélioration des interactions entre ces différents secteurs.

6.2.2 Autres mesures institutionnelles

D'autres mesures participent de l'accompagnement institutionnel des projets d'électrification rurale :

- La transparence et l'objectivité dans la sélection et l'organisation des priorités locales, notamment dans le processus d'identification et de sélection des pôles de développement local ;
- Le maintien et le renforcement de l'engagement des pouvoirs publics en faveur de l'électrification rurale, notamment par la mise en place d'un mécanisme équitable de subventions à l'investissement public/privé dans ce secteur, en direction des opérateurs privés ou des Collectivités locales décentralisées. Sur les quatre pays concernés par IMPROVES-RE, seuls le Mali et le Burkina Faso disposent à l'heure actuelle de mécanismes d'attribution de subvention sur le thème spécifique de l'électrification rurale, en direction des opérateurs privés locaux. Le Cameroun et le Niger disposent de mécanismes d'attribution de subventions plus larges (équipements et infrastructures de développement local) uniquement au bénéfice des collectivités locales ;
- La poursuite du renforcement des institutions publiques en charge de l'électrification rurale, dans le sens d'une décentralisation progressive des centres de décision. Il s'agit également de promouvoir les regroupements intercommunaux à une échelle intermédiaire pertinente dite MESO (syndicats de communes, communautés de communes, etc.) tel que le révèle le modèle IMPROVES-RE, notamment par la mise en place des cadres juridiques adaptés ;
- La mise en place d'un cadre juridique opérant, intégrant en particulier des modalités transparentes de sélection des prestataires, d'attribution des subventions, de gestion/partage du risque public-privé, pour faciliter la participation du secteur privé national ou éventuellement international. Sur les quatre pays, seul le Mali, et dans une moindre mesure le Burkina Faso, disposent de procédures claires pour l'attribution des titres dans le secteur de l'électrification rurale. Les quatre pays disposent cependant d'agences d'électrification rurale (Burkina Faso, Cameroun, Mali) ou d'un département ministériel qui en fait office (Niger).
- L'implication des organisations communautaires dans le montage et la gestion des projets, dans le but d'améliorer la prévision de la demande, la gestion des droits de passage, l'introduction de mesures d'économie d'énergie, la mobilisation des contributions initiales, le recouvrement des factures, la maîtrise d'ouvrage communautaire à travers des mécanismes associatifs et coopératifs, etc.

6.3 Mesures d'ordres socio-économiques

Il ressort de différentes études réalisées sur le thème de l'électrification rurale que :

- Les ruraux sont davantage freinés par les charges initiales liées au branchement que par la perspective de régler des factures mensuelles, généralement très en deçà de leurs dépenses en énergie sans électricité. Ils optent pour le service de l'électricité lorsque les politiques de branchements leur conviennent. Ces coûts intègrent à la fois celui des installations intérieures et le forfait exigé pour accéder à l'abonnement : il conviendrait pour cela d'imaginer des mécanismes financiers permettant d'alléger ces *droits d'entrée*, afin d'accroître l'accessibilité du service aux ménages les plus pauvres. L'expérience démontre en effet, que les taux de pénétrations effectif de l'électricité (nombre de ménages connectés) sont faibles et révèlent en plus une discrimination à l'égard des classes sociales les plus défavorisées. Les mesures envisagées pourraient être mises en place directement par les opérateurs du secteur de l'électrification rurale (recouvrement par la facture), ou en s'appuyant sur l'expertise d'ONG ou de banques rurales spécialisées dans le micro-crédit. **Dans le cadre de IMPROVES-RE, le coût des systèmes de comptage a d'ores et déjà été intégré aux budgets d'investissement, dans la perspective d'une subvention ;**
- Un des avantages de l'électricité découle à la base de sa capacité à fournir une énergie de substitution face à des sources d'énergie plus coûteuses : les projets d'électrification devraient donc être introduits en priorité dans les zones où il existe déjà une demande en électricité qui va bien au-delà de la seule demande domestique. Il s'agit en général de zones de croissance agricole où existent des entreprises rurales et où les revenus sont d'origine rurale ; **La démarche IMPROVES-RE donne pour cela la priorité aux pôles de développement local. Parmi ces pôles, la priorité est donnée à ceux qui ont une influence relative plus importante dans la zone étudiée. IMPROVES-RE propose une modélisation de cette influence, partant d'un travail de terrain.**
- Un avantage important de l'électricité résulte dans sa capacité à susciter le développement d'activités productives. La mise en place de facilités pour le financement de ces activités productives dans les localités électrifiées constitue un effet de levier important pour le renforcement de l'impact de l'électrification rurale, et exige une ouverture en direction des acteurs institutionnels et privés intervenant dans des secteurs connexes : hydraulique, agriculture, etc. **Des mécanismes de micro-crédit ou de fonds rotatifs peuvent être envisagés avec l'appui de banques rurales ou d'ONG spécialisées dans l'accès au crédit.**
- La durabilité du projet d'électrification dépend de sa viabilité financière, en particulier dans le cas des projets décentralisés : le challenge consiste alors à adopter une tarification permettant un bon équilibre entre les capacités des usagers à payer et les besoins de fonctionnement, de maintenance, de renouvellement, d'extension des équipements et de marge d'un opérateur privé. **La libéralisation du secteur électrique, effective dans les quatre pays bénéficiaires de IMPROVES-RE, rend alors complexe la perspective du maintien éventuel des tarifs de la péréquation.**

Enfin, le renforcement, concomitant aux projets d'électrification, de la mobilité au sein des ensembles territoriaux décrits par les pôles et leurs hinterlands est une nécessité, pour assurer un impact économique et social maximal de l'électrification rurale. Il s'agit d'un renforcement de l'accès aux services ruraux et aux marchés locaux, grâce au développement d'infrastructures de transport en zone rurale, en particulier entre les pôles retenus et les localités de leurs hinterlands. Plusieurs travaux ont récemment été menés sur cette thématique de la mobilité rurale³¹. Ces travaux révèlent que si la mobilité est un facteur important de réduction de la pauvreté du fait qu'elle induit l'accès aux services (éducation, santé, finances, marchés) et aux opportunités économiques et sociales, le manque de concentration de la demande empêche aujourd'hui la mise en place de services de transports à meilleur marché et plus efficace. **Le concept de pôle de développement va dans le sens d'une plus grande concentration de la demande en transport en zone rurale.**

³¹ Banque Mondiale et Commission Economique pour l'Afrique, Programme de politiques de transport en Afrique subsaharienne

7. CONCLUSION GENERALE

Ce rapport D5 présente la méthodologie de planification IMPROVES-RE, en vue de l'amélioration de l'impact économique et social de l'électrification rurale. Il capitalise par conséquent le travail de terrain et de modélisation qui a été mené depuis l'atelier de Bamako de juillet 2005, sur le thème de la planification de l'électrification rurale, et cristallise une approche construite à la fois à partir d'une analyse spatio-démographique et d'une optimisation technico-économique.

Le rapport présente par ailleurs les résultats obtenus suite à l'application de cette démarche de planification dans les zones pilotes retenues au Burkina Faso, au Cameroun, au Mali et au Niger.

Ces résultats, construits à cette étape grâce aux enquêtes de terrain mais aussi aux outils informatiques qui ont été développés, doivent désormais faire l'objet d'une validation par les acteurs locaux et nationaux, dans le cadre d'une consultation prévue en atelier. Deux niveaux de concertation sont programmés d'une part à l'échelle de la zone pilote, et d'autre part au niveau des capitales des pays.

Cependant, les résultats obtenus permettent d'ores et déjà d'envisager l'électrification de 157 localités dont 84 pôles de développement local, et de cibler directement 290.100 habitants. La population totale des zones pilotes, bénéficiaires directs ou indirects de cette électrification rurale, est estimée à 1.212.313 habitants, répartie dans 877 localités. Cette électrification rurale a recours à différentes technologies éprouvées, dépendant du contexte spatio-démographique de la localité concernée et de l'état actuel du système électrique national : diesel isolé, diesel en mini-réseau, interconnexion au réseau national, développement de Petites Centrales Hydroélectriques.

A partir d'un argumentaire bâti sur le principe de l'accessibilité effective aux infrastructures de base (école, santé) et aux opportunités économiques locales, des options de pré-électrification sont également prévues par IMPROVES-RE, en direction de 291 localités supplémentaires et 379.273 habitants, et permettant l'accès aux services énergétiques modernes (éclairage, audiovisuel, froid médical, etc.) pour 254 écoles et 11 formations sanitaires, grâce à l'installation de kits photovoltaïques communautaires. De même, 160 localités supplémentaires, regroupant 74.648 habitants, et disposant d'un faible potentiel d'accès aux pôles de développement, bénéficient en plus d'un projet de force motrice, selon des schémas de type "plate-forme multifonctionnelle".

Globalement, les projets identifiés ciblent directement 608 localités et 744.000 habitants, avec un impact économique et social au bénéfice de l'ensemble des territoires pilotes, et un budget d'investissement de l'ordre de 15,1 milliards FCFA, dont environ 12,7 milliards FCFA pour les systèmes "conventionnels" (diesel, réseau, hydroélectricité) et 2,4 milliards pour les kits photovoltaïques communautaires et la force motrice.

Enfin, le rapport présente quelques mesures d'accompagnement pour assurer, aux projets d'électrification rurale ainsi définis, les impacts socio-économiques escomptés. Il s'agit tout particulièrement du renforcement des effets exogènes de l'électricité par la mise en place de mécanismes de coordination multisectorielle, de la promotion et l'accompagnement des usages productifs de l'énergie, de la mise en place de mécanismes transparents de subvention et de partenariat public-privé, du renforcement de la maîtrise d'ouvrage intercommunale et sociale, de l'allègement des droits d'entrée, de la tarification au juste prix, et du renforcement de la mobilité rurale, en particulier entre les pôles de développement et les localités de leurs hinterlands.