

# ELECTRIFICATION RURALE DU SÉNÉGAL SE4ALL

PROGRAMME D'ACTION  
ET PROSPECTUS D'INVESTISSEMENT

---

2018











# ELECTRIFICATION RURALE DU SÉNÉGAL SE4ALL

PROGRAMME D'ACTION  
ET PROSPECTUS D'INVESTISSEMENT  
2018



Copyright © Juin 2018

Tous droits réservés

La Banque internationale pour la reconstruction et le développement /

LE GROUPE DE LA BANQUE MONDIALE

1818 H Street, NW | Washington DC 20433 | États-Unis d'Amérique

Les rapports du Programme d'assistance à la gestion du secteur énergétique (ESMAP) sont publiés afin de communiquer les résultats des travaux de l'ESMAP à la communauté travaillant sur le développement. Certaines sources citées dans ce rapport peuvent provenir de documents non officiels qui ne sont pas encore disponibles.

Les constatations, interprétations et conclusions exprimées dans ce rapport n'engagent que l'auteur (ou les auteurs) et ne doivent en aucun cas être attribuées à la Banque mondiale, ni à ses organisations affiliées, ni aux membres de son conseil d'administration pour les pays qu'ils représentent, ni à l'ESMAP. La Banque mondiale et l'ESMAP ne garantissent pas l'exactitude des informations contenues dans cette publication et déclinent toute responsabilité relativement à toute conséquence de leur utilisation. Les frontières, couleurs, dénominations et autres informations figurant sur toute carte de cet ouvrage n'impliquent aucun jugement de la part du Groupe de la Banque mondiale à l'égard du statut légal de tout territoire ou de l'acceptation desdites frontières.

Tout ou partie du texte de cette publication peut être reproduit intégralement ou partiellement et sous toute forme dans un but éducatif ou non lucratif, sans autorisation spéciale, à condition qu'une citation de la source soit faite. Les demandes d'autorisation de reproduire des parties dans le but de les revendre ou de les commercialiser doivent être soumises au directeur de l'ESMAP, à l'adresse indiquée ci-dessus.

L'ESMAP encourage la diffusion de ses travaux et, en règle générale, accorde rapidement son autorisation. Le Directeur de l'ESMAP apprécierait de recevoir une copie de la publication utilisant le présent document comme source, envoyée à l'adresse ci-dessus.

**Rédigé par :**

Gesto Energia, SA

# TABLE DES MATIERES

<b>1</b>	RÉSUMÉ EXÉCUTIF	<b>12</b>
<b>2</b>	INTRODUCTION	<b>20</b>
<b>3</b>	CONTEXTE ET SITUATION GÉNÉRALE DU PAYS	<b>24</b>
	3.1. Situation du Pays	25
	3.2. Le Secteur Energétique du Sénégal	28
	3.2.1. Production	28
	3.2.2. Transport	30
	3.2.3. Distribution	32
<b>4.</b>	AGENDA D'ACTION - PARTIE I : VISION POUR L'ACCÈS UNIVERSEL	<b>36</b>
	4.1. Définition de l'Accès Universel	37
	4.2. Vision 2025 de l'Électrification Rurale	41
	4.2.1. Impact sur la Production	45
	4.2.2. Impact sur le Réseau de Transport Haute Tension	46
<b>5.</b>	AGENDA D'ACTION - PARTIE II: DOMAINES D'ACTION PRIORITAIRES ET INTERVENTIONS	<b>48</b>
	5.1. Projets d'Électrification Rurale en-cours et Harmonisation Tarifaire	49
	5.2. Le Plan d'Urgence pour l'Électrification Rurale (PNUER)	51
	5.3. Le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel	53
	5.3.1. Systèmes Décentralisés	53
	5.3.1.1. Solutions Solaires Individuelles et Transitoires (y compris réhabilitations)	53
	5.3.1.2. PREM hors-réseau	53
	5.3.1.3. Mini-réseaux solaire / hybrides (y compris réhabilitation)	53
	5.3.2. Extension du Réseau MT	54
	5.3.2.1. Dorsales clés (duplication)	54
	5.3.2.2. Ramifications	54
	5.3.3. Distribution BT et MT	54
	5.3.3.1. Première électrification	54
	5.3.3.2. Densification BT & MT	54
	5.3.3.3. Réseau PREM	54
	5.3.4. Installations Internes	55
	5.3.4.1. Encouragement à l'électrification	55
	5.3.4.2. Prépaiement Universel	55
	5.3.5. Programmes sur le Genre dans l'électrification rurale	56
	5.3.6. Capacitation, Coordination, Projet et Ingénierie	57
<b>6</b>	AGENDA D'ACTION - PARTIE III: PLAN D'IMPLÉMENTATION ET PROGRAMMES	<b>58</b>
	6.1. Le programme de consolidation	62
	6.2. Le programme de couverture	64
	6.3. Le programme d'achèvement	67
<b>7</b>	BESOINS EN FINANCEMENT	<b>70</b>
	7.1. Besoins en Investissement	71
	7.1.1. Plan d'Urgence (PNUER)	71
	7.1.2. Le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel	71
	7.2. Déficit d'Exploitation du Secteur de l'Energie Rurale	74
	7.2.1. Les Programmes Prioritaires D'électrification Rurale (Pper)	74
	7.2.2. Flux de Trésorerie Opérationnel de la prestation de service aux clients ruraux en dehors du PPER	75
	7.2.3. Total des besoins en compensation	78
	7.3. Priorité des Besoins en Financement	79
<b>8</b>	STRATÉGIE DE SYNDICATION DU FINANCEMENT	<b>82</b>
	8.1. Revenus du Secteur Energétique et Financement privé	83
	8.1.1. Senelec	83
	8.1.2. Concessionnaires	86
	8.2. Financement Public et Stratégie de Syndication	88

<b>9</b>	<b>UNE NOUVELLE STRATÉGIE ET LE CADRE INSTITUTIONNEL</b>	<b>96</b>
9.1.	Amélioration du Cadre Institutionnel : un processus en 2 étapes	97
9.2.	Améliorations institutionnelles immédiates : Unités de Gestion de Projet; Harmonisation de tarifs et attribution des concessions restantes	99
9.3.	Réforme institutionnelle à long terme: Modèle de concession révisé et simplifié	100
9.4.	Réforme institutionnelle à long terme : Modèle de Régulation	102
<b>ANNEXE – OPPORTUNITÉS D'INVESTISSEMENT</b>		<b>104</b>

## TABLEAUX

Tableau 6.1– Résultats répartis par Département – PNUER (electrification rate considering 2017 population) [Source : Gesto Analyse]
Tableau 6.2– Résultats répartis par Département – Après la mise en oeuvre du PNUER et du Programme de Consolidation Source : Analyse Gesto & Earth Institute
Tableau 6.3 – Résultats répartis par département – Fin du Programme de Couverture Source: Analyse Gesto & Earth Institute
Tableau 6.4 – Résultats répartis par département – Cible pour 2025 Source : Analyse Gesto & Earth Institute
Tableau 7.1 – Investissements nécessaires par axe clé pour le programme complémentaire 2018-25, (Milliards FCFA). [Source : Analyse Gesto]
Tableau 7.2 – Coûts relatifs à l'harmonisation tarifaire. [Source : UE]

## FIGURES

Figure 2.1 – Programmes et Projets du PNER (Source : ASER)
Figure 3.1 – Base de données des villages ruraux au Sénégal (Source : ASER)
Figure 3.2 – Estimation de l'évolution du PIB (Source : Analyse Gesto)
Figure 3.3 – Prévision du ratio dette publique-PIB à l'horizon 2025 (Source : FMI, Analyse Gesto)
Figure 3.4 – Cartographie des centrales de production et réseau actuels (Données : ASER, Senelec)
Figure 3.5 – Évolution du mix de production estimé par la Senelec (Source : Senelec)
Figure 3.6 – Différentes scénarios des coûts de production (Source : Scénario de Base – Senelec ; Scénarios Haut et Bas - Analyse Gesto)
Figure 3.7 – Réseau planifié (Source : Donnée : ASER)
Figure 3.8 – Taux d'électrification rurale et urbaine (Source : Analyse Gesto ; Données: SIE 2010, PSE, CRSE, ASER 2015)
Figure 3.9 – Villages électrifiés en 2015 par type de technologie (Source : Analyse Gesto, Données : ASER)
Figure 4.1 – Grille de définition multi-niveaux (Source : ESMAP)
Figure 4.2 – Technologies proposées par type de localité (Source : Gesto)
Figure 4.3 – Nombre de localités rurales selon le type de technologie d'électrification (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.4 – Résultat du modèle d'expansion du réseau et réseau HT planifié (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.5 – Répartition des clients par type et par technologie en 2025 (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.6 – Localités rurales en 2025 par technologie d'électrification (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.7 – Répartition des clients totaux et de la population électrifiée par concessions rurales (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.8 – Pointe de consommation rurale en 2015, 2017 et 2025 par type de technologie (Source : Analyse Gesto)
Figure 4.9 – Réseau électrique proposé en 2025 (Source : Analyse Gesto)
Figure 5.1 – Comparaison des différents tarifs au Sénégal (Concessions et Senelec) [Source : Analyse Gesto, Données : ASER, PLE, Senelec]
Figure 5.2 – Objectifs PNUER (Source : ASER)
Figure 5.3 – Axes et Initiatives proposées pour le Plan Complémentaire [Source : Analyse Gesto & Earth Institute]
Figure 6.1 – Programmes d'Implémentation [Source : Analyse Gesto]
Figure 6.2 – Système Électrique du Sénégal avec PNUER finalisé [Source : GESTO Analysis]
Figure 6.3 – Système Electrique du Sénégal à la fin du Programme de Consolidation [Source : Analyse Gesto]
Figure 6.4 – Système Electrique du Sénégal à la fin du Programme de Couverture (Source : Analyse Gesto & Earth Institute)
Figure 6.5 – Système Électrique du Sénégal à la fin 2025 (Source : Analyse Gesto & Earth Institute)
Figure 7.1 – Investissements estimés pour la période 2018-2025 par technologie électrique. [Source : Analyse Gesto]
Figure 7.2 – Investissements par Concessions. [Source : Analyse Gesto]
Figure 7.3 – Calcul de l'excédent de trésorerie d'exploitation total par kWh. [Source : Analyse Gesto]
Figure 7.4 – Calcul du déficit total des clients ruraux en dehors du PPER. [Source : Analyse Gesto]
Figure 7.5 – Compensations totales aux concessionnaires. [Source : Analyse Gesto]

Figure 7.6 – Besoins totaux en financement pour atteindre l'accès universel. [Source : Analyse Gesto]

Figure 7.7 – Investissements à réaliser par Axes / Initiatives pour la période 2018 – 2020. [Source : Analyse Gesto]

Figure 7.8 – Besoins en Investissement par Projet (Programme de Consolidation). [Source : Analyse Gesto]

Figure 8.1 – Déségrégation des revenus de la Senelec par catégorie et kWh. [Source : Analyse Gesto]

Figure 8.2 – Flux de trésorerie disponible de la Senelec et estimation de la compensation (différents scénarios). (Source : Analyse Gesto)

Figure 8.3 – Compensations totales estimées Senelec + Concessionnaires. [Source : Analyse Gesto]

Figure 8.4 – Moyenne Annuelle d'investissement par source de financement et par an PTIP 2015-2017 [Source : Ministère des Finances du Sénégal, Analyse Gesto]

Figure 8.5 – Alternatives au financement public. Source : Analyse Gesto

Figure 8.6 – Analyse des subventions ODA pour l'énergie [Source : Analyse Gesto, données IEA, AidData, PTIP et FMI]

Figure 8.7 – Fonds de Financement Climat [Source : [www.climatefundsupdate.org](http://www.climatefundsupdate.org)]

Figure 8.8 – Résumé de la stratégie de Syndication (deux scénarios possibles). [Source : Analyse Gesto]

Figure 9.1 – Cadre Institutionnel actuel pour l'électrification rurale

Figure 9.2 – Concessions rurales et localités situées dans le périmètre de Senelec [Source : Analyse Gesto; Données: ASER]

## ACRONYMES

<b>ANER</b>	Agence Nationale pour les Énergies Renouvelables
<b>ANEV</b>	Agence Nationale des Eco-villages
<b>ANSD</b>	Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie
<b>ASER</b>	Agence sénégalaise d'électrification rurale
<b>CRSE</b>	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
<b>DO</b>	Diesel oil
<b>ESMAP</b>	Energy Sector Management Assistance Program
<b>ERIL</b>	Électrification Rurale d'Initiative Locale
<b>FCFA</b>	Franc des colonies françaises d'Afrique (UEMOA)
<b>GBM</b>	Groupe de la Banque Mondiale
<b>FO</b>	Fuel oil
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>KFW</b>	Kreditanstalt für Wiederaufbau
<b>kW</b>	kilowatt
<b>kWh</b>	kilowatt-heure
<b>MEDER</b>	Ministère de l'Énergie et du développement des Énergies renouvelables
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>OMVS</b>	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal
<b>OMVG</b>	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie
<b>PASER</b>	Programme d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale
<b>PLE</b>	Plan d'électrification local
<b>PNER</b>	Programme National d'Électrification Rurale
<b>PNUD</b>	Programme des Nations Unies pour le développement
<b>PNUER</b>	Programme National d'Urgence d'Électrification Rurale
<b>PPER</b>	Plan Prioritaire d'Électrification Rurale
<b>PPP</b>	Partenariat Public-Privé
<b>PSE</b>	Plan Sénégal Émergent
<b>PUDC</b>	Programme d'Urgence de Développement Communautaire
<b>SE4ALL</b>	Sustainable Energy for All
<b>SIG</b>	Système d'information géographique
<b>UN</b>	United Nations

## REMERCIEMENTS

Que soient remerciés ici : Louise J. Cord, Directrice des Opérations pour le Sénégal, le Cabo Verde, la Guinée Bissau, la Mauritanie et la Gambie, Charles Joseph Cormier, Chargé du Secteur Energie pour l'Afrique de l'Ouest et l'Afrique Centrale, pour leurs commentaires pertinents et précieux conseils.

Issa Diaw, David Vilar Ferrenbach, Massan Elise Akitani, Dana Rysankova et Léopold Sedogo, experts de la Banque Mondiale pour leur lecture attentive du rapport et leurs commentaires constructifs; Rahmoune Essalhi, pour son appui précieux et constant au processus de passation de marchés ainsi que Aminata Ndiaye Bob de la revue du rapport par la Banque mondiale ; Heather H. Austain, pour ses conseils dans la présentation des rapports ; Alioune Fall, Consultant Banque mondiale pour la revue des documents et les conseils pertinents et constructifs ; et Fatou Thiam Sow, point focal du SE4ALL Sénégal pour le **Ministère de l'Energie et du Développement des Energies Renouvelables**, Ousmane Fall Sarr, *Directeur des Etudes et du Système d'Information de l'ASER pour la coordination de l'étude sur le terrain* et leurs commentaires pertinents et constructifs tout au long de l'étude. Tous les responsables et techniciens du Ministère en charge de l'Energie et les acteurs concernés.

Nous remercions l'ESMAP pour son appui financier et technique. L'ESMAP - un fonds d'affectation spéciale pour l'aide technique et le transfert des connaissances administré par la Banque mondiale – aide les pays en voie de développement dans leurs initiatives visant à développer le savoir-faire et la capacité institutionnelle afin de mettre en oeuvre des solutions énergétiques durables sur le plan environnemental pour la réduction de la pauvreté et pour la croissance économique. L'ESMAP est administré et financé par le Groupe consultatif (GC) composé d'organismes donateurs bilatéraux officiels et d'institutions multilatérales, représentant l'Australie, l'Autriche, le Danemark, la Finlande, la France, l'Allemagne, l'Islande, la Lituanie, les Pays-Bas, la Norvège, la Suède, le Royaume-Uni, le Japon, la Suisse et le Groupe de la Banque mondiale.



# PREAMBULE

Dans le cadre de l'Initiative « Énergie Durable pour Tous – *Sustainable Energy for All* (SE4ALL) », l'ONU a défini pour 2030, trois objectifs qui associent les politiques énergétiques aux réductions des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et au programme d'éradication de la pauvreté mondiale, à savoir : (i) assurer l'accès universel à des services énergétiques modernes ; (ii) doubler le taux mondial d'amélioration de l'efficacité énergétique ; et (iii) doubler la proportion d'énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial.

Dans le cadre de cette initiative, le Programme ESMAP (Energy Sector Management Assistance Program) ou Programme d'Appui au Secteur de l'Énergie de la Banque mondiale, a mis en place un programme d'assistance technique dont le Sénégal fait partie des cinq pays africains bénéficiaires de la première phase visant à soutenir l'accès aux services énergétiques modernes à 200 million d'Africains. Le choix du Sénégal trouve sa justification dans l'ambition affichée par le Gouvernement et les actions déployées par ce dernier en vue d'élargir l'accès à l'électricité des populations vivant en milieu rural.

L'assistance technique du Programme ESMAP au Sénégal a visé précisément à apporter au Gouvernement des conseils dans le choix des approches les plus appropriées au plan institutionnel, technique et économique pour la conception et la mise en oeuvre des programmes d'accès à l'électricité en milieu rural et l'amélioration et la gestion de la gouvernance du secteur de l'énergie. Ainsi, le Gouvernement en concertation avec la Banque a identifié 3 composantes pour cette assistance technique, à savoir : *Le Renforcement du secteur de l'électrification rurale* à travers (i) la réalisation des 2 études de plan local d'électrification restant à faire (Concession de Foundiougne et Concession de Ziguinchor – Oussouye – Bignona – Sédhiou), (ii) l'audit organisationnel, technique financier des projets et programmes de l'ASER, l'évaluation de sa stratégie d'intervention et proposition de mesures d'optimisation du processus de mise en oeuvre et (iii) la mise en place d'un système de suivi-évaluation des impacts des projets et programmes de l'ASER ; *L'Elaboration d'un plan national d'investissement d'électrification rurale et d'un prospectus* ; et *L'Amélioration de la gouvernance et du management du secteur de l'énergie* à travers (i) la mise en place d'un système de suivi-évaluation de la Lettre de politique de Développement du Secteur de l'Énergie, (ii) le renforcement du Système d'Information Énergétique du Sénégal (SIE), et (iii) la révision du cadre institutionnel, légal et réglementaire du secteur de l'énergie.

Ce présent rapport concerne l'agenda d'action et le plan national d'investissement d'électrification rurale conformément aux termes de références et à la méthodologie proposée par le consultant, il donne successivement une vision pour l'accès universel, le phasage du Programme et le plan de mise en oeuvre, les exigences de financement et la stratégie de financement.

**RÉSUMÉ EXÉCUTIF**

## INTRODUCTION

**Le Sénégal est actuellement fortement engagé dans l'initiative *Sustainable Energy for All (SE4ALL)*.** L'accès aux services électriques en zones rurales est une des principales priorités du « Plan Sénégal Emergent » (PSE) et de l'agenda d'action SE4ALL. Le Sénégal a pour objectif l'atteinte de l'accès universel au Sénégal à l'horizon 2025 – soit 5 ans avant l'objectif de l'initiative SE4ALL.

**Le présent document précise l'Agenda d'Action et présente un Prospectus d'Investissement pour l'électrification rurale** au Sénégal. Il identifie et priorise les investissements à moindre coût et hors-réseau à financer d'une part, et établit une feuille de route basée sur des programmes clairs et réalisables, accompagnés d'une stratégie de financement crédible, supportant ainsi le cadre institutionnel.

**L'objectif du Prospectus d'Investissement est de faciliter l'obtention de fonds principalement pour la deuxième phase du Programme National d'Electrification Rurale (PNER) qui débutera en 2018.** Le programme d'urgence du PNER actuellement en cours, le « Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale - 2015 à 2017 » (PNUER) étant pratiquement financé dans sa totalité, le Gouvernement du Sénégal souhaite lever les fonds nécessaires pour la deuxième phase du PNER: le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel (2018-2025).

## CONTEXTE ET SITUATION GÉNÉRALE DU PAYS

**La stabilité politique et économique et la croissance du Sénégal offrent un cadre idéal pour un financement à bas coût et des investissements en infrastructures – un élément clé pour maintenir les ambitions futures de croissance et un niveau de dette soutenable.** La bonne gouvernance du Sénégal, sa croissance solide – renforcée par le Plan Sénégal Emergent - et une inflation modérée associées à une devise régionale alignée sur l'Euro et garantie par le Trésor Français offrent un des meilleurs contextes macro-économiques et politiques en Afrique Subsaharienne pour le financement et le déploiement d'infrastructures. La soutenabilité de la dette publique est dépendante de la capacité à maintenir un certain niveau de croissance à travers un déploiement robuste d'infrastructures financées par de la dette à un coût raisonnable.

**Les perspectives du secteur énergétique sénégalais en termes de Production et Transport sont fondamentales pour soutenir les récentes décisions de réduction du prix de l'énergie – ayant comme objectif d'améliorer la croissance et la compétitivité du Sénégal – et pour permettre la mise en place d'un programme d'investissement en électrification rurale.**

En termes de Production, la réduction des coûts attendue due à l'introduction de production d'électricité à partir du charbon, énergies renouvelables, les importations hydro-régionales et gaz naturel aura comme conséquence la réduction du coût de l'électrification rurale à partir du réseau et la diminution des compensations nécessaires à la Senelec en conséquence de la récente décision de réduction du prix de l'électricité. En ce qui concerne le Transport, les nouvelles infrastructures Haute Tension offrent de nouvelles opportunités d'augmentation future de la demande et d'économies d'échelle tout en permettant la création de nouveaux points de départ pour l'extension du réseau à travers l'ensemble du territoire.

**Une bonne performance historique en électrification urbaine et une sous-performance en électrification rurale démontrent le besoin de changement de modèle pour les zones rurales.** Le taux d'électrification dans les zones urbaines du Sénégal a atteint un niveau de 90% en 2009 tandis que les zones rurales arrivaient à peine à 30% en 2015. Cette différence considérable en termes de progression est due en partie aux résultats mitigés du Plan d'Action Sénégalais d'Electrification Rurale (PA-

SER) – basé sur la création de 10 concessions d'électrification rurale qui devraient être gérées par le secteur privé. Ce modèle – malgré son degré d'innovation et les perspectives qui ont suivi l'attribution de 6 des 10 concessions – s'est vu confronté à un nombre important de difficultés et obstacles.

**Le Programme National d'Electrification Rurale (PNER) approuvé en 2015 pour accélérer l'électrification rurale offre une opportunité importante aux donateurs et investisseurs d'accomplir l'Agenda SE4ALL au Sénégal et contribuer ainsi à forger un exemple pour le reste de l'Afrique.** Le PNER a été approuvé en 2015 pour accélérer l'électrification rurale à travers le lancement d'un programme d'urgence pour la période 2015-2017 et pour atteindre l'objectif d'accès universel du Plan Sénégal Emergent (PSE) en préparant un plan d'investissement à l'horizon 2025. Le Plan d'Investissement 2018-2025 constitue la base de ce Prospectus d'Investissement.

## AGENDA D'ACTION I : VISION POUR L'ACCÈS UNIVERSEL

L'accès universel pour le Sénégal signifie fournir à tous les citoyens et tous les business, les commerces, les infrastructures sociales et autres clients qui en font la demande avec une énergie fiable, en quantité, qualité et durée suffisantes et à un prix abordable. L'extension du réseau et l'installation de micro/mini réseaux seront des mesures prioritaires. L'utilisation universelle de compteurs prépayés permettra aux consommateurs d'utiliser l'énergie dont ils ont besoin et quand ils sont en mesure de la payer, tout en permettant aux concessionnaires de gérer de façon efficace une infrastructure aussi étendue. Les solutions individuelles fondées sur des « Solar Home Systems » ne seront installées dans le futur que dans les localités de très petite taille et extrêmement isolées.

À l'horizon 2025, 14.234 villages ruraux et plus d'un million de clients ruraux devront être électrifiés grâce à l'extension du réseau (12.556 villages et 95% des clients ruraux) mais également à travers des mini-réseaux 100% solaires ou hybrides solaire-diesel (1.215 villages et 4% des clients ruraux). L'électrification rurale – qui représentera un besoin additionnel en termes de production de 180 MW à l'horizon 2025 – viendra de la ramification des dorsales Moyenne Tension déjà planifiées et d'un programme ambitieux de mini-réseaux dans la partie orientale du pays. Les systèmes solaires individuels n'électrifieront que 464 localités, représentant moins de 1% des clients ruraux.

## AGENDA D'ACTION II: DOMAINES D'ACTION PRIORITAIRES ET INTERVENTIONS

Les projets existants et en-cours sont en train d'être finalisés. La récente décision d'harmonisation des tarifs devrait faciliter la progression des 6 concessions attribuées. Un progrès significatif est encore attendu pour les 6 concessions attribuées étant donné que certaines d'entre elles n'ont commencé leur activité que tout récemment. Par ailleurs, la décision d'harmoniser les tarifs avec la Senelec entrainera une réduction significative des coûts pour les consommateurs dans les concessions et permettra ainsi d'améliorer le taux d'adhésion.

Le Plan d'Urgence 2015-2017 est d'ores et déjà financé et en cours, avec des interventions organisées en 4 domaines clés : le déploiement des dorsales MT, la densification le long du réseau MT existant, la densification des villages déjà électrifiés et les Mini-Réseaux. L'objectif d'atteindre 60% de tous les clients ruraux signifie doubler en 3 ans le nombre de clients électrifiés dans ces zones. Le PUDC et d'autres initiatives commencent à avoir un impact significatif mais nécessiteront peut-être de plus de temps pour finaliser leur implémentation.

**Le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel est structuré selon 6 axes clés :** **1. Systèmes Décentralisés** – où des mini-réseaux 100% solaires ou hybrides sont prioritaires au même titre que la réhabilitation des mini-réseaux existants. **2. Expansion MT** – majoritairement à travers les ramifications des dorsales MT du PNUER. **3. Distribution** – pour atteindre des nouveaux villages et densifier ceux déjà électrifiés. **4. Installations Internes** – amener des compteurs prépayés à tous les clients et promouvoir l'adhésion à travers le financement et le subventionnement des connections au réseau et installations internes. **5. Genre** – offrir un soutien particulier à l'électrification des femmes et à la promotion de l'égalité d'opportunités entre hommes et femmes comme un résultat du programme d'électrification rurale. **6. Capacitation, Coordination et Ingénierie** – un niveau de préparation élevé sera nécessaire pour un programme de cette taille et ambition.

## AGENDA D'ACTION III: PLAN D'IMPLÉMENTATION ET PROGRAMMES

La mise en oeuvre des domaines d'action prioritaires vers l'accès universel sera organisée en 3 programmes différents:

- **Le programme de consolidation – à lancer en 2018:** Exploitation des principaux investissements et ramification des dorsales, avec un programme ambitieux de mini-réseaux à l'Est et un objectif d'électrification de 170 000 clients supplémentaires le plus efficacement possible;
- **Le programme de couverture – à lancer en 2021:** Electrification d'au moins 14.234 nouveaux villages pour la première fois et électrification de 150 000 clients additionnels;
- **Le programme d'achèvement – à lancer en 2024:** tous les habitants ruraux, dans chaque village du pays, auront la possibilité d'être connectés et de bénéficier d'un accès universel à l'électricité, permettant d'atteindre plus de 1 million de clients ruraux, avec un objectif de taux d'accès de 100%.



A chaque période, la priorité la plus importante sera le lancement d'un nouveau programme, cependant les différents programmes peuvent coexister – afin de refléter les différentes vitesses de développement dans les différentes régions et avec les différents acteurs. Chaque programme peut être vu comme un « building block » ou une « couche » de l'électrification rurale vers l'accès universel avec des investissements concrets associés. En outre, les investissements en cours et prévus dans le cadre du PNUER, pas encore déployés d'ici la fin de 2017, seront complétés en parallèle avec les autres programmes en marche.

## BESOINS EN FINANCEMENT

**Les investissements prévus, jusqu'en 2017 sont pratiquement totalement couverts, ne manquant que 45 Mrds de FCFA. Cependant des investissements additionnels entre 2018 et 2025 à hauteur de 374 Mrds de FCFA ne bénéficient pas d'engagements à ce stade.** Les projets en cours et le PNUER ont été pratiquement financés en totalité, ne manquant à ce stade que 45 Mrds de FCFA. Le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel n'a pas sécurisé à ce stade aucun financement et représente donc la majorité des fonds nécessaires, soit un total de 374 Mrds de FCFA (623 M\$)

**Les décisions d'harmonisation et réduction des tarifs devront représenter un total de 168 Mrds de FCFA de déficit d'exploitation dans le secteur de l'électrification rurale entre 2018 et 2025, déficit qui nécessitera également des compensations.** Selon l'étude de l'UE, l'harmonisation tarifaire devrait nécessiter une compensation aux concessionnaires du PASER de presque 89 Mrds de FCFA. Les clients ruraux additionnels qui seront connectés en dehors du PPER nécessiteront un niveau de compensation estimé à 78,7 Mrds de FCFA, et ce pour couvrir que les coûts opérationnels – n'incluant donc aucune rémunération de l'investissement.

**Malgré un besoin en financement total à l'horizon 2025 de 587 Mrds de FCFA (45 + 374 + 168 Mrds de FCFA), la priorité du Sénégal est de sécuriser les fonds nécessaires jusqu'en 2020, soit 254,8 Mrds de FCFA (425 M\$).** Les priorités actuelles du Sénégal sont notamment la finalisation du PNUER avec un financement de 45 Mrds de FCFA, commencer 2018 avec le programme qui nécessite 154 Mrds de FCFA additionnels et d'assurer des mécanismes efficaces de subvention croisées, pour que les concessionnaires disposent des ressources suffisantes et d'une compensation adéquate pour fournir une électricité de qualité à 75% de la population à l'horizon 2020.

## FINANCEMENT DE LA STRATÉGIE DE SYNDICATION

**La nécessité d'harmoniser et de réduire les tarifs tout en réduisant les compensations provenant du Budget de l'Etat envers la Senelec limite significativement l'accès à l'Investissement Privé sans une garantie publique quelconque. Il demande également un effort important en termes d'efficacité du secteur de l'énergie et une réduction des coûts opérationnels.** Seul un scénario avec des hypothèses très ambitieuses et optimistes en termes d'évolution des coûts du secteur permettra d'éviter des compensations à la Senelec et de développer un système énergétique durable et « bancable » où le secteur électrique peut subventionner le déficit opérationnel du sous-secteur rural. Néanmoins, l'application d'un prélèvement aux consommateurs urbains de 0,7 FCFA/kWh mobilisera déjà 26 Mrds de FCFA entre 2018 et 2025 pour le Fonds d'Electrification Rurale.

**Le financement de l'électrification rurale sera en grande majorité public ou bénéficiera d'une garantie publique, et devra par conséquent être mis en place d'une façon efficiente pour soutenir la croissance économique tout en poursuivant une stratégie prudente en ce qui concerne la dette qui permet d'emprunter à des taux raisonnables, comme recommandé par le FMI.**

Les prêts commerciaux impliquent des intérêts et coûts financiers plus importants, ce qui ferait en sorte que l'accès universel soit plus onéreux pour le Sénégal. Ces prêts devraient, dans la mesure du possible, être évités et limités à des solutions de financement mixte et plus abordables.

**La stratégie de financement proposée pour les investissements – qui permet de maximiser la soutenabilité de la dette et maintenir l'impact dans le budget de l'Etat à des niveaux raisonnables – est fondée sur :**

- **Maximisation des subventions**, idéalement celles qui sont spécifiques aux projets ou qui peuvent être mélangées à d'autres sources et qui ne représentent pas un compromis avec d'autres secteurs. Des objectifs de 11,6 Mrds de FCFA/an jusqu'à 22,1 Mrds de FCFA/an pourraient être envisagés prenant en compte des résultats historiques et la croissance du PIB, mais nécessitent un soutien fort des donateurs et un rôle actif de l'ASER.

- **Maximisation des prêts concessionnels**, que ce soient bilatéraux ou multilatéraux, si l'approvisionnement nécessaire ne contraint pas ou augmente les coûts d'acquisition des équipements. Les perspectives macro-économiques offrent un potentiel pour augmenter de façon significative les prêts publics alloués à l'électrification rurale à hauteur de 14,7 Mrds de FCFA/an.

- **L'utilisation sélective des opportunités de financement mixte du secteur Privé** bénéficiant de garanties publiques et de structurations contractuelles adéquates. Il est possible et même désirable d'avoir recours à des opportunités de financement mixte ou le Financement de type Commercial ou de Développement peut être mélangé à des subventions et des prêts concessionnels, résultant ainsi en maturités longues et taux d'intérêt réduits.

- **Optimisation des opportunités de financement Climat**. L'accord de Paris envisage 100 Mrds d'USD par an de financement climat pour le développement à partir de 2020. Une politique proactive et l'apparition d'opportunités de financement climat peuvent permettre l'accès à de nouvelles sources de subventions et prêts concessionnels – comme l'ASER qui est une pionnière avec son projet de Coupons.



**La contribution du budget de l'État continuera à être le principal financement clé, mais le soutien des donateurs est fondamental car sans une augmentation significative des subventions et prêts par rapport aux années précédentes (PTIP 2015-17) la contribution du budget de l'Etat peut nécessiter une augmentation significative.** Sans une augmentation de l'efficacité en termes de coûts et du soutien des donateurs, prêteurs concessionnels et/ou du financement innovant du secteur privé et du carbone, atteindre les objectifs de l'électrification rurale impliquerait une augmentation significative des allocations du budget de l'Etat (jusqu'à 380 Mrds de FCFA ou 50 Mrds de FCFA/an), potentiellement compromettant l'investissement dans d'autres secteurs du Sénégal.

## UNE NOUVELLE STRATÉGIE ET CADRE INSTITUTIONNEL

**Un progrès historique limité et un programme d'électrification rural ambitieux nécessitent des modifications institutionnelles et d'une nouvelle stratégie. Ces modifications doivent être implémentées en deux étapes, afin de ne pas retarder la mise-en-oeuvre de la mise en oeuvre :**

– **Jusqu'en 2020, des améliorations institutionnelles immédiates** se concentreront dans la création des Unités de Gestion de Projet en charge des approvisionnements d'équipements et de travaux, utilisant les fonds publics sous la coordination d'une ASER renforcée, en harmonisant les tarifs entre les concessionnaires et la SENELEC, et sur l'attribution des concessions restantes.

– **Après 2020, le cadre de concessions actuel sera simplifié avec une séparation claire d'activités et géographies.** Les Concessions de Distribution Régionale constitueront la base d'opération du réseau de distribution et de l'infrastructure hors réseau et dans le futur, dans les zones urbaines et rurale. **Le modèle à long terme nécessitera d'une nouvelle approche réglementaire avec un système de compensation – lequel peut faciliter les modifications prévues sur le modèle de concession et la mise en oeuvre d'un système tarifaire unique.**

Fondée sur les leçons apprises, la nouvelle stratégie proposée emploie une approche modifiée pour le développement de l'électrification rurale, basée sur un schéma cohérent afin d'agréger le marché pour l'expansion des services d'électricité en milieu rural sous des mécanismes de mise en oeuvre simplifiés. La décision de centraliser la planification et la gestion du programme d'électrification rurale soutient cette nouvelle stratégie, afin de réduire la complexité et d'éliminer le chevauchement de rôles.

La deuxième étape consiste à développer des territoires de service élargis avec un service d'électrification durable à long terme et des plans d'affaires.

**Sous cette nouvelle stratégie, l'électrification rurale sera implémentée sous un modèle fondé sur des territoires ou des concessions couvrant l'ensemble du territoire national, bénéficiant ainsi d'un effet d'échelle, et où les services électriques seront basés sur plusieurs technologies. Ces territoires ou concessions seront gérés par des concessionnaires dûment agréés.**



# INTRODUCTION

**Le Sénégal est actuellement fortement engagé dans l'initiative Sustainable Energy for All (SE4ALL).** L'accès aux services électriques en zones rurales est une des principales priorités du «Plan Sénégal Emergent» (PSE) et de l'agenda d'action SE4ALL. Le Sénégal a pour objectif l'atteinte de l'accès universel au Sénégal à l'horizon 2025 – soit 5 ans avant l'objectif de l'initiative SE4ALL.

L'accès à l'énergie, en particulier l'accès aux services électriques, est un enjeu majeur dans les pays du continent Africain et représente une condition indispensable pour le développement économique et social. Dans ce contexte, l'initiative SE4ALL, créé par les Nations Unies, apparaît pour impulser les mesures nécessaires pour atteindre l'accès universel aux services électriques à l'horizon 2030. Le Sénégal s'est, quant à lui, imposé l'horizon plus ambitieux de 2025 pour atteindre l'accès universel aux services électriques.

En effet, l'accès universel à l'énergie est devenu une priorité pour le Sénégal. Ainsi, l'accès aux services électriques pour tous a été traité comme un facteur fondamental de développement économique et de lutte contre la pauvreté en l'introduisant dans le Plan Sénégal Émergent (PSE). Ce plan a pour objectif principal l'émergence du Sénégal pour favoriser une croissance économique à fort impact sur le développement humain.

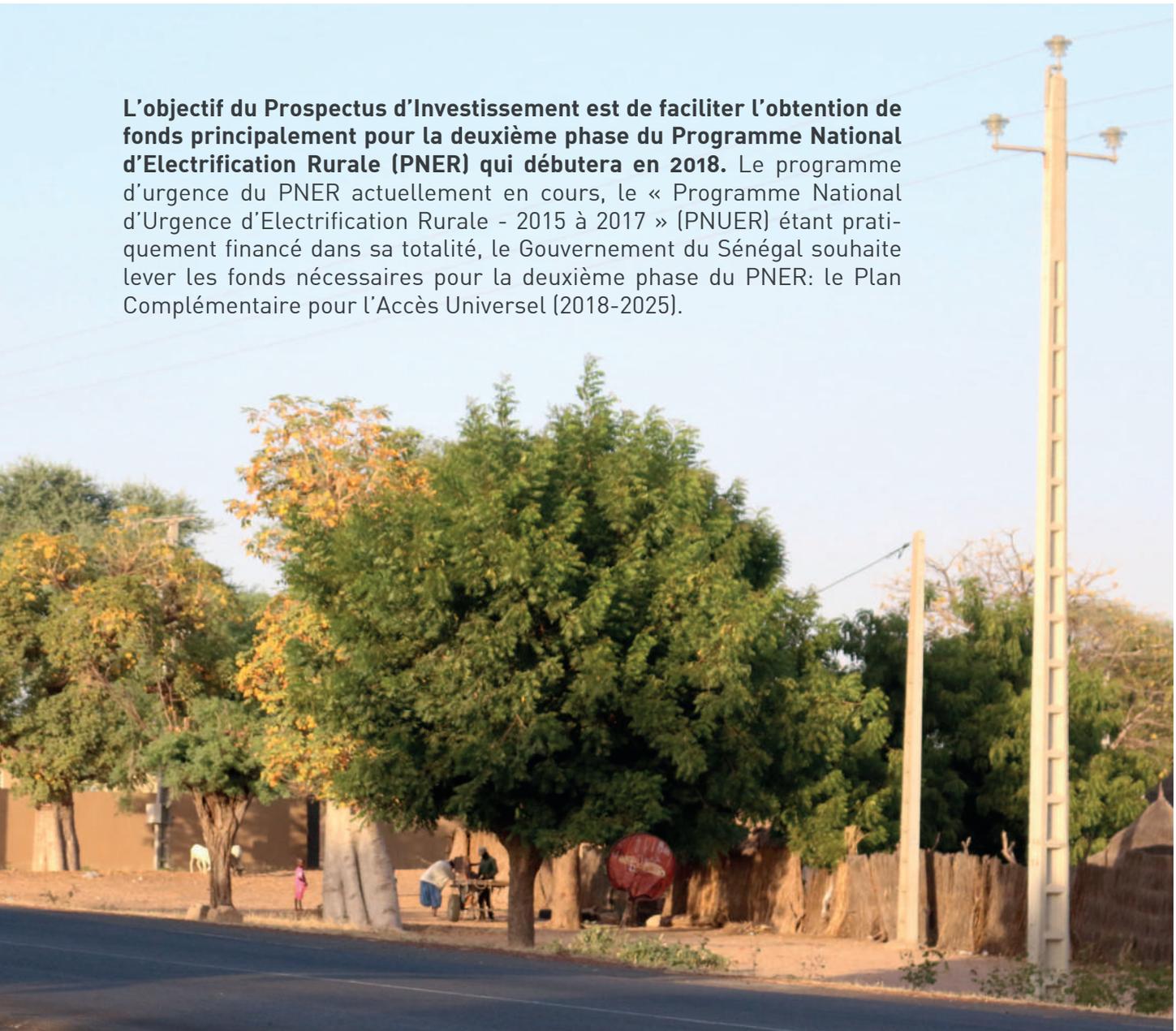
**Le présent document précise l'Agenda d'Action et présente un Prospectus d'Investissement pour l'électrification rurale** au Sénégal. Il identifie et priorise les investissements à moindre coût et hors-réseau à financer d'une part, et établit une feuille de route basé sur des programmes clairs et réalisables, accompagnés d'une stratégie de financement crédible, supportant ainsi le cadre institutionnel.

Le présent document, le Prospectus d'Investissement pour l'Electrification Rurale de l'initiative SE4ALL, a été élaboré dans le cadre d'un projet d'assistance technique financé par la Banque Mondiale et géré par le MEDER (Ministère de l'Énergie et du Développement des Energies Renouvelables) et l'ASER (Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale). Le projet incluait, entre autres, la préparation d'un plan d'investissement détaillé et d'une stratégie de financement pour la période 2018-2025 – le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel.



Le projet a été développé par le Consultant Gesto Energy en collaboration avec le Sustainable Engineering Lab du Earth Institute de l'Université de Columbia. L'étude comprenait une planification géospatiale du réseau et sa cartographie détaillée afin d'identifier les infrastructures et la meilleure stratégie d'électrification à moindre coût et ce dans le but d'amener l'électricité à tous les villages et localités du Sénégal de moins de 5.000 habitants (villages ruraux). Les infrastructures ont été par la suite priorisées et leur coût estimé de façon à élaborer un plan d'investissement composé de projets concrets avec un calendrier d'implantation défini et les besoins en financement identifiés – l'Agenda d'Action. L'étude comprenait également le développement d'une stratégie de financement et une analyse rapide du cadre institutionnel existant.

**L'objectif du Prospectus d'Investissement est de faciliter l'obtention de fonds principalement pour la deuxième phase du Programme National d'Electrification Rurale (PNER) qui débutera en 2018.** Le programme d'urgence du PNER actuellement en cours, le « Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale - 2015 à 2017 » (PNUER) étant pratiquement financé dans sa totalité, le Gouvernement du Sénégal souhaite lever les fonds nécessaires pour la deuxième phase du PNER: le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel (2018-2025).

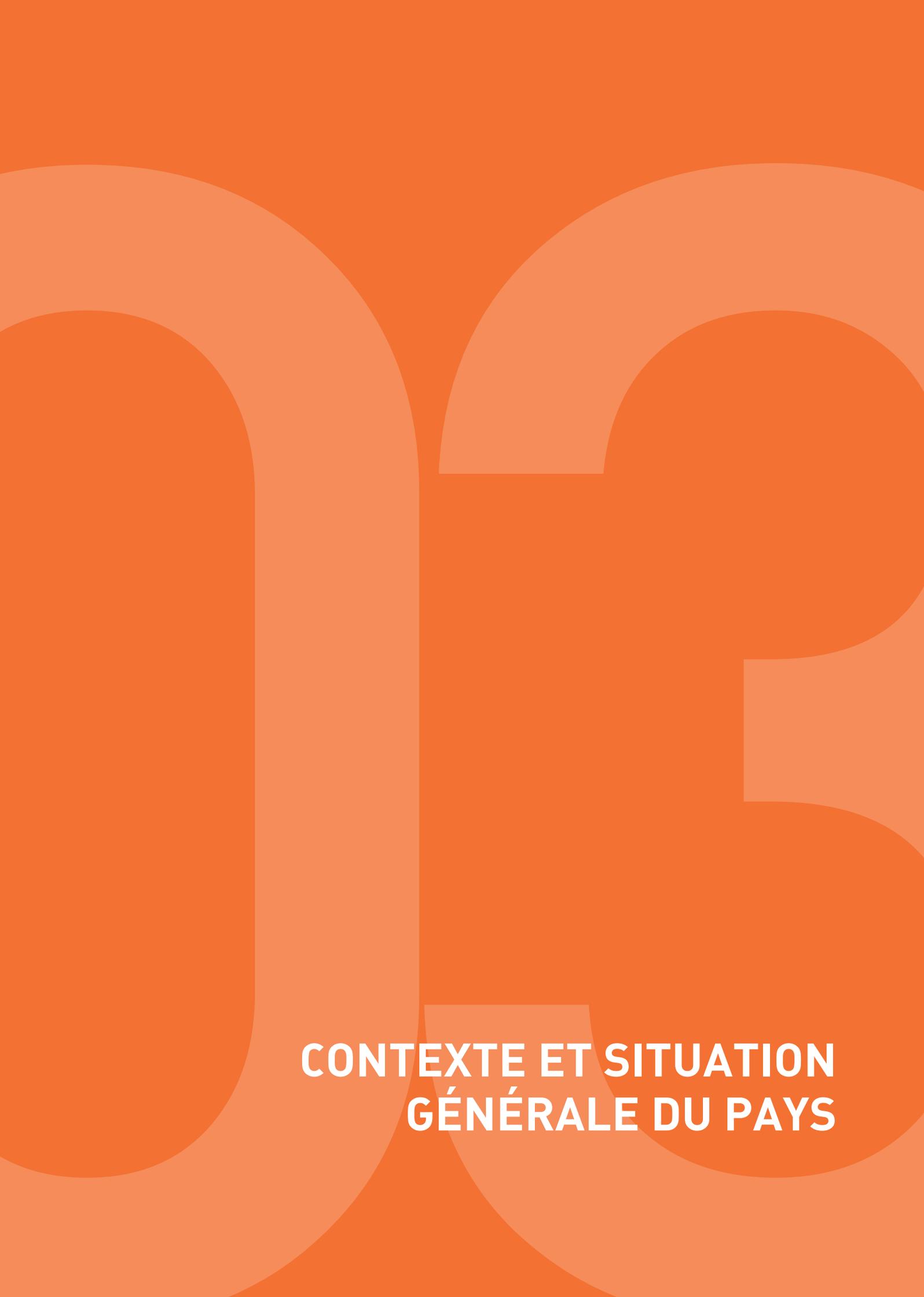


Le Programme National d'Électrification Rurale (PNER) a été approuvé et adopté en avril 2015. Ce plan définit une stratégie pour la réalisation de cet objectif à l'horizon 2025, avec une étape intermédiaire qui cible un taux d'accès à l'électricité de 60% en 2017 avec un taux minimal de 30% par département. Cette nouvelle stratégie gouvernementale est structurée autour de 3 composantes : la conclusion des programmes précédents, un plan d'urgence pour la période 2015-2017 ("Plan National d'Urgence d'Électrification Rurale" - PNUER) et le "Plan Complémentaire pour l'Accès Universel à l'horizon 2025" qui comprend également l'attribution des 4 concessions restantes.

PLANS	PNER		
PROGRAMMES	Programmes et projets en cours de réalisation	PNUER	Programme Complémentaire pour l'Accès Universel à l'horizon 2025
PROJETS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les 6 concessions déjà attribuées</li> <li>- Les projets ERIL</li> <li>- Les conventions de maîtrise d'ouvrage délégué n°17, 19,20</li> <li>- Le projet INDE</li> <li>- Le projet Annulation dette de l'Espagne</li> <li>- La convention des PPP</li> <li>- Le projet d'appui au Secteur de l'Électricité</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Composante 1: "Dorsales"</li> <li>- Composante 2: électrification proche du réseau</li> <li>- Composante 3: Densification du réseau</li> <li>- Composante 4: électrification via mini-réseaux diesel ou hybrides</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Attribution des 4 concessions restantes</li> <li>- Planification du réseau pour un accès universel au moindre coût (Initiative SE4ALL)</li> </ul>
OBJECTIFS	Arriver à un taux de couverture de villages de 60% en 2017: environ 450 000 ménages		Taux de couverture des villages de 100% en 2025: environ 970 000 ménages

Figure 2.1 – Programmes et Projets du PNER (Source : ASER)

Le Programme d'Urgence actuellement en cours, qui représente à lui seul un investissement estimé à hauteur de 146 Mrd FCFA, manque à ce stade seulement 45 Mrds de FCFA. A date, il a reçu des contributions de l'État du Sénégal et d'autres partenaires (dont une partie est mise en oeuvre par le programme PUDC (« Programme d'Urgence de Développement Communautaire »).z Avec ce Prospectus d'Investissement, c'est le souhait du Gouvernement du Sénégal de finaliser le financement du PNUER et de commencer à mobiliser les ressources nécessaires pour 2018 et au-delà (le Plan Complémentaire).



**CONTEXTE ET SITUATION  
GÉNÉRALE DU PAYS**

### 3.1 SITUATION DU PAYS

La stabilité politique et économique et la croissance du Sénégal offrent un cadre idéal pour un financement à bas coût et des investissements en infrastructures – un élément clé pour maintenir les ambitions futures de croissance et un niveau de dette soutenable. La bonne gouvernance du Sénégal, sa croissance solide – renforcée par le Plan Sénégal Emergent – et une inflation modérée associées à une devise régionale alignée sur l’Euro et garantie par le Trésor Français offrent un des meilleurs contextes macro-économiques et politiques en Afrique Subsaharienne pour le financement et déploiement d’infrastructures. La soutenabilité de la dette publique est dépendante de la capacité à maintenir un certain niveau de croissance à travers un déploiement robuste d’infrastructures financées par de la dette à un coût raisonnable.

Le Sénégal est le pays le plus occidental de l’Afrique continentale avec une surface totale de 196.700 km<sup>2</sup> et une population estimée à 14,7 millions d’habitants en 2016. Le Sénégal a une ligne côtière de plus de 500 km et est bordé par la Mauritanie au Nord, le Mali à l’Est, la Guinée au Sud-est et la Guinée-Bissau au Sud-Ouest. Le Sénégal fait également frontière avec et entoure la Gambie. Selon le Recensement de la Population de 2013, la population rurale du Sénégal représente environ 55% de la population totale, soit 7,4 millions de personnes habitant les zones rurales dans plus de 14.000 villages. La population est organisée en 14 régions. Les régions situées dans la partie Ouest du pays ont une densité de la population plus importante alors que les régions intérieures situées à l’Est sont moins peuplées (cf. figure suivante représentant tous les villages, couleurs selon les différentes régions).



Le Sénégal atteint un score de 62,4 (sur 100) de l'Indice Ibrahim de Gouvernance Africaine en 2014, ce qui positionne le Sénégal à la 9ème place en Afrique (sur 54). Il a été le seul pays des dix premiers du classement à évoluer positivement dans toutes les quatre composantes de gouvernance : Sécurité & État de Droit, Participation Démocratique & Droits de l'Homme, Opportunités Economiques Durables et Développement Humain.

Le Sénégal a connu récemment une croissance économique significative avec une augmentation du PIB en 2016 de 6,6% par rapport aux 6,5% de 2015. Cette croissance est le reflet d'une bonne performance dans les domaines de l'agriculture, d'un dynamisme renouvelé dans le secteur secondaire dû principalement aux activités de raffinage, chimie, ciment et énergie, et l'élaboration et démarrage des projets du Plan Sénégal Emergent (PSE). Les perspectives de croissance restent solides selon le FMI avec une prévision de croissance de 7% dans le moyen terme grâce en partie aux résultats attendus des réformes dans le cadre du PSE. A l'horizon 2025, le PIB du Sénégal devrait doubler.

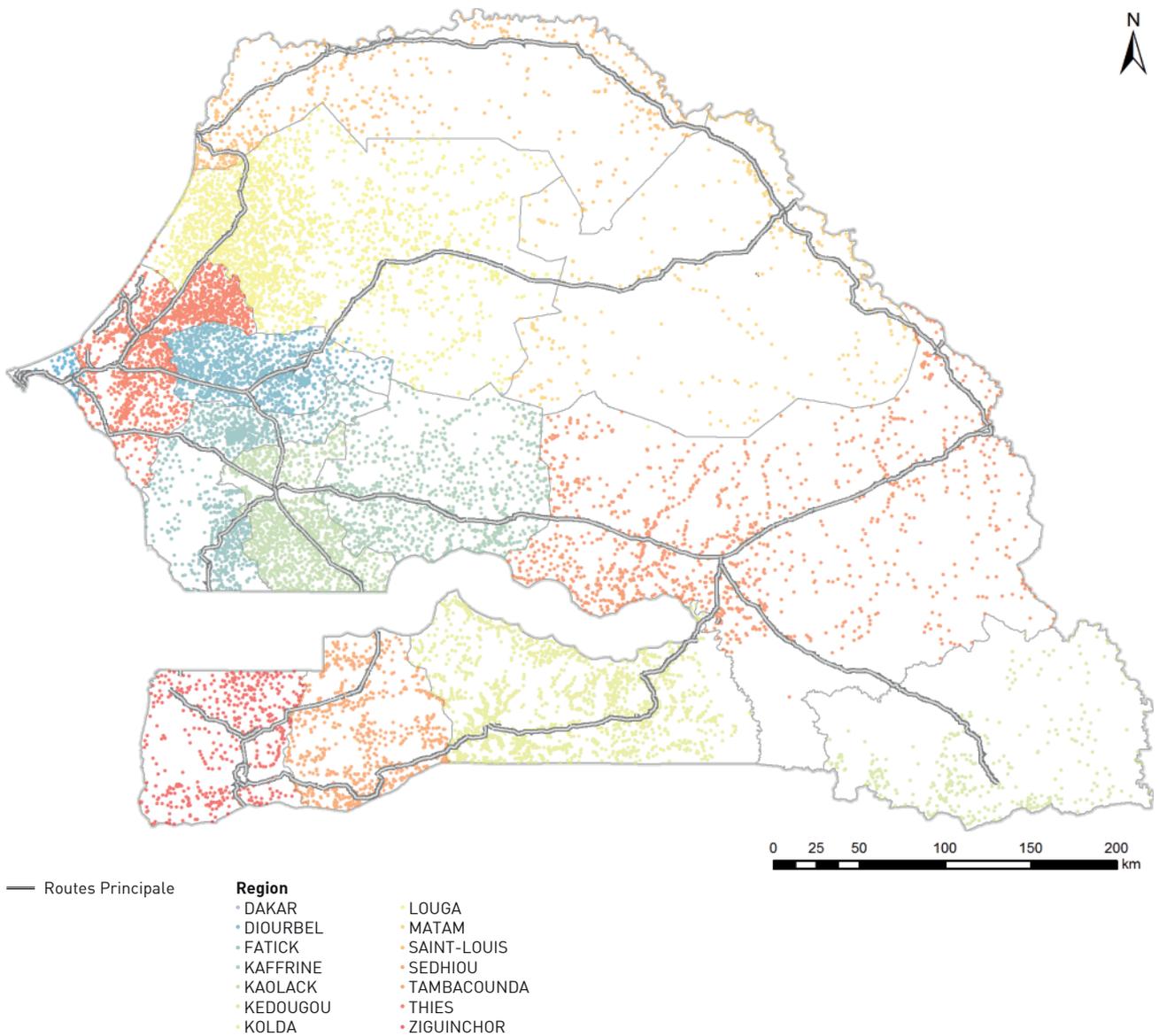


Figure 3.1 – Base de données des villages ruraux au Sénégal (Source : ASER)

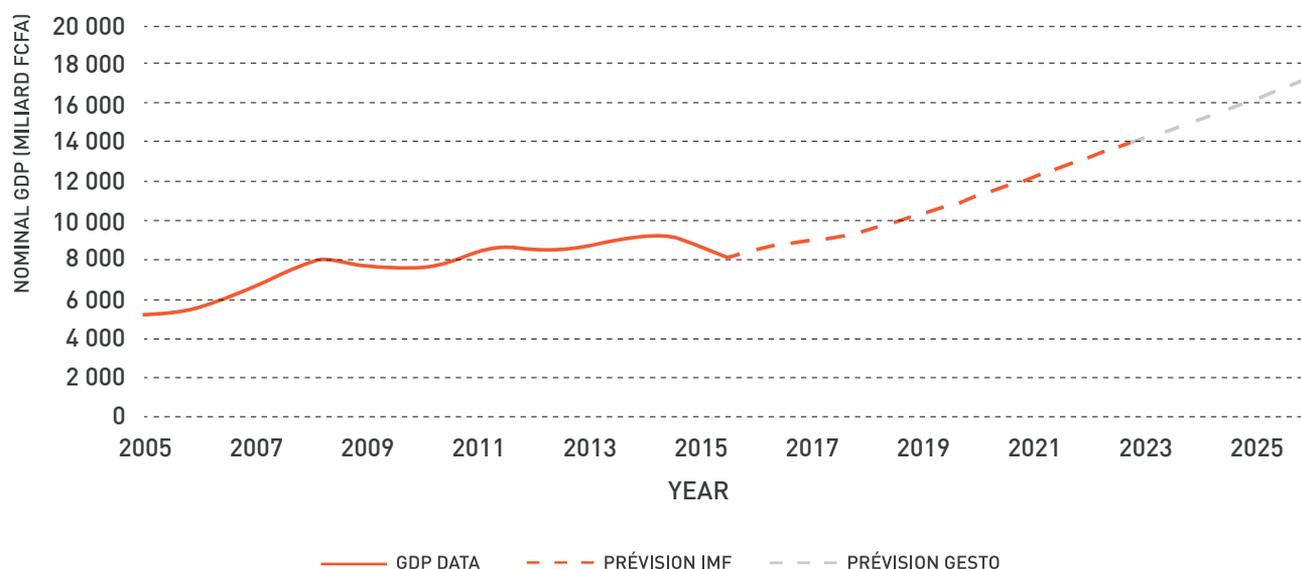


Figure 3.2 – Estimation de l'évolution du PIB (Source : Analyse Gesto)

Le contexte macroéconomique du Sénégal est stable présentant des indices d'inflation faibles (moins de 1%) et un niveau de dette publique maîtrisé (environ 59% du PIB en 2016). La croissance estimée du PIB de pair avec une politique relative à la dette qui reste prudente seront fondamentales pour amener le niveau de dette publique vers 52,5% en 2021 comme prévue par le FMI.

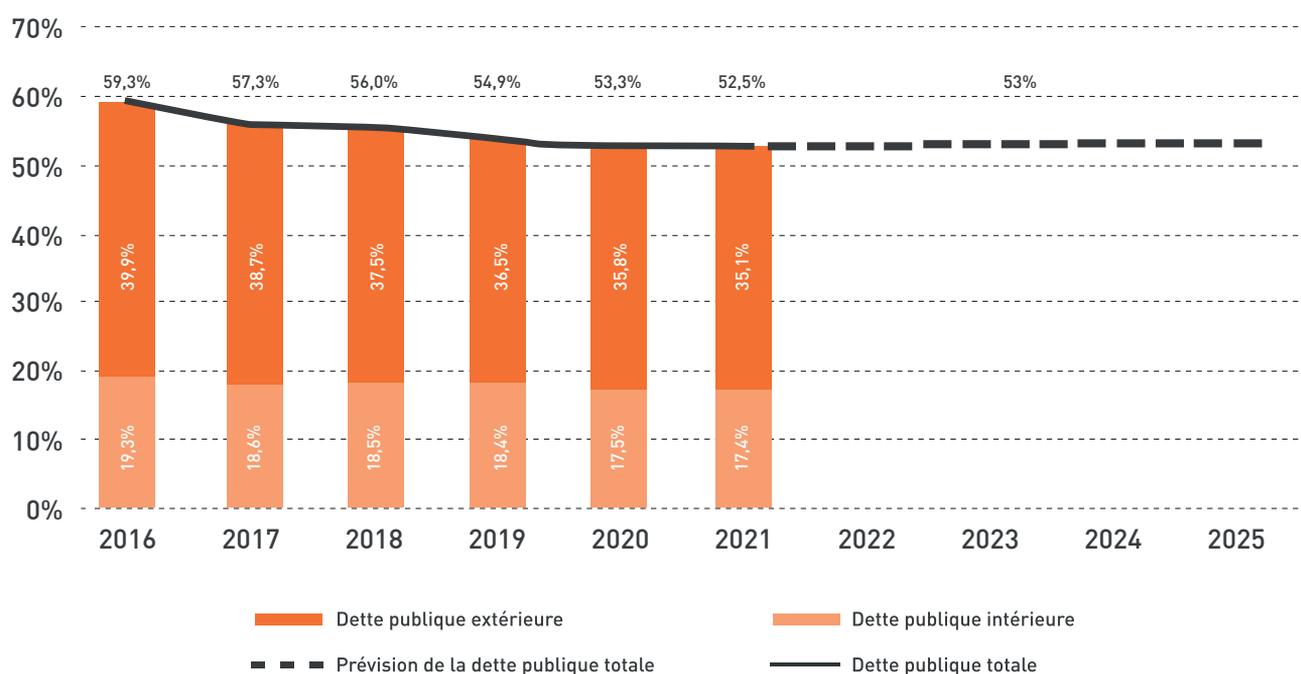


Figure 3.3 – Prévission du ratio dette publique-PIB à l'horizon 2025 (Source : FMI, Analyse Gesto)

La devise utilisée au Sénégal est le Franc CFA, partagée avec 14 autres pays représentant une population combinée de 150 million de personnes. Le Franc CFA a une parité fixe avec l'Euro (1 Euro = 655,957 FCFA) et est garanti par le Trésor Français, ce qui implique pratiquement aucun risque de change.

Une bonne gouvernance, un contexte macroéconomique stable et prometteurs associés à un risque limité de change font du Sénégal un excellent pays pour investir.

## 3.2 LE SECTEUR ENERGÉTIQUE DU SÉNÉGAL

Les perspectives du secteur énergétique sénégalais en termes de Production et Transport sont fondamentales pour soutenir les récentes décisions de réduction du prix de l'énergie – ayant comme objectif d'améliorer la croissance et la compétitivité du Sénégal – et pour permettre la mise en place d'un programme d'investissement en électrification rurale. En termes de Production, la réduction des coûts attendue due à l'introduction de production d'électricité à partir du charbon, énergies renouvelables et gaz naturel aura comme conséquence la réduction du coût de l'électrification rurale à partir du réseau et la diminution des compensations nécessaires à la Senelec en conséquence de la récente décision de réduction du prix de l'électricité. En ce qui concerne le Transport, les nouvelles infrastructures Haute Tension offrent de nouvelles opportunités d'augmentation future de la demande et d'économies d'échelle tout en permettant la création de nouveaux points de départ pour l'extension du réseau à travers l'ensemble du territoire.

### 3.2.1 PRODUCTION

La puissance installée du Sénégal en 2015 en termes de production s'élevait à environ 898 MW, principalement constituée de centrales thermiques à base de HFO (Heavy Fuel Oil) appartenant en partie à la Senelec (498 MW) et à des producteurs indépendants (IPP). Par ailleurs, le Sénégal bénéficie d'une partie de l'exploitation des centrales hydroélectriques de Manantali – 66 de 200 MW – et

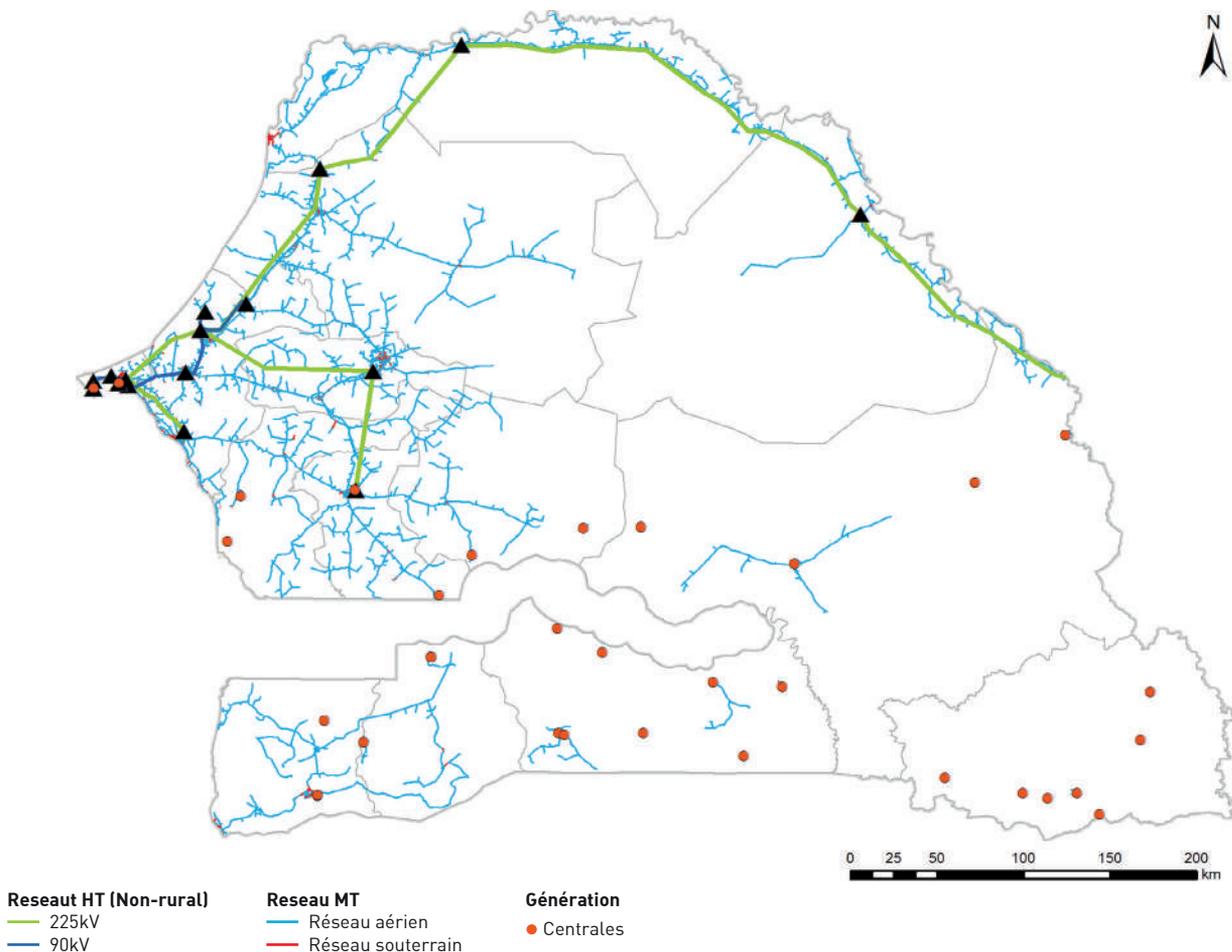


Figure 3.4 – Cartographie des centrales de production et réseau actuels (Données : ASER, Senelec)

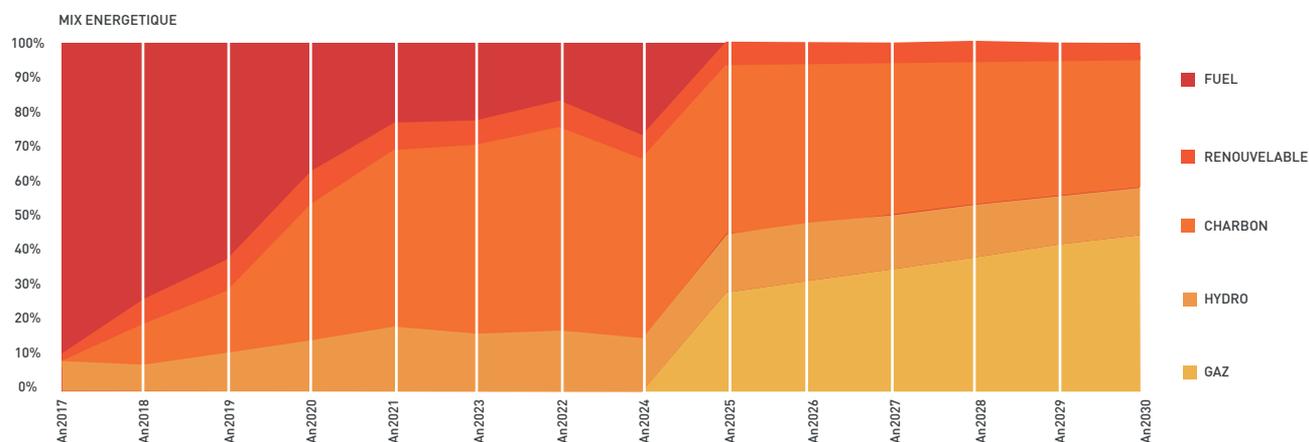


Figure 3.5 – Évolution du mix de production estimé par la Senelec (Source : Senelec)

Férou – 15 de 60 MW – situées au Mali. Finalement, 75 MW de turbines à gaz sont opérationnelles et utilisées principalement comme centrales de secours et gestion de la pointe, fonctionnant actuellement au diesel. L'utilisation de produits pétroliers, majoritairement importés, implique un coût de production élevé aujourd'hui proche des 90 FCFA/kWh, représentant un des coûts de production le plus élevé de la région subsaharienne. La chute du prix du baril a permis une diminution des coûts de production à environ 75 FCFA/kWh (estimation 2016).

Pour le réseau non interconnecté, la Senelec possède des centrales alimentant les villes de Ziguinchor et Tambacounda. La Senelec possède également un réseau de centrales secondaires et régionales isolées de faible puissance pour assurer la demande des villes de petite taille et de certains villages répartis entre les régions de Kaolack, Tambacounda, Kolda et Ziguinchor, toutes fonctionnant au diesel. Ces centrales ont une rentabilité réduite et des coûts de production très élevés. La localisation de ces centrales est présentée dans la figure suivante.

## PLAN DE PRODUCTION 2017-2030

Le gouvernement sénégalais, dans le cadre du Plan Sénégal Émergent (PSE), vise à réduire le coût de production. L'objectif de ce plan est de réduire le coût de production pour arriver à un coût final compris entre 60 et 70 FCFA/kWh, tout en faisant face à une explosion de la demande prévue dans les années à venir.

Pour cela, le mix de production sera modifié à partir de systèmes de production moins coûteux comme le charbon et les énergies renouvelables, notamment l'énergie solaire et éolienne. Senelec a pondéré différents scénarios de diversification du mix énergétique dans leur « Plan de Production 2017-2030 », considérant la construction de plusieurs centrales à charbon, centrales hydroélectriques de la région (OMVG, OMVS) et l'utilisation de gaz exploité localement (découvert au large de Saint-Louis). L'importation d'électricité de la région (OMVG, OMVS, WAPP) et l'énergie renouvelable peuvent représenter encore des opportunités additionnelles pour une réduction de coûts dans le futur.

Le scénario base considéré par la Senelec envisage un coût moyen de production aux alentours de 62,3 FCFA/kWh (environ 10,4 centimes \$/kWh) en 2025. L'évolution du mix de production se caractérise par l'entrée du charbon à partir de 2017/2018 et du gaz naturel à partir de 2024/2025, comme on peut l'observer dans la figure suivante. Mise à part une croissance relative en termes de puissance hydroélectrique, une part encore limitée d'énergies renouvelables est considérée.

Même en considérant un scénario plus conservateur concernant l'évolution des coûts de production – ce qui peut arriver si le prix du baril remonte ou si le gaz naturel doit être importé sous forme de GNL – les coûts devraient diminuer significativement jusqu'en 2025, comme on peut observer dans la figure suivante. Cette diminution permettra non seulement un coût plus intéressant pour l'énergie provenant du réseau et qui peut desservir les zones rurales à travers l'extension du réseau, mais représente également un levier essentiel pour minimiser voire même éliminer les compensations requises pour la Senelec, conséquence de la récente décision de réduire le prix de l'électricité de 10%.

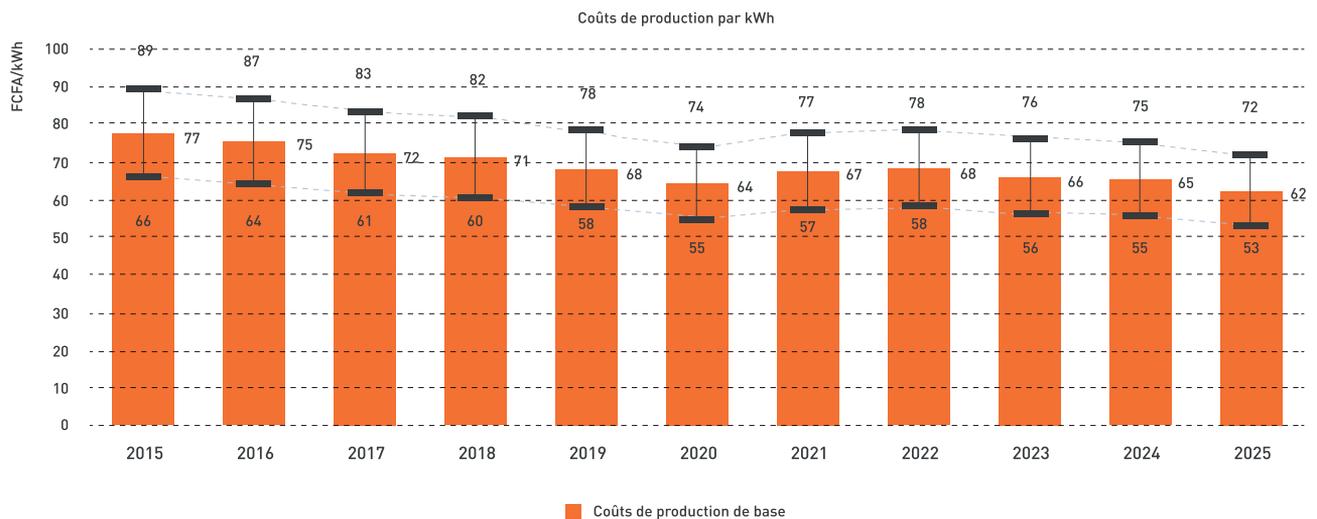


Figure 3.6 – Différents scénarios des coûts de production  
(Source : Scénario de Base – Senelec ; Scénarios Haut et Bas – Analyse Gesto)

### 3.2.2 TRANSPORT

Le réseau Haute Tension (HT) actuel appartient à et est opéré par la Senelec et est constitué par un axe international de 225kV reliant la centrale hydraulique de Manantali, au Mali, à la sous-station de Tobene, avec une interconnexion au nord avec la Mauritanie. Cet axe est étendu aux sous-stations 225kV / 90kV de Touba et Kahone afin d'assurer l'évacuation de puissance des centrales installées dans cette région et la demande des régions de Diourbel, Kaolack, Kaffrine et Fatick. Ce réseau HT comprend également les tensions de 90kV et de 225kV qui servent à alimenter les zones urbaines de Dakar, Thiès et Mbour.

Le niveau de Moyenne Tension (MT), comme on peut observer sur la Figure 3.4, se divise en deux réseaux distincts. Le réseau interconnecté s'étend sur la plupart de la zone Nord et Ouest du Sénégal en reliant les principales villes et villages. Pour les régions du Sud, il existe plusieurs mini-réseaux de Moyenne Tension qui constituent un réseau non interconnecté. Ce système est ainsi formé par les mini-réseaux de Ziguinchor, de Kolda, de Tambacounda et de Vélingara.

## RÉSEAU DE TRANSPORT PLANIFIÉ

Le réseau électrique planifié est présenté dans la Figure 3.7. En matière de réseau HT prévu, il existe un grand projet d'interconnexion en 225kV avec les pays limitrophes dans le cadre des Organisations pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) et du fleuve Gambie (OMVG). Cette interconnexion permettra au Sénégal de bénéficier d'une partie de la production des centrales hydrauliques de Kaléta et Gouina et d'interconnecter les régions Sud-ouest (Ziguinchor, Sédhiou and Kolda) et Sud-est (Tambacounda et Kédougou) du pays.

Pour le niveau de Moyenne Tension, le plan d'urgence en cours (PNUER) prévoit la construction d'une série de lignes appelées « dorsales » qui permettront d'amener le réseau interconnecté au plus près des zones rurales. Une partie significative de ces « dorsales » sera construite dans le cadre du programme PUDC. Ces lignes planifiées, présentées dans la Figure 3.7, deviendront des points de départ pour les nouvelles lignes de distribution en moyenne et basse tension.

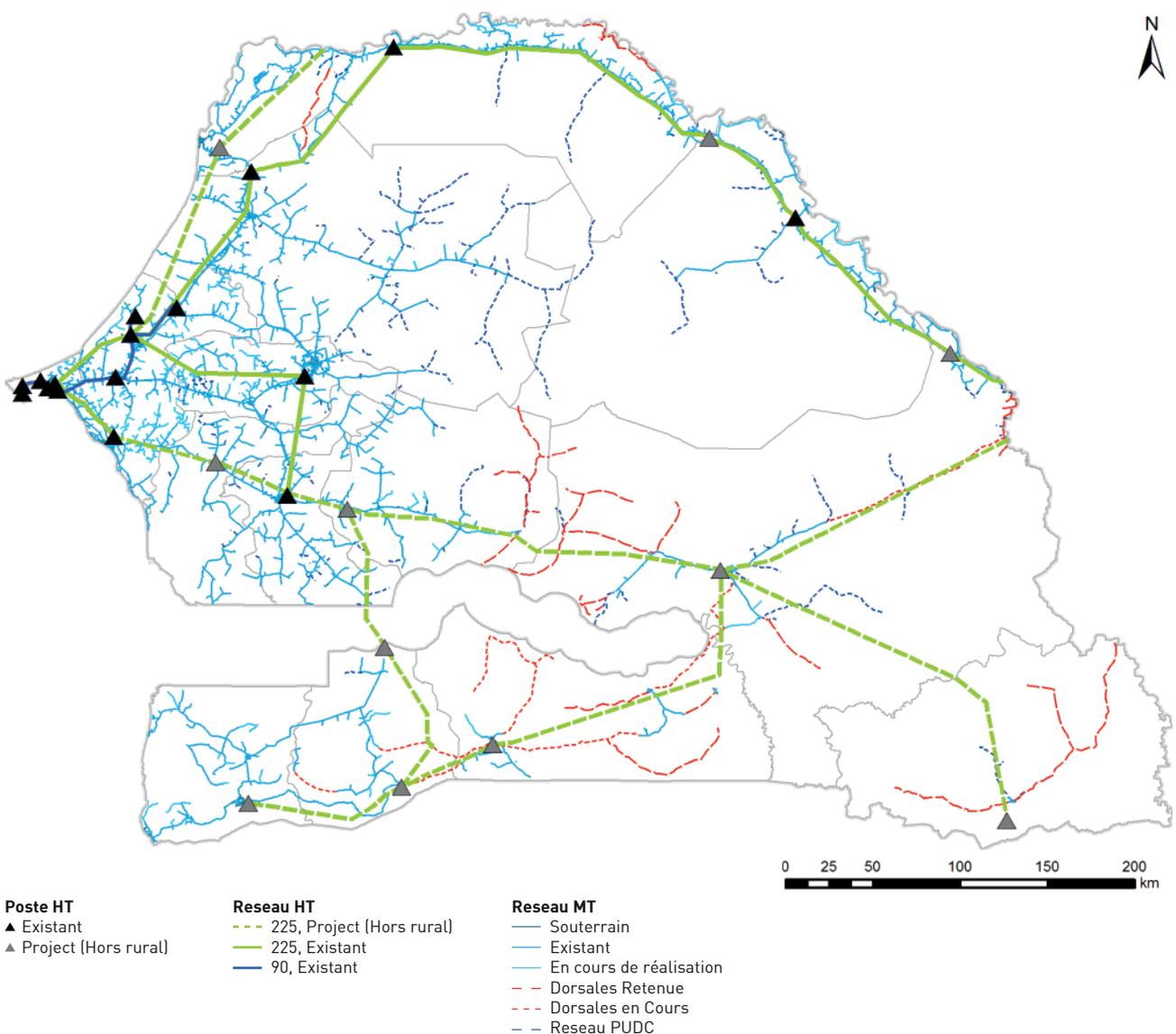


Figure 3.7 – Réseau planifié (Source : Donnée : ASER)

### 3.2.3 DISTRIBUTION

**Une bonne performance historique en électrification urbaine et une sous-performance en électrification rurale démontrent le besoin de changement de modèle pour les zones rurales.** Le taux d'électrification dans les zones urbaines du Sénégal a atteint un niveau de 90% en 2009 tandis que les zones rurales arrivaient à peine à 30% en 2015. Cette différence considérable en termes de progression est due en partie aux résultats mitigés du Plan d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale (PASER) – basé sur la création de 10 concessions d'électrification rurale qui devraient être gérées par le secteur privé. Ce modèle – malgré son degré d'innovation et les perspectives qui ont suivi l'attribution de 6 des 10 concessions – s'est vu confronté à un nombre important de difficultés et obstacles.

Le taux d'électrification rurale dans les zones urbaines du Sénégal a augmenté de façon significative pendant la décennie 2000-2010, passant de seulement 58% à 90% (Figure 3.8). La cible de 95% d'électrification urbaine – tout en considérant l'augmentation de la population et l'urbanisation croissante de celle-ci – a été établie pour la Senelec, qui possède déjà 1 million de clients, en 2017.

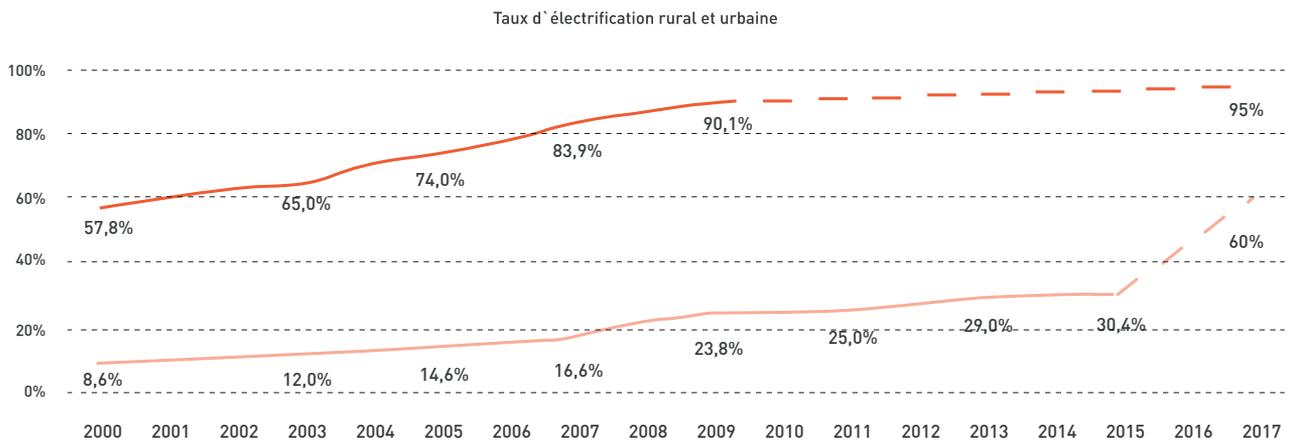


Figure 3.8 – Taux d'électrification rurale et urbaine (Source : Analyse Gesto ; Données: SIE 2010, PSE, CRSE, ASER 2015)

Globalement, à la fin 2015, le taux d'électrification rural s'élevait à seulement 30,4%, soit l'équivalent de 225.895 ménages ruraux électrifiés d'un univers total de 744.000 ménages. Si on ajoute les clients de services, le nombre total de clients ruraux est estimé à 237.151. Étant donné le faible niveau de demande des consommateurs ruraux, la consommation totale en 2015 est estimée à seulement 112 GWh avec un pic de charge de 33 MW. De plus, le taux de couverture des villages dans les zones rurales est estimé à 20,1% avec 2.863 villages électrifiés sur un total de 14.235 à travers le territoire.

Cette progression plus lente est due en partie aux faibles revenus de la population rurale et aux résultats mitigés du Programme d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale (PASER). En 1998, au vu du faible taux d'électrification rurale du pays, l'État du Sénégal a entrepris une réforme du secteur de l'énergie et a lancé le PASER avec comme objectif l'augmentation du taux d'électrification rurale à

60% en 2022.

Dans le cadre de ce Programme, le pays a été divisé en 10 concessions à attribuer au secteur privé avec un seuil minimal d'investissements à réaliser – les Plans Prioritaires d'Électrification Rurale (PPER). La Senelec est restée en tant qu'opérateur des villages ruraux électrifiés jusqu'en 2002 – le périmètre rural de la Senelec – et a été interdite de participer dans le PASER de façon à éviter toute concurrence avec les initiatives privées. De plus, les ERIL – Electrification Rurale d'Initiative Locale – ont été autorisées et promues pour accélérer l'électrification des communautés restées en dehors du périmètre des PPER ou de la Senelec – souvent financées grâce à la coopération internationale.

Malgré l'intérêt croissant et la mobilisation de ressources par la communauté internationale, seules 6 des 10 concessions ont été attribuées. Ces 6 concessions ont par ailleurs rencontré des obstacles tels que la complexité du processus d'adjudication et des procédures administratives de contractualisation, des difficultés dans l'attribution d'exemptions fiscales promises, d'un niveau de coopération limité de la part de la Senelec et de la méfiance de la population locale due à des niveaux de prix et de services différents de ceux pratiqués par la Senelec.

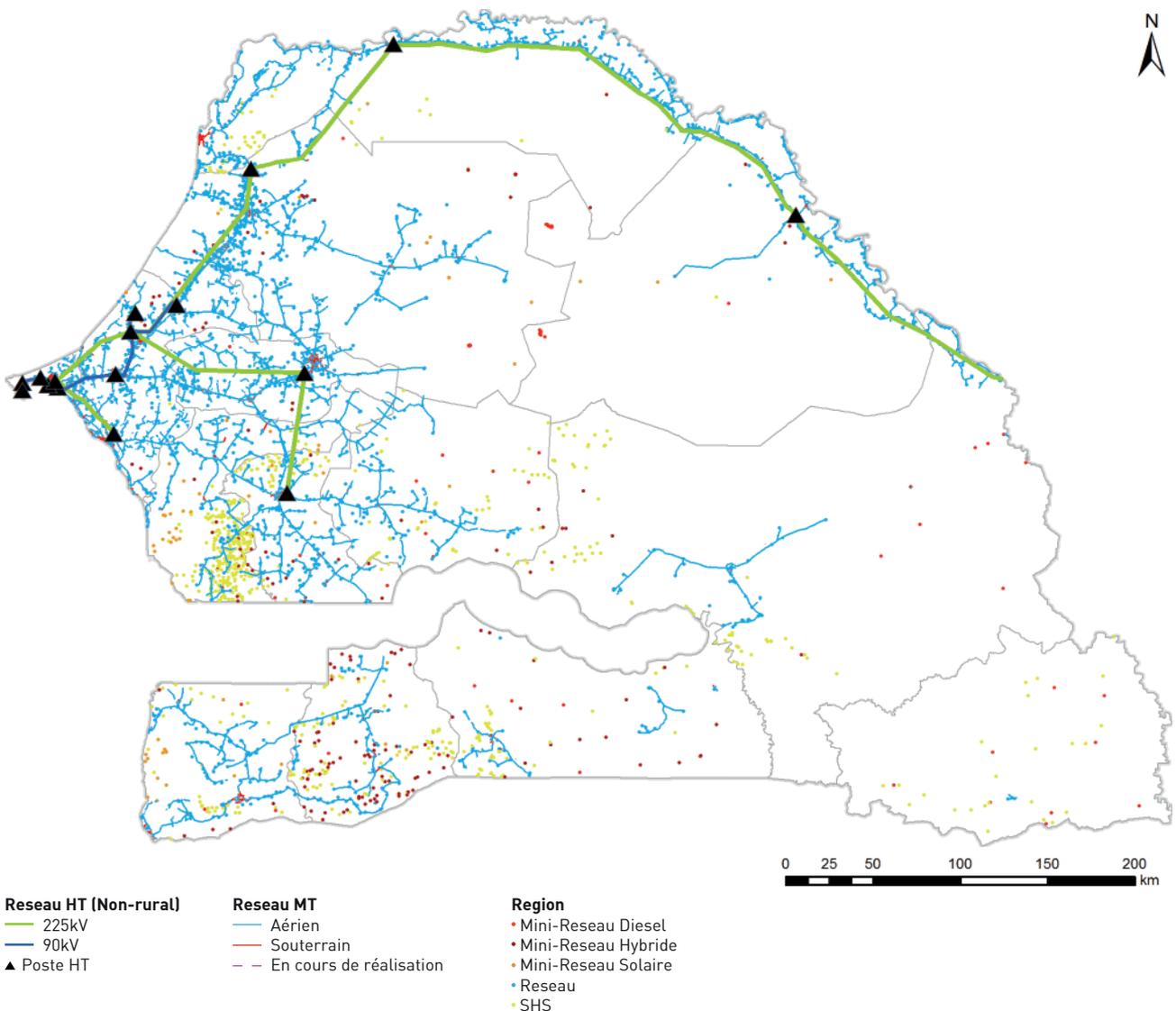


Figure 3.9 – Villages électrifiés en 2015 par type de technologie (Source : Analyse Gesto, Données : ASER)

**Le Programme National d'Électrification Rurale (PNER) approuvé en 2015 pour accélérer l'électrification rurale offre une opportunité importante aux donateurs et investisseurs d'accomplir l'Agenda SE4ALL au Sénégal et contribuer ainsi à forger un exemple pour le reste de l'Afrique.** Le PNER a été approuvé en 2015 pour accélérer l'électrification rurale à travers le lancement d'un programme d'urgence pour la période 2015-2017 et pour atteindre l'objectif d'accès universel du Plan Sénégal Emergent (PSE) en préparant un plan d'investissement à l'horizon 2025. Le Plan d'Investissement 2018-2025 constitue la base de ce Prospectus d'Investissement.

Étant donné le progrès limité, le Gouvernement a pris l'initiative sur l'électrification rurale en définissant des programmes d'urgence, complémentaires du PASER et soutenus par du financement direct de l'État, afin d'accélérer l'électrification du territoire. Le MEDER a également des Conventions directement avec d'autres parties prenantes du secteur (ASER, Senelec, PNUD, Myna, etc.) et a récemment décidé d'harmoniser les tarifs à travers les différentes concessions pour faciliter l'implémentation des PPER. La priorité donnée à l'électrification rurale a été confirmée dans le Plan Sénégal Emergent (PSE), qui établit des objectifs très ambitieux d'accès universel et d'atteinte d'un taux d'électrification rurale de 60% dès 2017.

Afin de coordonner les multiples initiatives et de tracer la voie pour l'électrification rurale, le Gouvernement a approuvé le Programme National d'Électrification Rurale (PNER) en avril 2015. Ce plan est structuré autour de 3 composantes : la conclusion des programmes précédents, un plan d'urgence pour la période 2015-2017 ("Plan National d'Urgence d'Électrification Rurale" - PNUER) et le "Plan Complémentaire pour l'Accès Universel à l'horizon 2025". Ce Prospectus présente le PNER et le programme d'investissement pour le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel – qui constitue une opportunité pour les bailleurs de fonds et investisseurs de profiter du contexte macroéconomique et politique favorable et des infrastructures prévues pour le secteur de l'énergie de façon à forger un exemple de réussite de l'électrification rurale pour le reste de l'Afrique et atteindre les objectifs de l'initiative Sustainable Energy for All.





The background features a large, stylized number '14' in a light orange color. The '1' is composed of a rounded top and a vertical stem, while the '4' is formed by a diagonal stroke meeting a horizontal base. The overall design is minimalist and modern.

# **AGENDA D'ACTION – PARTIE I: VISION POUR L'ACCÈS UNIVERSEL**

## 4.1 DÉFINITION DE L'ACCÈS UNIVERSEL

L'accès universel pour le Sénégal signifie fournir à tous les citoyens et tous les business, commerces et autres avec une énergie fiable, en quantité, qualité et durée suffisantes et à un prix abordable. L'extension du réseau et l'installation de micro/mini réseaux seront des mesures prioritaires. L'utilisation universelle de compteurs prépayés permettra aux consommateurs d'utiliser l'énergie dont ils ont besoin et quand ils sont en mesure de la payer, tout en permettant aux concessionnaires de gérer de façon efficace une infrastructure aussi étendue. Solutions individuelles fondées sur des « Solar Home Systems » ne seront installés dans le futur que dans les localités de très petite taille et extrêmement isolées.

L'accès à l'électricité peut avoir des significations variées. Il est possible d'avoir accès aux services électriques si l'électricité est arrivée à un village, indépendamment d'être connecté ou pas (taux de couverture ou de disponibilité). Il est également possible d'avoir accès si une maison ou business est connecté au réseau ou à une solution de production décentralisée (taux d'électrification). Cependant, être connecté peut ne pas être suffisant pour satisfaire la demande en énergie et arriver ainsi à atteindre un développement économique et social robuste. En effet, une faible qualité dans le fournissement d'énergie associée à des prix élevés et/ou un manque de sécurité peut sérieusement limiter son usage tout en augmentant les risques d'accidents.

La grille multi-niveaux définissant l'accès – développée par la Banque mondiale dans le cadre de l'initiative Sustainable Energy for All – est utilisée pour établir le niveau minimal d'accès envisagé pour les zones rurales du Sénégal. Cette grille multicritère est composée de sept niveaux (Capacité, Durée, Fiabilité, Qualité, Équité, Légalité et Sécurité) comme représenté dans la figure suivante. Ces critères sont ensuite combinés de façon à définir 5 niveaux d'accès.

		TIER 0	TIER 1	TIER 2	TIER 3	TIER 4	TIER 5
ATTRIBUTES	1. Capacity	Power <sup>1</sup>	Very Low Power Min 3 W	Low Power Min 50 W	Medium Power Min 200 W	High Power Min 800 W	Very High Power Min 2 kW
		AND Daily Capacity	Min 12 Wh	Min 200 Wh	Min 1.0 kWh	Min 3.4 kWh	Min 8.2 kWh
		OR Services	Lighting of 1,000 lmhrs per day and phone charging	Electrical lighting, air circulation, television, and phone charging are possible			
	2. Duration		Min 4 hrs	Min 4 hrs	Min 8 hrs	Min 16 hrs	Min 23 hrs
			Min 1 hrs	Min 2 hrs	Min 3 hrs	Min 4 hrs	Min 4 hrs
	3. Reliability					Max 14 disruptions per week	Max 3 disruptions per week of total duration <2 hours
	4. Quality					Voltage problems do not affect the use of desired appliances	
5. Affordability					Cost of a standard consumption package of 365 kWh per annum is less than 5% of household income		
6. Legality					Bill is paid to the utility, prepaid card seller, or authorized representative		
7. Health and Safety					Absence of past accidents and perception of high risk in the future		

<sup>1</sup> The minimum power capacity ratings in watts are indicative, particularly for Tier 1 and Tier 2, as the efficiency of end-user appliances is critical to determining the real level of capacity, and thus the type of electricity services that can be performed.

Figure 4.1 – Grille de définition multi-niveaux (Source : ESMAP)

Les niveaux sont déterminés en combinant différents critères selon les sept dimensions décrites antérieurement. Le PASER a établi 4 niveaux de services (S1, S2, S3 et S4). Le niveau de service S1 correspond au Niveau 1 (puissance inférieure à 50 W), considéré comme un niveau très faible d'accès, normalement recommandé pour les ménages les plus modestes et qui ont une consommation très peu élevée – limitée à 5 points lumineux et possibilité de rechargement du téléphone portable. Les niveaux de service S2 et S3 correspondent au Niveau 2 (puissance inférieure à 200 W), qui représente également un faible niveau d'accès permettant l'utilisation d'un système d'illumination, rechargement de téléphones portables et, potentiellement, un ventilateur ou télévision. Le niveau de service S4 et de connexion au réseau correspondent normalement au Niveau 3 et au-dessus – en fonction de la qualité de service et du coût.

Pour l'horizon 2025, les critères et objectifs suivants pour l'accès universel sont considérés :

- **Taux de couverture (disponibilité)** : Tous les villages et localités auront l'accès à l'électricité disponible.
- **Taux de couverture (disponibilité)** : Tous les citoyens, commerces, businesses et autres auront la possibilité de se connecter au réseau ou à des solutions décentralisées. Cependant, certaines personnes peuvent ne pas souhaiter se connecter ou ne pas pouvoir se payer les installations internes nécessaires. Comme établi dans l'Agenda d'Action du Sénégal, l'objectif est de 100% avec un seuil inférieur de 90% (pour prendre en compte les situations décrites ci-dessus). Les investissements sont calculés pour un objectif de 100% et comprennent des fonds pour aider les ménages le plus modestes et en particulier les femmes à se connecter – contribuant ainsi à l'égalité des genres.
- **Capacité** : Pour les villages dans les zones de plus grande densité populationnelle et villages de plus de 500 habitants, un service minimum de 200 W (Niveaux 3 ou S4) devra être considéré pour répondre à la demande en énergie. Pour les petits villages plus isolés, le niveau de service minimum devra être équivalent au Niveau 2 (S2 ou S3). Des systèmes solaires individuels (SHS) sont perçus par la population rurale comme étant de la « pré-électrification ». Ceci associé au fait que les unités sont installées à l'intérieur des ménages pose des difficultés en termes de recouvrement des paiements et opération & maintenance. Ces systèmes ont été considérés seulement pour les petits villages isolés de Niveau 2 et aussi pour tous les clients très pauvres ne pouvant pas souscrire à un service S1 réseau, mais peuvent acquérir une lampe solaire.
- **Durée** : De façon à permettre un bon développement économique, les villages dans les zones de plus grande densité populationnelle et villages de plus de 500 habitants devront bénéficier d'un service disponible 24-heures. Pour les villages restants, plus isolés et de plus petite taille, une durée minimale de 8 heures est considérée.

Les expériences passées recourant au diesel ou même solutions de mini-réseau hybrides diesel/solaire ont démontré que la logistique liée au combustible peut être très coûteuse et complexe (avec des ruptures d'approvisionnement dans les régions plus isolées). L'exploitation de ce type d'équipement avec des facteurs de charge trop faibles est souvent problématique et dans certains cas le manque de ressources se traduit par des économies de carburant à travers une réduction des heures de service (jusqu'à 4 heures par jour). Pour éviter ce genre de problème et assurer un niveau de service et une durée adéquate, les systèmes fonctionnant uniquement au diesel ou hybrides diesel/solaire ne seront pas considérés pour des villages de moins de 100 habitants. En zones denses, ce type de villages sera électrifié soit par extension du réseau soit par des mini-réseaux 100% solaires (voir Figure 4.2).

TAILLE DES VILLAGES		MINI-RÉSEAU			HORS-RÉSEAU	
		RÉSEAU	DIESEL	HYBRIDE SOLAIRE/DIESEL (50% ENERGIE SOLAIRE)	100% PV CENTRALISÉ	PANNEAUX PV INDIVIDUELS
>500 HABITANTS		✓	✓	✓	✓	✗
100 - 500 HABITANTS	ZONES DENSES	✓	✓	✓	✓	✗
	ZONES DISPERSÉES	✓	✓	✓	✗	✓
<100 HABITANTS	ZONES DENSES	✓	✗	✗	✓	✗
	ZONES DISPERSÉES	✓	✗	✗	✗	✓

Figure 4.2 – Technologies proposées par type de localité (Source : Gesto)



- **Fiabilité et Qualité** : Pour répondre à l'augmentation de la demande en énergie, il sera nécessaire de garantir une capacité de réserve pour assurer un bon niveau de fiabilité. Une capacité de réserve d'au moins 20% est donc considérée dans les critères de planification. De la même façon, un niveau maximal acceptable d'interruptions de service sera défini.
- **Équité et Compteurs Prépayés** : Les différences de tarifs entre la Senelec et les Concessions ont généré une résistance significative à l'électrification. Un système tarifaire unique pour l'ensemble du territoire et pour les clients domestiques, indépendamment de la technologie utilisée, sera implémenté. L'utilisation de compteurs prépayés permettra aux consommateurs l'utilisation de l'énergie dont ils ont besoin et selon leurs disponibilités financières, permettant aux concessionnaires de gérer de façon efficace une infrastructure aussi étendue.
- **Sécurité** : Des règlements et des spécifications de sécurité seront développés et implémentés de façon à éviter/minimiser les risques d'accidents.

La révision de la situation actuelle démontre que le modèle de prix fixé par mois ne fonctionne pas correctement car il favorise le gaspillage d'énergie et une pression évitable sur l'infrastructure (aussi, dans les cas des mini-réseaux diesel ou hybrides, puisqu'ils impliquent une gestion non durable des coûts de carburant). Les frais mensuels fixes doivent être remplacés par des compteurs (même si avec un paiement d'un forfait mensuel minimum) comme une précondition de succès et durabilité de l'électrification rurale. Il n'est pas possible de gérer une infrastructure de facturation avec les moyens traditionnels de comptage dans un environnement aussi étendu. Malgré un investissement initial plus important, les compteurs prépayés sont la seule solution viable pour avoir une facturation basée sur des kWh dans toutes les zones rurales du Sénégal. De plus, les compteurs prépayés ont d'autres avantages économiques et sociaux importants.

Dans une perspective purement économique, le comptage prépayé offre aux consommateurs la possibilité d'éviter de surpayer et de mieux gérer ses besoins énergétiques, tout en réduisant considérablement le coût du service dans les zones rurales plus dispersées.

Dans une perspective sociale, le comptage prépayé à un taux d'acceptation élevé, est un moyen transparent, réduisant donc les conflits entre les concessionnaires et les clients et permet l'implication de la population dans la distribution des cartes et des moyens de paiement, générant des emplois et l'acceptation des services d'électricité. L'harmonisation en termes de méthodes de comptage et de paiement est également souhaitable pour atténuer les différences perçues entre les concessionnaires - ce qui met en danger actuellement le processus d'électrification rurale.

La mise en place de compteurs prépayés sans un accès facile aux moyens de paiement ne peut pas être considérée comme un « accès universel » puisque les consommateurs n'auront pas l'accès à l'électricité jusqu'au moment où ils sont capables de recharger leurs compteurs. L'implémentation actuelle des compteurs prépayés au Sénégal présente, dans plusieurs cas, des moyens de paiement très limités avec des longues distances entre les consommateurs et les agences de vente des cartes prépayées. Ce système doit être amélioré de toute urgence par une réglementation et une supervision appropriée en termes de qualité de service.

## 4.2 VISION 2025 DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE

À l'horizon 2025, 14.234 villages ruraux et plus d'un million de clients ruraux devront être électrifiés grâce à l'extension du réseau (12.556 villages et 95% des clients ruraux) mais également à travers des mini-réseaux 100% solaires ou hybrides solaire-diesel (1.215 villages et 4% des clients ruraux). L'électrification rurale – qui représentera un besoin additionnel en termes de production de 180 MW à l'horizon 2025 – viendra de la ramification des dorsales Moyenne Tension déjà planifiées et d'un programme ambitieux de mini-réseaux dans la partie orientale du pays. Les systèmes solaires individuels n'électrifieront que 464 localités, représentant moins de 1% des clients ruraux.

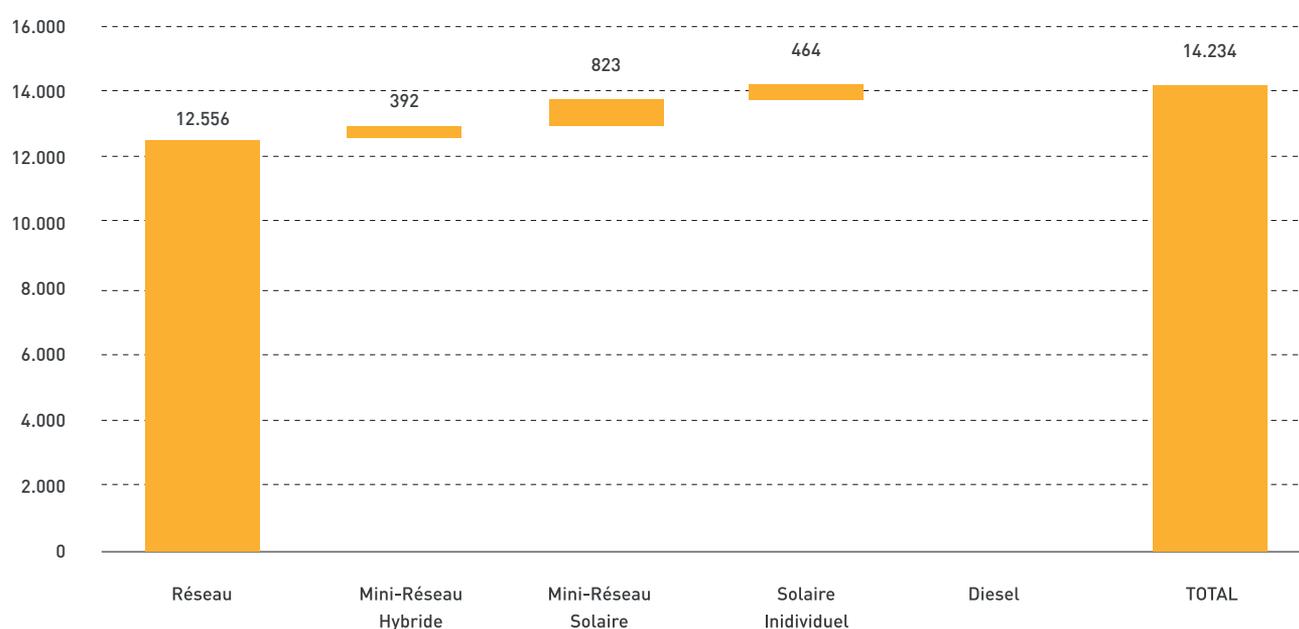


Figure 4.3 – Nombre de localités rurales selon le type de technologie d'électrification (Source : Analyse Gesto)

Le résultat de la modélisation de l'expansion du réseau à l'horizon 2025 est représenté dans la Figure 4.4 et démontre une claire densification du réseau Moyenne Tension planifié dans les zones occidentales du pays, où la densité populationnelle et la consommation sont plus élevées, ainsi qu'un nombre important de solutions hors-réseaux dans la partie orientale du pays. Cette densification est faite en grande majorité par des ramifications des dorsales Moyenne Tension existantes et planifiées. Dans les zones orientales du pays un nombre significatif de villages sera électrifié par le biais d'un programme ambitieux de mini-réseaux.

Cette vision 2025 à moindre coût montre une forte expansion du réseau pour connecter 95% de la population rurale au réseau national. En ce qui concerne le restant de la population, 4% seront électrifiés par des mini-réseaux hybrides (solaire et diesel) et 100% solaires, Le 1% restant bénéficiera de systèmes solaires individuels.

La Figure 4.6 représente la distribution des villages électrifiés par type de technologie. Environ 12.550 des 14.234 villages existants seront électrifiés grâce à l'extension du réseau, représentant 88,2% de tous les villages ruraux. De plus, 8,54% des villages seront électrifiés par des mini-réseaux, dont 5,75% par des solutions 100% solaires et 2,75% par des solutions hybrides. Finalement, 3,26% des villages seront électrifiés par des systèmes solaires individuels.

Il est important de mentionner qu'en 2025 il n'existera plus de villages électrifiés par des mini-réseaux 100% diesel. Bien que les mini-réseaux diesel ont été considérés comme une des alternatives possibles par le Modèle Géospatiale d'Expansion du Réseau, la réduction des coûts associés aux technologies solaires et de stockage ont fait que les solutions hybrides ont toujours été préférées aux solutions diesel d'un point de vue purement économique.

À l'horizon 2025, l'ensemble de la population rurale – soit 9,6 million d'habitants – sera électrifiée, représentant un total d'environ 1 million de clients. La Figure 4.5 représente le nombre total de ménages et businesses productifs/sociaux, services et infrastructures électrifiés par type de technologie.

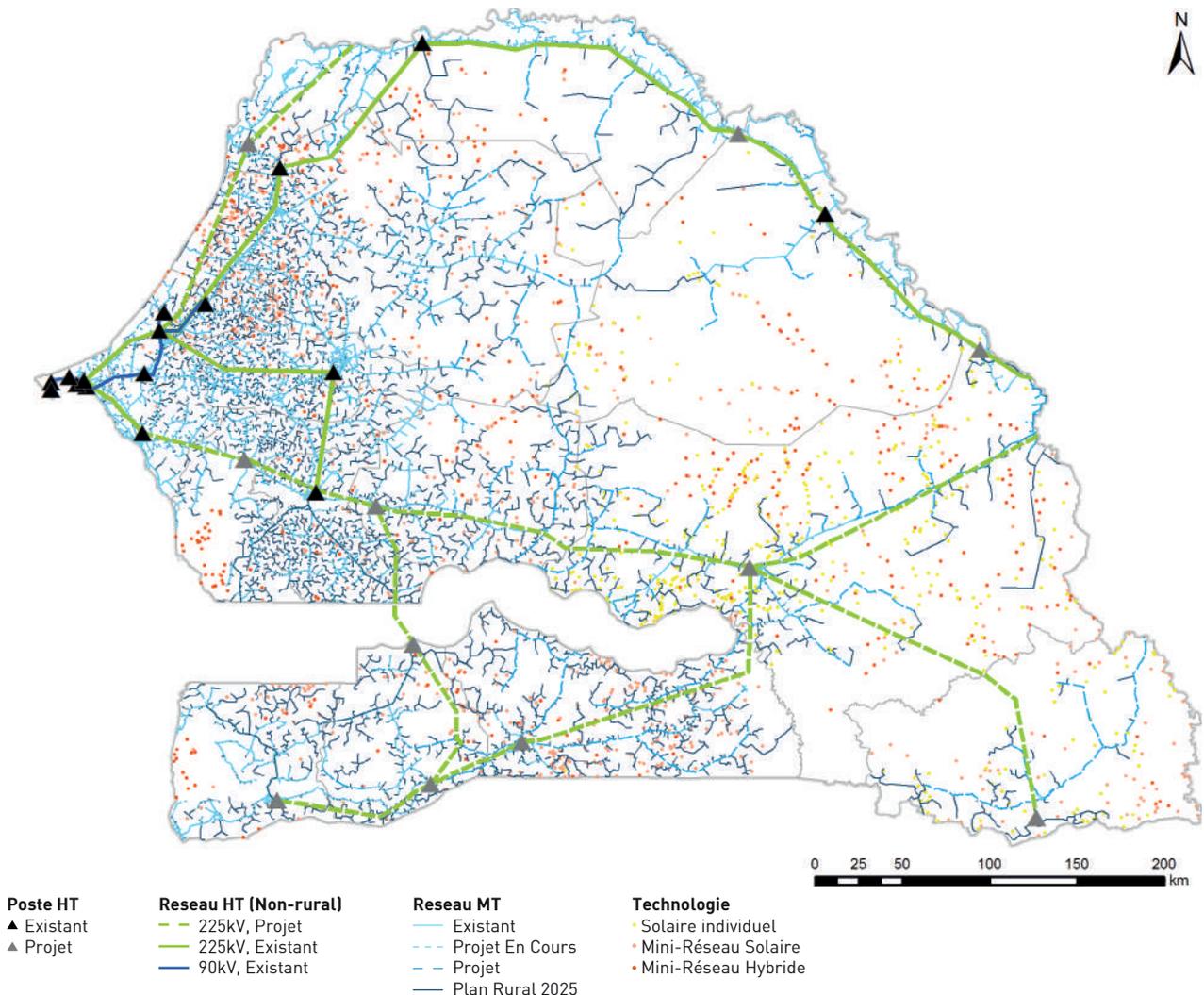


Figure 4.4 – Résultat du modèle d'expansion du réseau et réseau HT planifié (Source : Analyse Gestio)

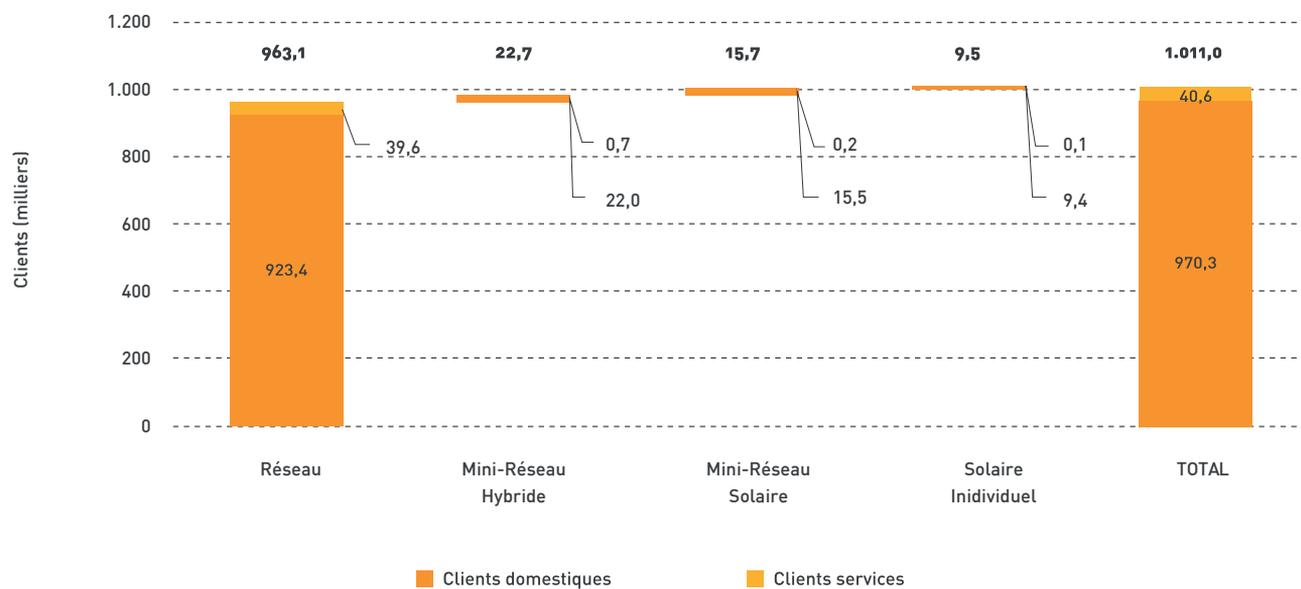


Figure 4.5 – Répartition des clients par type et par technologie en 2025 (Source : Analyse Gesto)

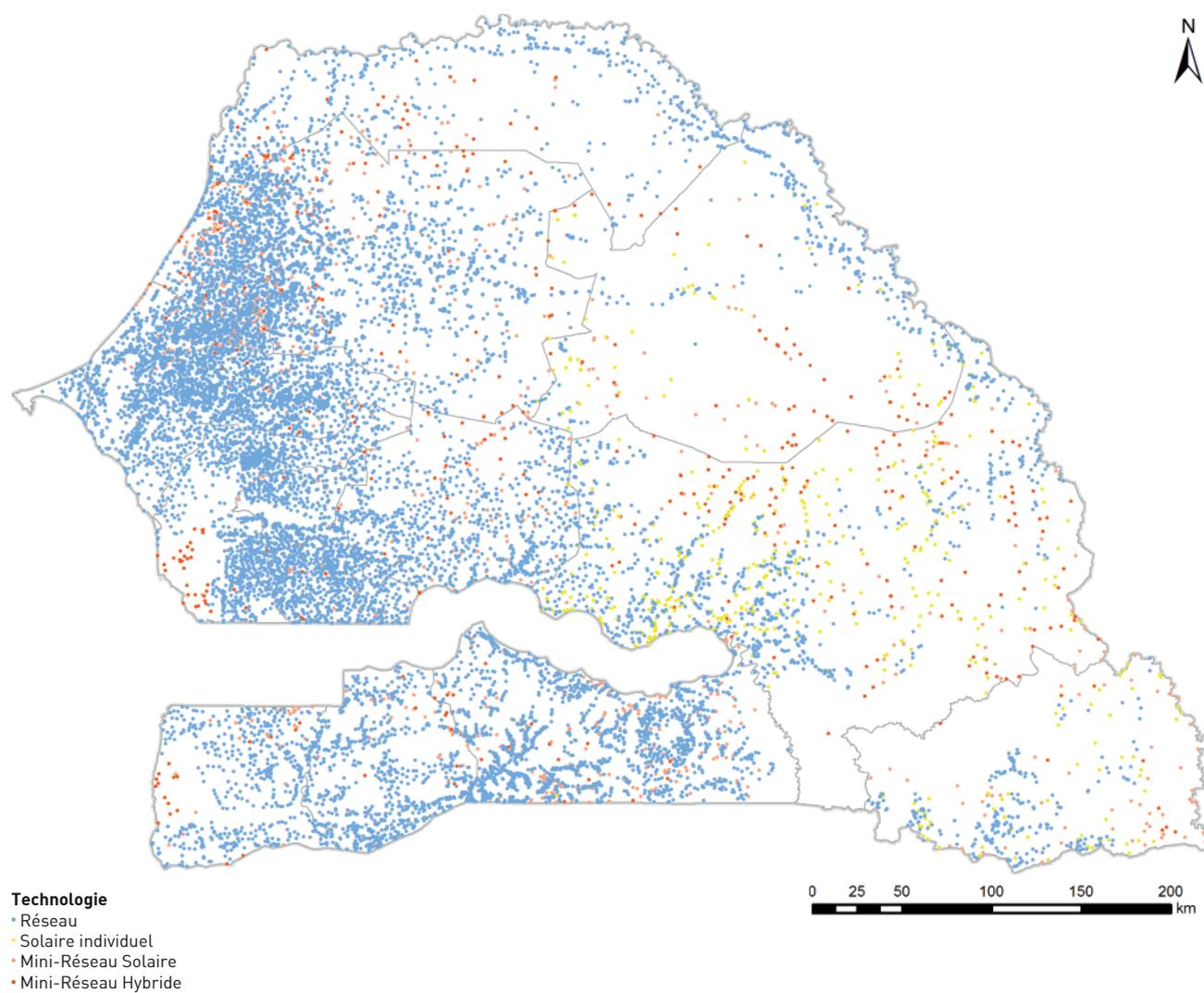


Figure 4.6 – Localités rurales en 2025 par technologie d'électrification (Source : Analyse Gesto)

Pendant la période 2015-2025 il y aura une augmentation d'environ 773.900 clients, dont environ 516.800 entre 2018 et 2025. Selon la Figure 4.7, comme escompté, les zones où le réseau est actuellement présent coïncident avec les zones ayant le plus grand nombre de clients en 2015. Cependant, il y aura une importante augmentation du nombre de clients dans toutes les Concessions de 2018 à 2025, à l'exception de Foundiougne et Mbour, où le taux d'électrification en 2017 sera nettement supérieur aux autres concessions.

La Concession de Thiès-Bambey-Diourbel-Mbacké-Tivaouane aura le plus de clients en 2025 (environ 157.000) et la Concession de Mbour sera celle avec le moins de clients (29.000). Ziguinchor-Sedhiou est actuellement la Concession avec le plus de clients mais tombera à la 5ème position en 2025. Il est intéressant de mentionner que, même si la majorité des clients aujourd'hui sont dans le périmètre rural de la Senelec, l'électrification future aura lieu principalement en dehors de ce périmètre.

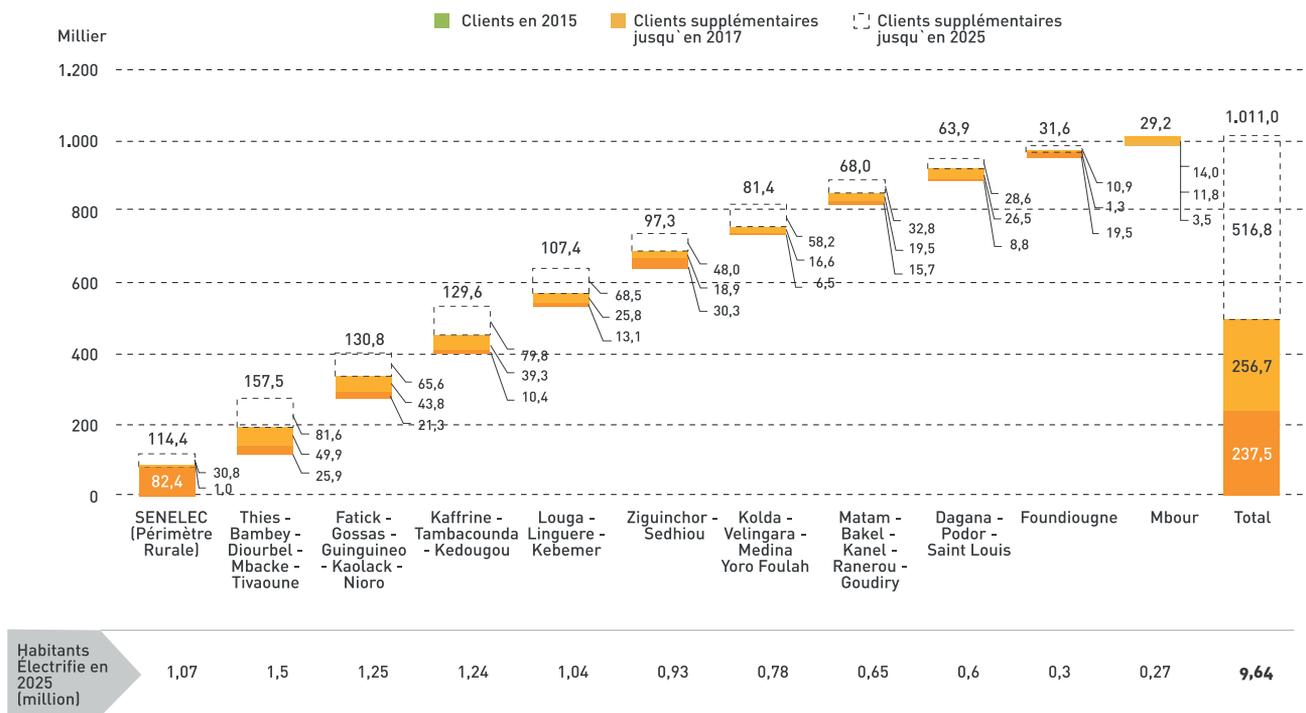


Figure 4.7 – Répartition des clients totaux et de la population électrifiée par concessions rurales (Source : Analyse Gesto)

[\*] Ces valeurs correspondent à la somme des clients domestiques et des services.

## 4.2.1 IMPACT SUR LA PRODUCTION

La consommation en électricité des zones rurales en 2025 est estimée à 608 GWh, ce qui correspond à une pointe de consommation de 181,3 MW. La Figure 4.8 ci-dessous montre l'évolution de la pointe de consommation entre 2015 et 2017 et entre 2017 et 2025, par type de technologie.

Le système interconnecté aura besoin d'un renforcement de la capacité de production d'au moins 150 MW (différence entre la capacité requise en 2025 et 2015) dû à l'électrification rurale. Il est intéressant de noter que la capacité allouée aux systèmes solaires individuels sera relativement réduite puisque plusieurs localités actuellement électrifiées par ce type de systèmes seront connectées au réseau ou remplacées par des mini-réseaux hybrides solaire/diesel. En 2025, les mini-réseaux 100% diesel n'existeront plus.

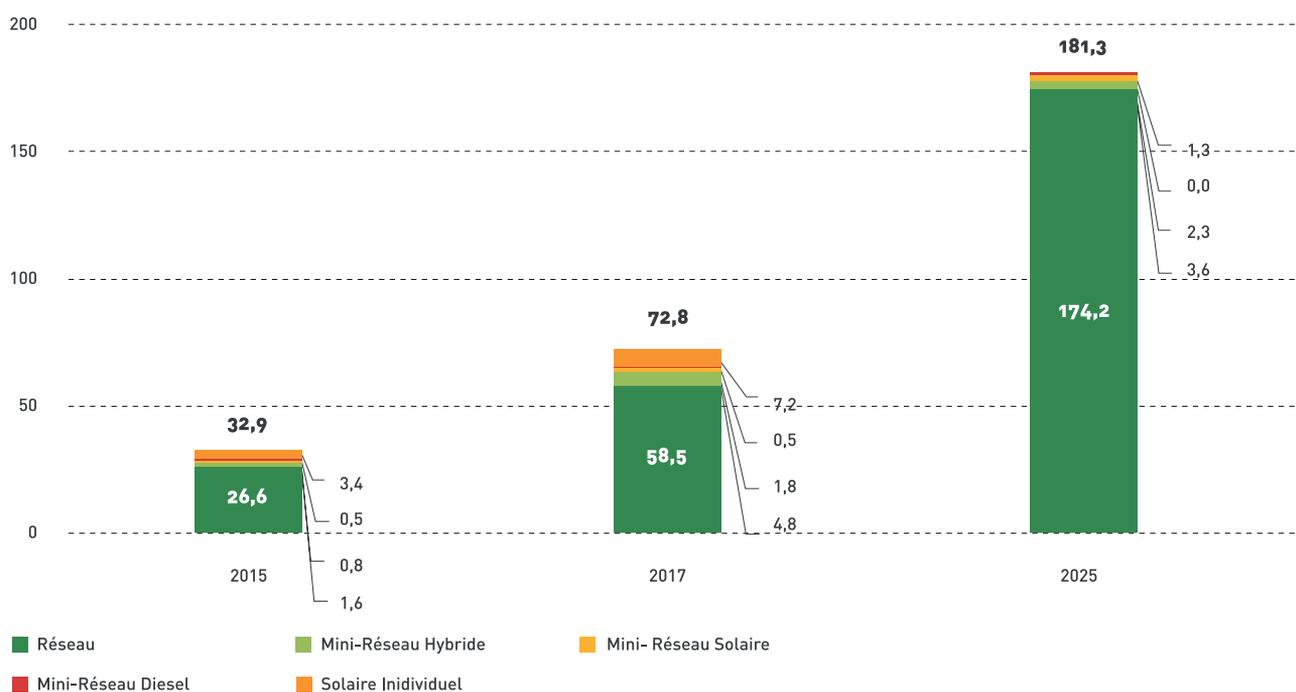


Figure 4.8 – Pointe de consommation rurale en 2015, 2017 et 2025 par type de technologie (Source : Analyse Gesto)

## 4.2.2 IMPACT SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT HAUTE TENSION

L'investissement dans le Réseau Moyenne Tension sans un renforcement du Réseau Haute Tension peut donner lieu à une réduction de la qualité du service dans certaines régions. A titre d'exemple, des lignes MT avec des longueurs significatives entre les lieux de production et de consommation peut donner lieu à des pertes techniques importantes ainsi qu'à des chutes de tension, résultant en une mauvaise qualité de service. Pour les régions présentant ce risque potentiel, il est recommandé d'installer des sous-stations HT/MT pour mieux contrôler le niveau de tension du réseau.



Plusieurs sous-stations HT/MT sont recommandées :

- Dans le département de Linguère, pour pallier aux longueurs excessives de lignes MT, l'installation d'une sous-station 225/30kV dans la ville de Linguère est recommandée, bénéficiant ainsi du projet en cours d'étude (et pas encore planifié) par la Senelec de construire une nouvelle ligne directe 225 kV à partir de Touba vers le Nord du pays.
- Trois stations de transformation additionnelles 225/30 kV sont recommandées le long des lignes HT existantes et planifiées. Ces sous-stations assureront l'approvisionnement des régions de Podor, Kolda et des départements de Koungheul et Koumpentoum, qui se situent à des distances considérables des principaux centres de production.
- Dans le département de Kébémér, étant donné l'importante densité de la population électrifiée en 2025, il serait nécessaire d'étendre le réseau de 90 kV dans cette zone.

Les recommandations relatives au réseau HT ainsi que le réseau HT existant et planifié sont représentées dans la Figure 4.9.

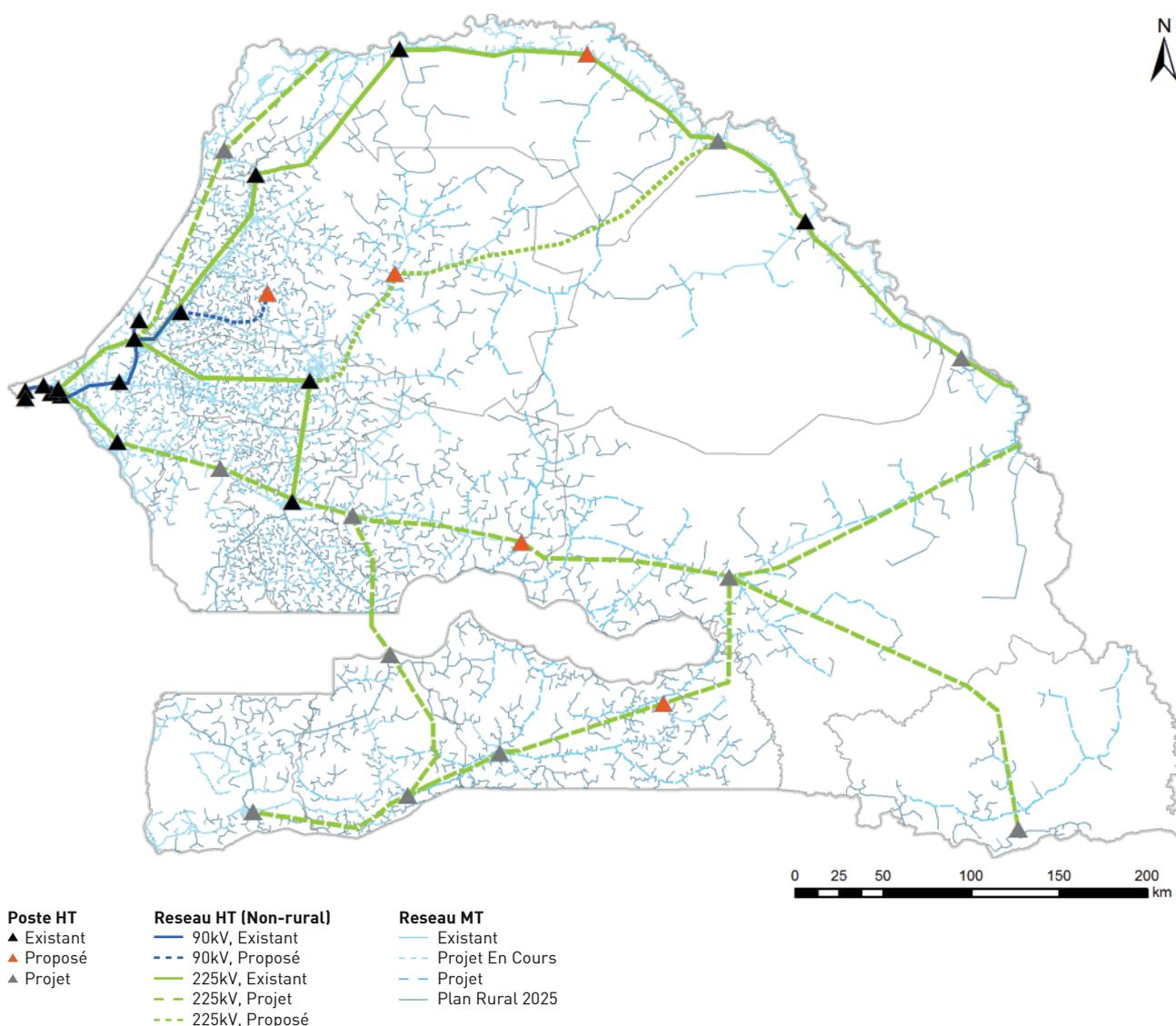
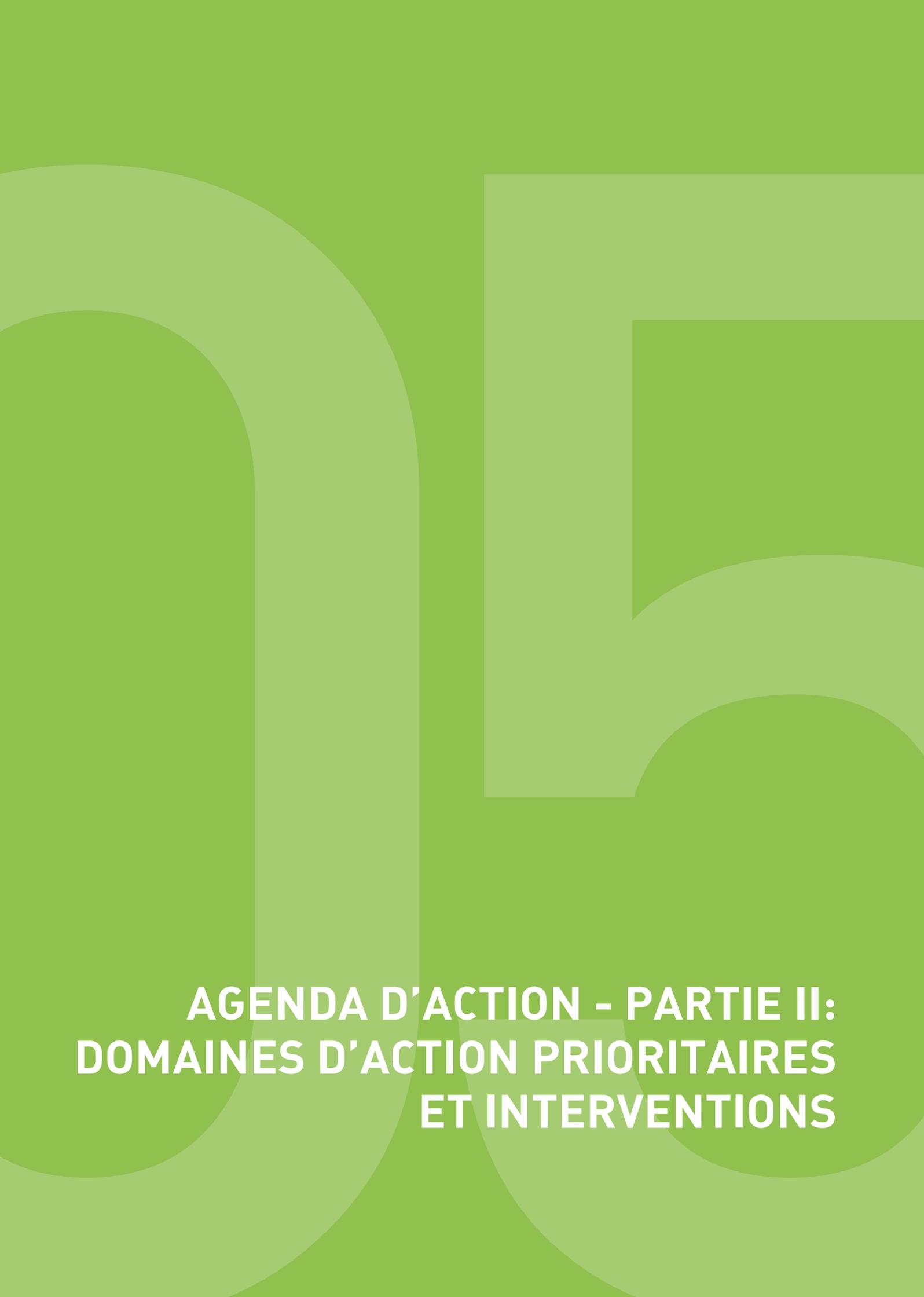
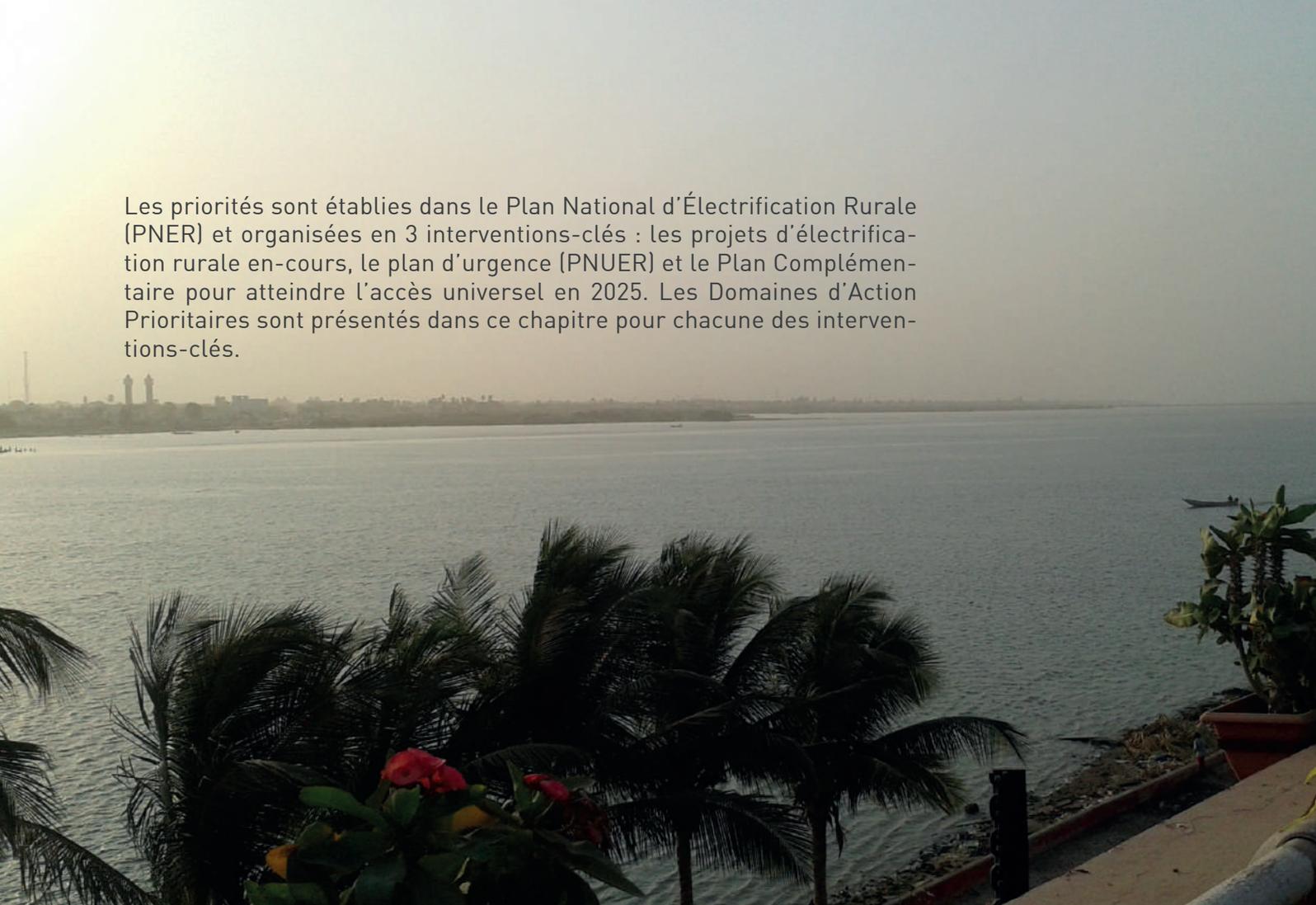


Figure 4.9 – Réseau électrique proposé en 2025 (Source : Analyse Gesto)

The background is a solid green color with several large, semi-transparent, overlapping shapes in various shades of green. These shapes include a large circle on the left, a large square on the right, and several other overlapping circles and rectangles, creating a layered, geometric effect.

**AGENDA D'ACTION - PARTIE II:  
DOMAINES D'ACTION PRIORITAIRES  
ET INTERVENTIONS**



Les priorités sont établies dans le Plan National d'Électrification Rurale (PNER) et organisées en 3 interventions-clés : les projets d'électrification rurale en-cours, le plan d'urgence (PNUER) et le Plan Complémentaire pour atteindre l'accès universel en 2025. Les Domaines d'Action Prioritaires sont présentés dans ce chapitre pour chacune des interventions-clés.

## 5.1 PROJETS D'ÉLECTRIFICATION RURALE EN-COURS ET HARMONISATION TARIFAIRE

**Les projets existants et en-cours sont en train d'être finalisés. La récente décision d'harmonisation des tarifs devrait faciliter la progression des 6 concessions attribuées.** Un progrès significatif est encore attendu pour les 6 concessions attribuées étant donné que certaines d'entre elles n'ont commencé leur activité que tout récemment. Par ailleurs, la décision d'harmoniser les tarifs avec la Senelec entraînera une réduction significative des coûts pour les consommateurs dans les concessions et permettra ainsi d'améliorer le taux d'adhésion.

Parmi les différentes initiatives en cours pour l'électrification rurale (Concessions, ERIL, Conventions, Projet INDE, Myna PPP, etc.), les PPER des 6 Concessions attribuées sont ceux qui devraient avoir l'impact le plus important dans les années à venir. En effet, ces contrats de concessions prévoient l'obligation d'électrifier 106.601 clients et leur progression a été très limitée jusqu'à maintenant.

Comme déjà abordé dans le chapitre 2, la priorité du Gouvernement concernant les projets existants se concentre sur l'harmonisation des tarifs avec la Senelec – leur différence étant considérée comme étant une des principales raisons à l'adhésion limitée des consommateurs.

Les clients bénéficiant du niveau de service S1, S2, S3 et également S4 à base de panneaux solaires payent actuellement un montant fixe (forfait) par mois. Le graphique suivant montre l'estimation des coûts par kWh en considérant une consommation moyenne estimée pour chaque

niveau de service et en les comparant avec les tarifs de la Senelec et du niveau de service S4 connecté au réseau. Les forfaits mensuels peuvent être jusqu'à 7 fois plus onéreux que les tarifs variables (comparés au kWh). Les tarifs variables (au kWh) sont également 20 à 30% plus élevés dans les concessions, cependant la différence est moins significative. Ces différences sont plus frappantes étant donné qu'à l'intérieur de chaque concession, plusieurs villages électrifiés avant 2002 restent dans le périmètre rural de la Senelec. Des clients distancés de seulement quelques kilomètres ont des différences significatives dans leurs tarifs, ce qui contribue à créer une opinion publique très négative des concessions et par conséquent une résistance accrue à l'adhésion des nouveaux clients.

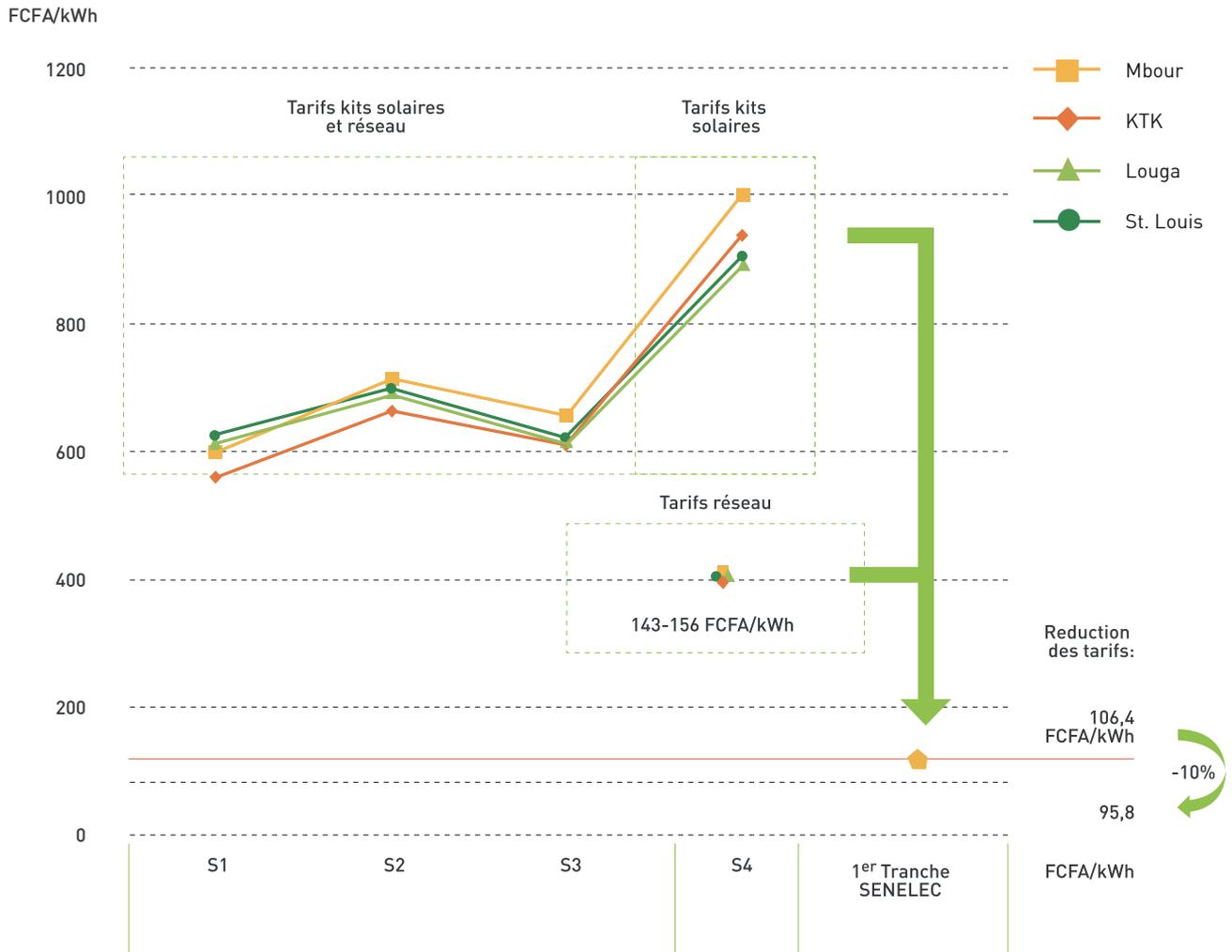


Figure 5.1 – Comparaison des différents tarifs au Sénégal (Concessions et Senelec)  
 [Source : Analyse Gesto, Données : ASER, PLE, Senelec]

Une étude est en cours de finalisation sur comment harmoniser les tarifs et la CRSE est actuellement en train d'établir les règles d'application de ce processus. Dans un premier temps, le système de forfait mensuel sera maintenu mais le montant du forfait sera ajusté selon la consommation estimée en kWh et le prix pratiqué par la Senelec – ce qui résultera en une diminution significative du forfait. Cette réduction de prix devra améliorer significativement le niveau d'adhésion mais représentera un déficit qui devra être compensé potentiellement par une subvention croisée, vu que le financement du complément financier n'a pas été sécurisé à date. Cependant, sans une amélioration de l'efficacité du secteur de l'électricité, les subventions croisées pour-

raient entraîner une augmentation du déficit global du secteur de l'électricité. Dans un deuxième temps, avec l'introduction progressive de compteurs prépayés, tous les clients seront en mesure de payer l'énergie qu'ils consomment - même s'ils devront s'acquitter d'un montant minimum tous les mois.

## 5.2 LE PLAN D'URGENCE POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE (PNUER)

**Le Plan d'Urgence 2015-2017 est d'ores et déjà financé et en cours, avec des interventions organisées en 4 domaines clés : le déploiement des dorsales MT, la densification le long du réseau MT existant, la densification des villages déjà électrifiés et les Mini-Réseaux.**

L'objectif d'atteindre 60% de tous les clients ruraux signifie doubler en 3 ans le nombre de client électrifiés dans ces zones. Le PUDC et d'autres initiatives commencent à avoir un impact significatif mais nécessiteront peut-être de plus de temps pour finaliser leur implémentation.

Le "Programme National d'Urgence d'Electrification Rurale" - PNUER – est un programme d'urgence ambitieux établi pour la période 2015-2017 et structuré en 4 composantes :

- Composante 1 : créer des dorsales MT pour renforcer la portée du réseau dans les zones moins denses et ainsi combattre la disparité entre régions en termes d'électrification. Ces lignes deviendront des points de départ pour une extension ultérieure du réseau. Les lignes en cours d'implémentation par le PUDC y sont comprises.

- Composante 2 : Connecter tous les villages dans un rayon de 1 km de distance à partir du réseau MT et ce indépendamment de la taille de la population. L'électrification de ces villages peut être divisée en trois phases:

- Phase 1 : électrification des villages distancés de 1 km des lignes MT existantes

- Phase 2 : électrification des villages compris dans une distance de 1 km des lignes MT résultantes de programmes et projets en cours d'implémentation

- Phase 3 : électrification des villages jusqu'à 1 km des dorsales construites lors de la Composante 1 Cette composante devrait permettre la connexion de 80.000 ménages. Il est important de noter que certains villages actuellement électrifiés par des solutions décentralisées seront également connectés au réseau pour assurer une meilleure qualité de service.

- Composante 3 : densification du réseau basse tension pour améliorer le taux d'électrification des villages déjà connectés. Au total, 560 villages bénéficieront de cette composante, avec une moyenne de 1,5 km de réseau BT et 45 ménages supplémentaires électrifiés par village, soit un total de 25.200 ménages qui bénéficieraient ainsi d'accès à l'électricité.

- Composante 4 : création de mini-réseaux décentralisés, soit diesel, solaire ou hybride solaire-diesel pour l'électrification des villages. Dans ce contexte, un total de 392 villages sera électrifié, permettant ainsi l'accès à l'électricité à 17.936 ménages supplémentaires non connectés au réseau. En plus, 100.000 lampes solaires portables ont été distribuées.

Dans son ensemble, le PNUER permettra l'électrification de 3.196 villages distribués à travers le territoire. Le nombre total de ménages qui seront électrifiés s'élèvera à plus de 12.000. En additionnant les projets en cours, cela permettra au Sénégal d'atteindre un total de 470.000 ménages électrifiés, soit 60% de la population.

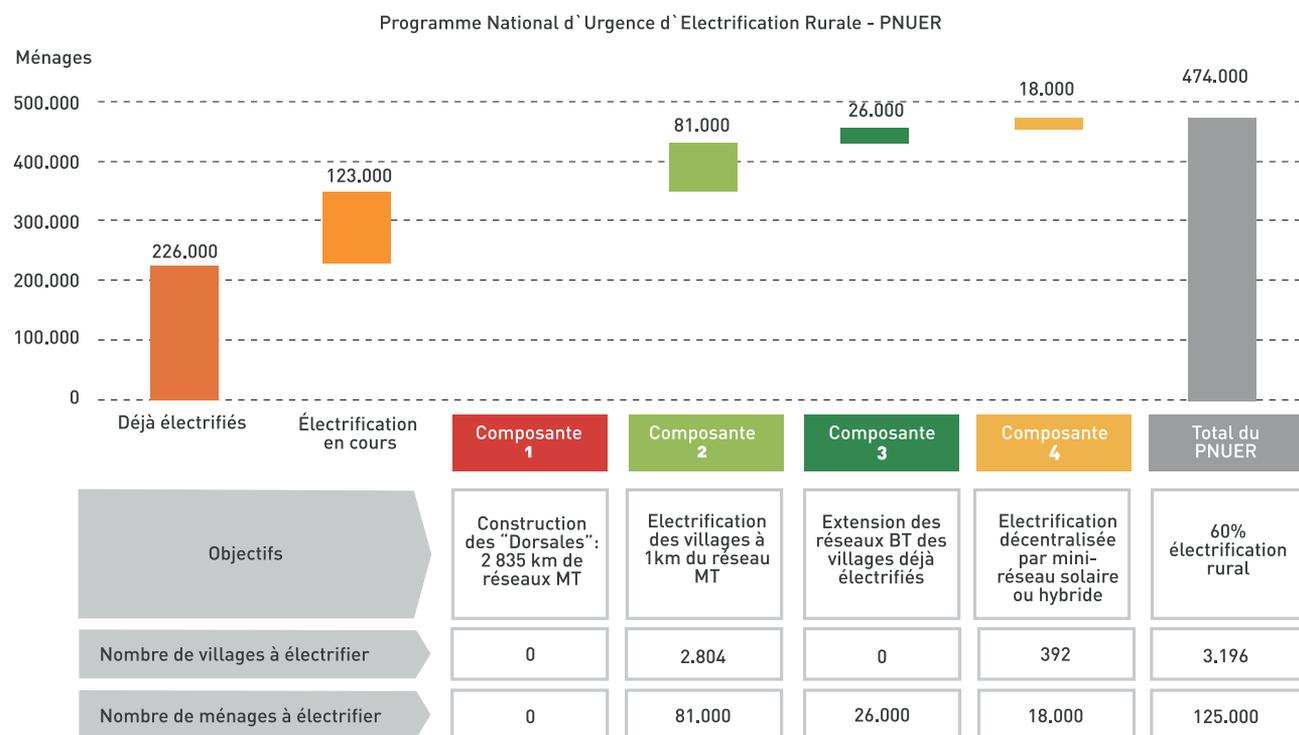


Figure 5.2 – Objectifs PNUER [Source : ASER]

Le PNUER est actuellement mis en oeuvre en partie par le "Programme d'Urgence de Développement Communautaire" (PUDC), et par d'autres initiatives coordonnées par l'ASER et financées par le budget de l'État. L'investissement dans le PNUER a été estimé à 146 Mrds de FCFA (environ 243 M\$). Au début 2016, environ 100 Mrds de FCFA (167 M\$) avaient été financés par le PUDC ou l'État, entre autres, ne manquant que 45 Mrds de FCFA.

Même en ayant l'ensemble du financement disponible, atteindre 60% de la population rurale signifie doubler en 3 ans le nombre de clients électrifiés en zones rurales – ce qui représente un challenge considérable. Le PUDC et autres initiatives commencent à avoir un impact significatif mais nécessiteront sans doute de plus de temps pour finaliser leur implémentation au niveau de l'électrification.



## 5.3 LE PLAN COMPLÉMENTAIRE POUR L'ACCÈS UNIVERSEL

**Le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel est structuré selon 6 axes clés :** **1. Systèmes Décentralisés** – où des mini-réseaux 100% solaires ou hybrides sont prioritaires au même titre que la réhabilitation des mini-réseaux existants. **2. Expansion MT** – majoritairement à travers les ramifications des dorsales MT du PNUER. **3. Distribution** – pour atteindre des nouveaux villages et densifier ceux déjà électrifiés. **4. Installations Internes** – amener des compteurs prépayés à tous les clients et promouvoir l'adhésion à travers le financement des connexions au réseau et installations internes. **5. Genre** – offrir un soutien particulier à l'électrification des femmes et à la promotion de l'égalité d'opportunités entre hommes et femmes comme un résultat du programme d'électrification rurale. **6. Capacitation, Coordination et Ingénierie** – un niveau de préparation élevé sera nécessaire pour un programme de cette taille et ambition.

Le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel a été organisé en 6 Axes majeurs divisés en 10 initiatives, ainsi qu'en deux axes ou programmes transversaux présentés comme suit.

### 5.3.1 SYSTÈMES DÉCENTRALISÉS

Cet Axe envisage la promotion et la réhabilitation des systèmes décentralisés dans les zones éloignées et isolées avec un niveau de consommation faible et où la connexion au réseau ne se justifie pas techniquement ou économiquement. Environ 33.000 clients seront électrifiés à l'horizon 2025 avec ce type de solutions. Un total de 15,4 MW sera installé, dont 7,8 MW en systèmes hybrides, 4,5 MW en systèmes 100% solaires et 3 MW en systèmes solaires individuels. La majorité de ces systèmes décentralisés sera fondée sur des mini-réseaux Basse Tension – 499 km de lignes basse-tension seront installés. En tout, ce programme représentera un investissement de 33,4 Mrds de FCFA (56 M\$).

Pour faciliter le développement de ces infrastructures, l'Axe Systèmes Décentralisés a été sous-divisé en trois initiatives :

#### 5.3.1.1 Solutions Solaires Individuelles et Transitoires (y compris réhabilitations)

Cette initiative inclut les investissements en systèmes solaires individuels (SHS) dans les villages de très petite taille et isolés (dans les zones orientales du pays) pour lesquels un investissement dans un mini-réseau ne se justifie pas d'un point de vue économique et la comparaison avec d'autres niveaux de services reste limitée. De plus, l'initiative financera également la réhabilitation des systèmes existants et l'acquisition des systèmes de transition, tels que des lampes solaires portables, de façon à combler le manque d'accès aux services électriques et fournir un niveau minimum de confort aux villages qui ne seront connectés qu'après 2020.

#### 5.3.1.2 PREM hors-réseau

PREM est le "Projet Énergétique Multisectoriel". Cette initiative comprend l'installation de systèmes photovoltaïques pour l'électrification de services communautaires (écoles, cliniques, etc.) dans les villages de plus de 250 habitants sans accès aux services électriques avant 2020. Pour promouvoir les activités productives dans les localités électrifiées par des solutions 100% solaires, cette initiative comprend également l'installation de petites unités thermiques pour supporter spécifiquement les utilisations productives.

#### 5.3.1.3 Mini-réseaux solaire / hybrides (y compris réhabilitation)

Cette initiative pèse à elle toute-seule pour plus de 75% de l'investissement du programme et se centre dans le déploiement et la réhabilitation de mini et micro-réseaux solaires ou hybrides solaires/diesel.

## 5.3.2 EXTENSION DU RÉSEAU MT

L'objectif de cet Axe est d'étendre le réseau national Moyenne Tension de façon à atteindre 88% des villages ruraux (12.551 villages). Ainsi, 12.500 km de lignes MT seront installées dans le cadre de ce programme, ce qui représente un investissement total estimé de l'ordre de 150 Mrds de FCFA (250 M\$).

Cet Axe est sous divisé en deux initiatives :

### 5.3.2.1 Dorsales clés (duplication)

Cette initiative se centre sur le renforcement de la capacité des dorsales existantes et planifiées, de façon à répondre à l'augmentation future de la demande. L'implémentation de cette initiative représentera un investissement d'environ 7,8 Mrds de FCFA (13 M\$), ce qui correspond à 652 km de duplication des lignes installées.

### 5.3.2.2 Ramifications

Comme son nom le suggère, cette initiative a pour but la création de ramifications à partir des dorsales MT, afin d'étendre le réseau à tous les villages pour lesquels l'électrification à partir du réseau national est la solution la plus économique. L'investissement dans le cadre de cette initiative représente le montant le plus important de toutes les initiatives confondues, soit environ 142 Mrds de FCFA (237 M\$).

## 5.3.3 DISTRIBUTION BT ET MT

Cet Axe vise l'extension des réseaux de distribution et la connexion de nouveaux clients dans les villages à électrifier à partir du réseau. Grâce à ce programme, environ 524.900 clients seront électrifiés à travers l'installation de 8.104 sous-stations de transformation MT/BT pour réduire le niveau de tension et à travers l'installation de 6.259 km de lignes BT pour atteindre les consommateurs finaux. En tout, l'investissement estimé s'élève à 108,2 Mrds de FCFA (180 M\$).

Ce programme est sous-divisé en trois initiatives :

### 5.3.3.1 Première électrification

Cette initiative vise à promouvoir la « disponibilité » à travers la première électrification d'un nombre significatif de villages. Elle investit principalement dans l'installation de réseaux basse tension et sous-stations de transformation afin d'électrifier les premiers clients dans les villages électrifiés.

### 5.3.3.2 Densification BT & MT

Cette initiative vise à consolider et densifier le réseau BT après la « première électrification », augmentant ainsi le nombre de clients dans les villages déjà électrifiés. Ainsi, le réseau BT comme le réseau MT interne seront développés pour répondre à la demande de ces localités rurales.

### 5.3.3.3 Réseau PREM

L'objectif de cette initiative est de promouvoir l'accès à l'électricité pour les usages productifs à travers l'extension du réseau BT – les projets énergétiques multisectoriels basés sur le réseau. Certaines activités productives peuvent se situer à une distance relativement importante des villages – par exemple, une exploitation agricole – et peuvent demander des investissements importants pour l'extension du réseau.

### 5.3.4 INSTALLATIONS INTERNES

Cet Axe comprend les investissements, le financement et la subvention dans les installations internes pour les ménages, businesses et services. Il vise à promouvoir et faciliter l'électrification de nouveaux clients, ainsi qu'à promouvoir la réduction des pertes commerciales dans le système électrique à travers l'installation de compteurs prépayés. L'investissement total pour l'implémentation de ce programme s'élève à 62,6 Mrds de FCFA (104 M\$).

Cet Axe est divisé en deux initiatives :

#### 5.3.4.1 Encouragement à l'électrification

Cette initiative a pour objectif faciliter l'adhésion dans les villages connectés au réseau en finançant et subventionnant les investissements nécessaires pour les installations internes dans les ménages des clients, voire même l'acquisition de certains appareils ménagers (par exemple, la télévision). Cette initiative comprend également les campagnes de marketing et communication pour stimuler l'adhésion.

#### 5.3.4.2 Prépaiement Universel

Cette initiative vise à promouvoir l'installation de compteurs prépayés pour assurer l'équité (les clients consomment ce qu'ils peuvent se permettre), pour faciliter la facturation, optimiser l'efficacité et coûts de personnel tout en réduisant les pertes commerciales.



### 5.3.5 PROGRAMMES SUR LE GENRE DANS L'ÉLECTRIFICATION RURALE

La pauvreté énergétique prive les gens d'un niveau de vie acceptable et favorise un cercle vicieux de pauvreté, en particulier chez les femmes et les jeunes filles. L'évaluation du «genre» dans le programme d'électrification rurale mené par l'ASER en 2014 révèle des disparités de genre qui ont un impact considérable sur le développement durable de ce secteur au Sénégal. La majorité des femmes dépendent de la biomasse comme principale source d'énergie pour la cuisson et le chauffage. L'utilisation du bois de chauffage est estimée à plus de 70 %. Les femmes et les jeunes filles fournissent plus de main d'oeuvre et travaillent plus longtemps pour gérer le système énergétique du ménage, c'est-à-dire pour ramasser le bois de chauffage et chercher de l'eau pour les tâches ménagères. L'inhalation de la fumée issue du bois de chauffage et la pollution de l'air ont des effets négatifs sur la santé des femmes et des enfants. L'énergie peut offrir des opportunités d'activités productives et se révéler efficace contre la pauvreté. Le manque d'accès aux services énergétiques modernes contribue à la féminisation de la pauvreté et réduit les chances des femmes et des jeunes filles de s'engager dans des activités génératrices de revenus et d'éducation pour leur autonomisation socio-économique. Les activités génératrices de revenus développées grâce à l'accès à l'électricité génèrent non seulement des revenus pour les groupes défavorisés, mais renforcent également leurs capacités financières pour payer les tarifs énergétiques et le raccordement au réseau.

L'évaluation du « genre » dans la politique énergétique actuelle démontre une neutralité par rapport au genre, la priorité étant donnée aux opérations techniques en détriment de l'inclusion sociale. Le programme n'a pas de mandat clair concernant le genre, il n'existe pas de monitoring long-terme des impacts socio-économiques, le personnel du sexe féminin est peu représenté dans les positions de prise de décisions, et les mécanismes de recrutement ne sont pas sensibles au genre. La stratégie de communication ne prend pas toujours en compte des moyens de communication plus sensibles pour faciliter l'accès et la consultation d'information et la participation des groupes désavantagés dans l'opération du programme d'électrification rurale.

Ce programme vise à en faciliter la mise en oeuvre du plan d'action genre de l'ASER par le développement de l'accès à l'électricité aux femmes et en maximiser la valeur ajoutée de l'électricité pour les femmes afin de combattre la discrimination, renforcer leur pouvoir économique et garantir que les opportunités d'emploi issues de ce plan d'investissement bénéficient également les femmes. Le programme se focalise également dans l'électrification des infrastructures sociales (écoles, centres de santé, maternités) pour aider dans le combat à la vulnérabilité des femmes et enfants dans les zones rurales. Un investissement de 2,8 Mrds de FCFA (4,7 M\$) est considéré.

### 5.3.6 CAPACITATION, COORDINATION, PROJET ET INGÉNIERIE

Un projet de cette envergure nécessite une coordination et capacitation pour créer et développer le savoir-faire requis pour une mise en œuvre réussie. Cet Axe comprend les investissements nécessaires pour la création de ce savoir-faire, pour la coordination et développement des projets (« *owners engineering* ») et pour conduire les études techniques afin de faciliter l'exécution du programme. Ces investissements ont été estimés à 5% du CAPEX total, soit un total de 17,7 Mrds de FCFA (29,5 M\$).

La Figure 5.3 présente une synthèse des investissements par Axe et par initiative.

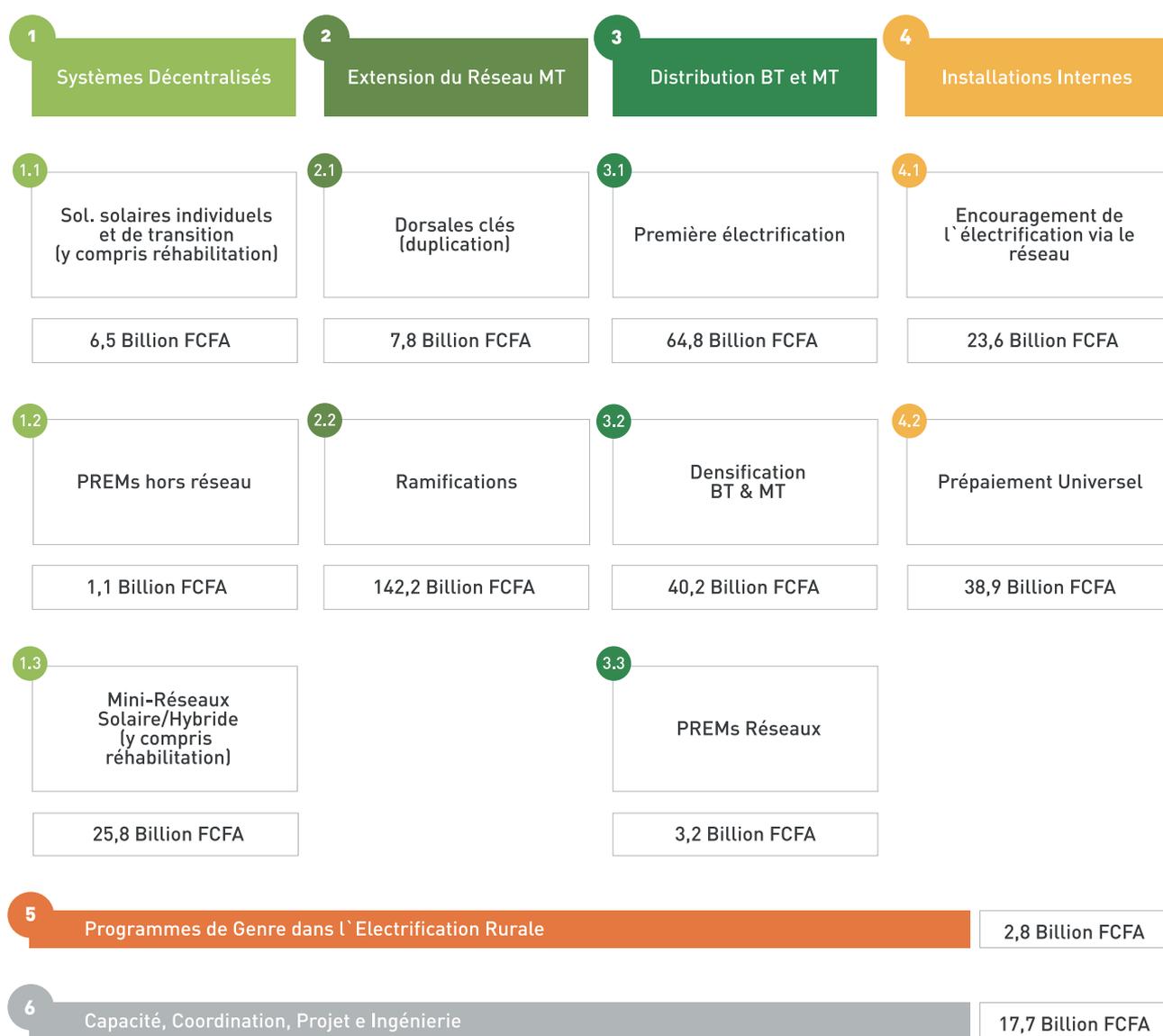


Figure 5.3 – Axes et Initiatives proposées pour le Plan Complémentaire [Source : Analyse Gesto & Earth Institute]



**AGENDA D'ACTION - PARTIE III:  
PLAN D'IMPLEMENTATION  
ET PROGRAMMES**



Le plan d'investissement a été structuré en 3 programmes distincts, à commencer chaque 2 ou 3 ans. Chaque programme a des objectifs d'électrification spécifiques, comme le montre la figure suivante.

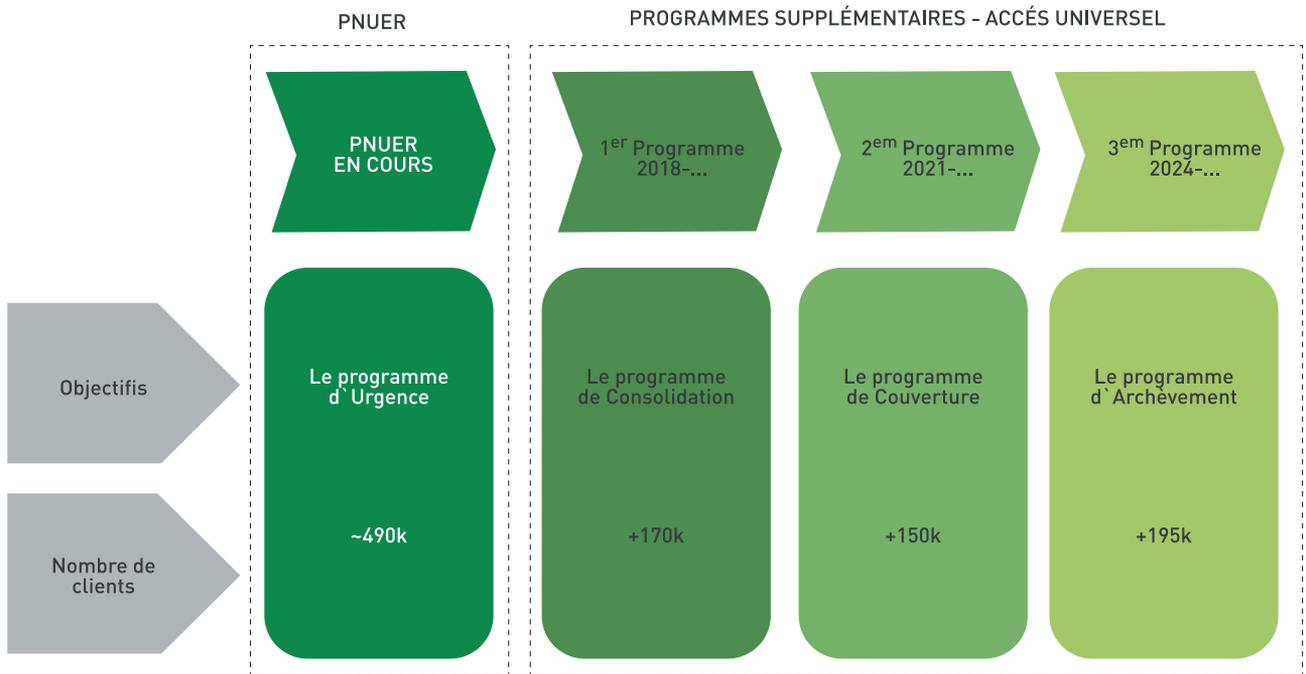


Figure 6.1 – Programmes d'Implémentation [Source : Analyse Gestó]

La réalisation du PNUER, actuellement en cours, est une priorité à court terme et son infrastructure sera davantage développée par le Plan additionnel pour l'accès universel. Trois Programmes additionnels doivent être développés entre 2018 et 2025. Le PNUER a comme objectif d'électrifier un total de 4.7 millions d'habitants et 494.000 clients, correspondant à une augmentation du taux d'électrification vérifié à la fin de 2016 de 32,2% à 60% - compte tenu de la population prévue d'ici la fin 2017. Les résultats peuvent être vérifiés dans la Figure 5.2.

Sous le PNUER, environ 247.000 nouveaux ménages seront électrifiés, ce qui correspond à une augmentation de plus de 2,5 millions d'habitants électrifiés. En ce qui concerne les services, les infrastructures commerciales et productives, près de 9 100 clients supplémentaires seront électrifiés. Au total, environ 494 000 clients ruraux (domestiques et services / autres) seront électrifiés à la fin du PNUER, soit à partir du réseau, soit à partir de solutions d'électrification décentralisées. En termes de couverture, à la fin du PNUER, 51% des villages ruraux seront connectés. À la fin de ce programme, tous les départements atteindront un taux d'électrification supérieur à 30%.

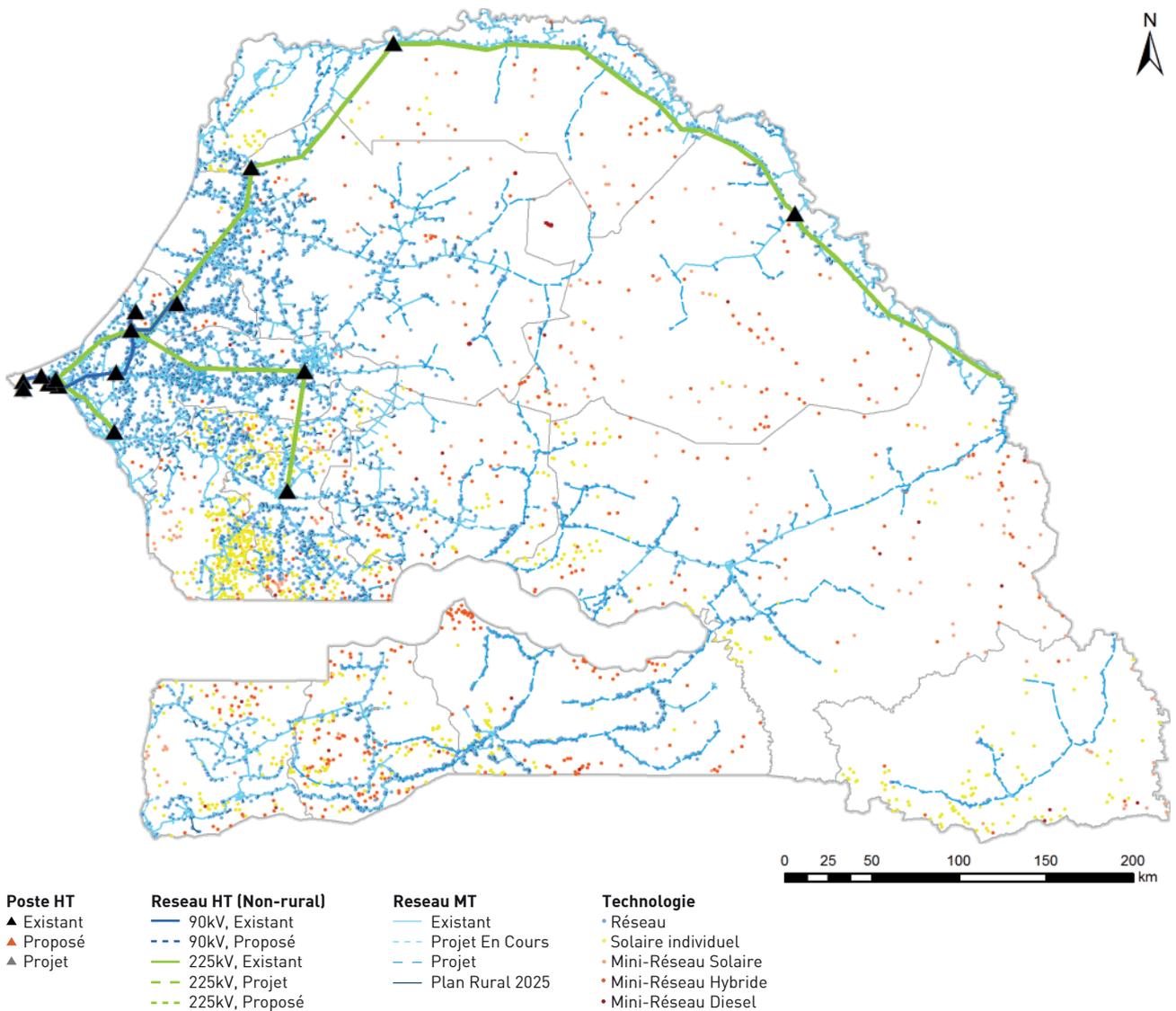


Figure 6.2 – Système Électrique du Sénégal avec PNUER finalisé [Source : GESTO Analysis]

Tableau 6.1- Résultats répartis par Département – PNUER (electrification rate considering 2017 population) [Source : Gesto Analyse]

Région	Département	Localités électrifiées (#)	Taux de Couverture (%)	Personnes électrifiées (millions)	Taux d'électrification rurale (%)	Clients (milliers)	Demande (MW)
DAKAR	RUFISQUE	46	97,9%	0,08	90%	8,48	1,37
DIOURBEL	DIOURBEL	202	55,2%	0,08	52%	8,07	1,22
	MBACKE	207	57,3%	0,15	60%	15,35	2,40
FATICK	BAMBEY	262	55,2%	0,18	61%	19,38	3,02
	GOSSAS	105	55,6%	0,06	62%	6,33	0,97
	FATICK	252	65,1%	0,24	71%	25,90	4,09
KAFFRINE	FOUNDIOUGNE	344	89,4%	0,22	82%	22,83	3,50
	MALEM HODAR	65	38,7%	0,04	46%	4,19	0,65
	BIRKELANE	74	43,8%	0,04	51%	4,40	0,67
	KOUNGHEUL	108	30,6%	0,06	41%	6,14	0,94
KAOLACK	KAFFRINE	113	47,1%	0,10	62%	10,23	1,61
	GUINGUINEO	114	63,0%	0,06	63%	6,14	0,93
	KAOLACK	241	47,3%	0,13	52%	13,93	2,14
KEDOUGOU	NIORO DU RIP	348	59,9%	0,21	65%	21,48	3,29
	SALEMATA	33	45,8%	0,02	58%	2,41	0,27
	KEDOUGOU	75	40,1%	0,04	47%	4,41	0,49
KOLDA	SARAYA	50	53,2%	0,03	66%	3,33	0,37
	MEDINA YORO FOULA	140	29,2%	0,06	32%	6,21	0,68
	VELINGARA	136	25,9%	0,07	32%	7,64	0,86
LOUGA	KOLDA	242	37,5%	0,10	43%	10,49	1,16
	KEBEMER	364	39,5%	0,12	45%	12,66	1,90
	LOUGA	452	50,2%	0,17	54%	18,03	2,72
MATAM	LINGUERE	323	41,9%	0,14	43%	14,60	2,20
	RANEROU FERLO	89	59,3%	0,05	66%	4,72	0,52
	MATAM	124	86,7%	0,15	82%	15,41	1,85
SAINT-LOUIS	KANEL	110	73,8%	0,11	75%	11,39	1,36
	SAINT-LOUIS	96	71,1%	0,08	75%	7,96	1,25
	DAGANA	114	52,3%	0,09	59%	8,99	1,40
SEDHIOU	PODOR	211	80,8%	0,29	78%	31,29	5,03
	BOUNKILING	123	48,8%	0,09	60%	9,78	1,54
	SEDHIOU	150	71,4%	0,11	68%	11,43	1,77
TAMBACOUNDA	GOUDOMP	152	50,5%	0,09	57%	9,75	1,50
	BAKEL	100	53,5%	0,07	64%	7,85	0,90
	KOUMPENTOUM	92	44,0%	0,07	55%	7,49	0,86
	GOUDIRY	78	28,6%	0,05	44%	5,51	0,63
THIES	TAMBACOUNDA	215	31,8%	0,11	40%	11,49	1,28
	MBOUR	178	87,3%	0,23	78%	24,70	3,97
ZIGUINCHOR	THIES	278	72,8%	0,24	73%	25,24	3,98
	TIVAOUANE	525	53,6%	0,21	60%	22,32	3,42
	OUSSOUYE	67	85,9%	0,03	82%	3,62	0,55
ZIGUINCHOR	ZIGUINCHOR	61	68,5%	0,05	68%	5,05	0,78
	BIGNONA	176	53,5%	0,17	68%	17,59	2,78
TOTAL		7.235	50,8%	4,70	60%	494,18	72,83

## 6.1 LE PROGRAMME DE CONSOLIDATION



**Le programme de consolidation – à lancer en 2018:** Exploitation des principaux investissements et ramification des dorsales , avec un programme ambitieux de mini-réseaux à l'Est et un objectif d'électrification de 170 000 clients supplémentaires le plus efficacement possible

Le 1<sup>er</sup> Programme additionnel, à lancer en 2018, représente un total d'investissement de 155,58 milliards de FCFA (\$259M) et, étant le prochain programme à être déployé, c'est la priorité clé en termes de mobilisation de l'investissement. Une liste détaillée est présentée en annexe. Idéalement, le programme serait exécuté en 3 ans, jusqu'en 2020.

Quand le PNUER et le Programme de Consolidation seront terminés, le Sénégal aura électrifié 170.000 nouveaux clients (si terminé jusqu'en 2020 il pourrait permettre d'atteindre 75% du total des ménages ruraux) à travers les ramifications des infrastructures de MT existantes - principalement dans la partie ouest du pays et les «dorsales» déployées dans le cadre du PNUER - et sous l'ambitieux programme de mini-réseau dans la partie orientale du pays.

Pendant la mise en oeuvre du programme, les nouvelles lignes de 225 kV, incluses dans le projet OMVG, devraient être implémentées. Afin d'éviter des longueurs excessives des lignes MT et d'assurer la qualité de service dans le département de Kounghoul, la construction d'une sous-station de 225 / 30kV est recommandée sur l'axe 225kV près de la ville de Kounghoul.

La situation attendue à la fin du programme PNUER et du programme de consolidation est illustrée dans la Figure 6.3.

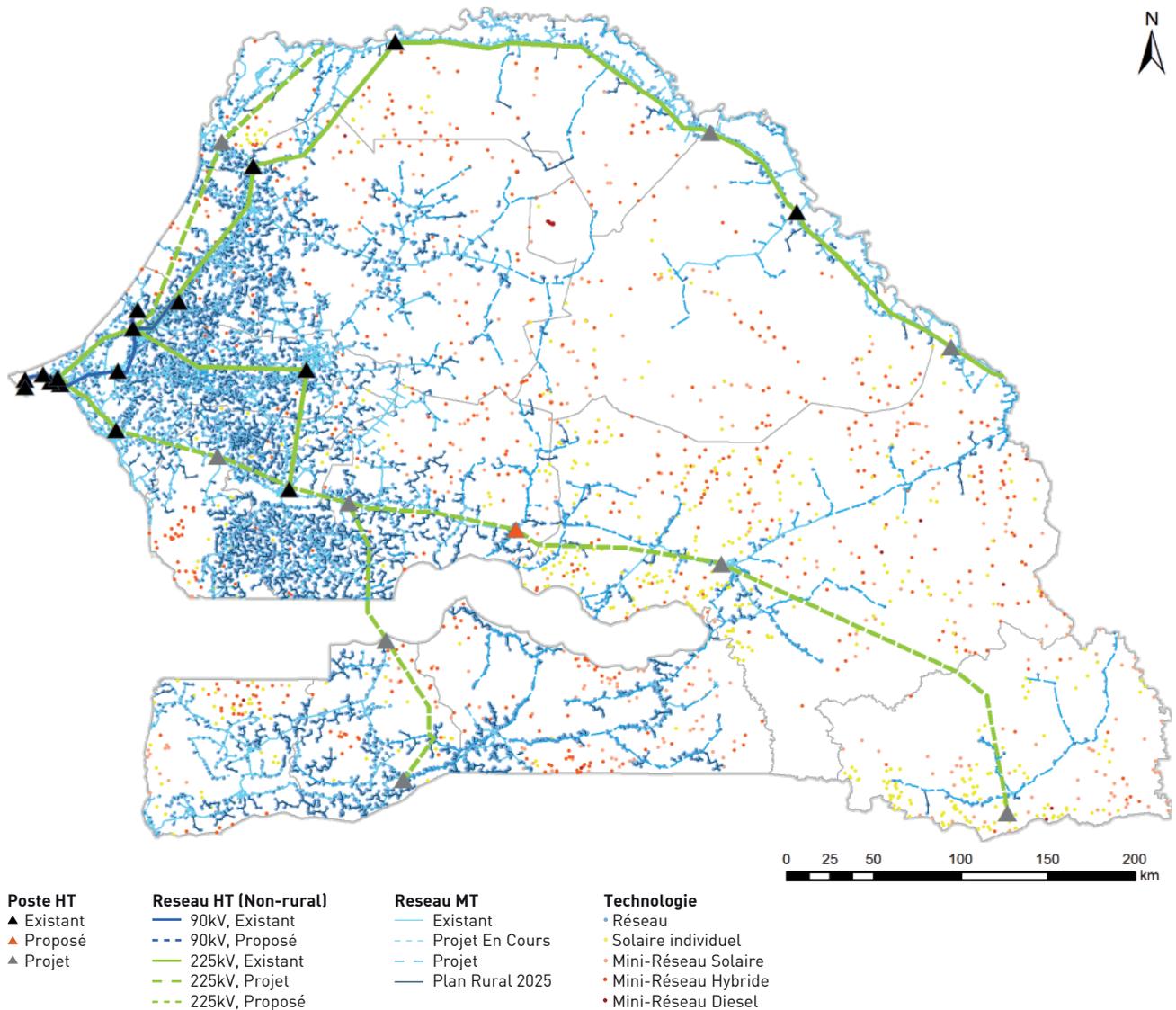


Figure 6.3 – Système Electrique du Sénégal à la fin du Programme de Consolidation [Source : Analyse Gesto]

Pendant cette période, environ 166,653 nouveaux ménages seront électrifiés, ce qui correspond à une augmentation de plus de 1,65 millions d'habitants électrifiés. En ce qui concerne les infrastructures productives, commerces et services, près de 5.207 clients additionnels seront électrifiés. Au total, environ 666.000 clients ruraux (domestiques et services/autres) seront électrifiés à la fin du PNUER et du Programme de Consolidation.

En ce qui concerne le taux de couverture, compte tenu du PNUER et du Programme de Consolidation, 77% de tous les villages ruraux seront électrifiés. Comme prévu, ce programme permet une augmentation significative du taux de couverture. Tous les départements – excepté Medina Yoro Foulah – atteindront un taux de couverture supérieur à 50%, incluant tous les départements de l'Est qui bénéficieront d'un programme ambitieux de mini-réseau.

**Tableau 6.2- Résultats répartis par Département – Après la mise en oeuvre du PNUER et du Programme de Consolidation**  
Source : Analyse Gesto & Earth Institute

Région	Département	Localités électrifiées (#)	Taux de Couverture (%)	Habitants électrifiés (millions)	Taux d'électrification rurale (%)	Clients (milliers)	Demande (MW)
DAKAR	RUFISQUE	46	97,9%	0,08	84,9%	8,69	1,56
DIOURBEL	DIOURBEL	319	87,2%	0,13	80,6%	13,47	2,23
	MBACKE	327	90,6%	0,21	81,8%	22,35	3,80
FATICK	BAMBEY	440	92,6%	0,27	83,3%	28,31	4,81
	GOSSAS	164	86,8%	0,08	79,7%	8,80	1,47
	FATICK	378	97,7%	0,31	84,4%	32,92	5,69
KAFFRINE	FOUNDIOUGNE	381	99,0%	0,24	84,7%	25,54	4,30
	MALEM HODAR	119	70,8%	0,06	67,6%	6,64	1,12
	BIRKELANE	154	91,1%	0,07	82,4%	7,62	1,26
	KOUNGHEUL	183	51,8%	0,09	55,6%	9,10	1,52
KAOLACK	KAFFRINE	194	80,8%	0,13	77,3%	13,83	2,36
	GUINGUINEO	163	90,1%	0,08	80,4%	8,42	1,39
	KAOLACK	473	92,7%	0,23	83,1%	23,88	3,99
KEDOUGOU	NIORO DU RIP	550	94,7%	0,29	83,7%	29,95	5,01
	SALEMATA	49	68,1%	0,03	66,6%	2,99	0,37
	KEDOUGOU	107	57,2%	0,05	55,3%	5,65	0,69
KOLDA	SARAYA	82	87,2%	0,04	81,6%	4,47	0,55
	MEDINA YORO FOULA	209	43,6%	0,08	41,5%	8,71	1,05
	VELINGARA	269	51,2%	0,13	52,4%	13,48	1,67
LOUGA	KOLDA	391	60,5%	0,15	60,6%	15,93	1,93
	KEBEMER	611	66,3%	0,19	67,1%	20,25	3,31
MATAM	LOUGA	697	77,4%	0,25	74,0%	26,36	4,33
	LINGUERE	523	67,9%	0,22	62,6%	22,64	3,72
SAINT-LOUIS	RANEROU FERLO	112	74,7%	0,05	72,1%	5,52	0,67
	MATAM	134	93,7%	0,16	83,7%	17,01	2,27
	KANEL	137	91,9%	0,13	82,4%	13,46	1,78
SEDHIOU	SAINT-LOUIS	123	91,1%	0,09	81,8%	9,41	1,62
	DAGANA	160	73,4%	0,11	69,8%	11,58	1,98
	PODOR	237	90,8%	0,33	80,8%	35,18	6,26
TAMBACOUNDA	BOUNKILING	188	74,6%	0,13	76,1%	13,43	2,32
	SEDHIOU	190	90,5%	0,14	82,5%	14,99	2,56
	GOUDOMP	264	87,7%	0,14	80,9%	14,86	2,50
THIES	BAKEL	141	75,4%	0,10	75,5%	10,01	1,26
	KOUMPENTOUM	131	62,7%	0,09	63,6%	9,30	1,18
	GOUDIRY	183	67,0%	0,09	70,8%	9,64	1,20
ZIGUINCHOR	TAMBACOUNDA	391	57,8%	0,17	56,4%	17,54	2,14
	MBOUR	203	99,5%	0,27	85,0%	29,16	5,18
	THIES	374	97,9%	0,30	84,7%	31,48	5,44
ZIGUINCHOR	TIVAOUANE	773	78,9%	0,30	77,6%	31,44	5,25
	OUSSOUYE	71	91,0%	0,04	82,5%	3,91	0,66
	ZIGUINCHOR	80	89,9%	0,06	81,9%	6,55	1,12
	BIGNONA	241	73,3%	0,20	77,3%	21,58	3,73
TOTAL		10.962	77,0%	6,36	75%	666,08	107,23

## 6.2 LE PROGRAMME DE COUVERTURE

**Le programme de couverture – à lancer en 2021 : Electrification d'au moins 14.234 nouveaux villages pour la première fois et électrification de 150 000 clients additionnels;**

Ce programme, à lancer en 2021, vise à la disponibilité de services électriques dans tous les villages ruraux du pays. L'investissement pour ce programme est similaire au précédent – 153,59 milliards de FCFA (\$256M) – mais comprenant des priorités différentes. La Figure 6.4 illustre la

situation du système électrique du Sénégal à la fin de la mise en oeuvre du Programme de Couverture et du précédent programme. Le calendrier cible pour la mise en oeuvre du programme de couverture est de trois ans, jusqu'en 2023.

Le réseau MT atteindra son extension maximale à travers des ramifications plus longues – comme requis pour atteindre l'accès universel – et tous les villages seront électrifiés. Un investissement important sera nécessaire pour les ramifications, étant donné qu'elles auront tendance à être plus longues, donc plus coûteuses. En ce qui concerne la Distribution, l'investissement pour les premières électrifications restera une priorité principale, mais le programme de densification des villages déjà électrifiés doublera par rapport au programme précédent.

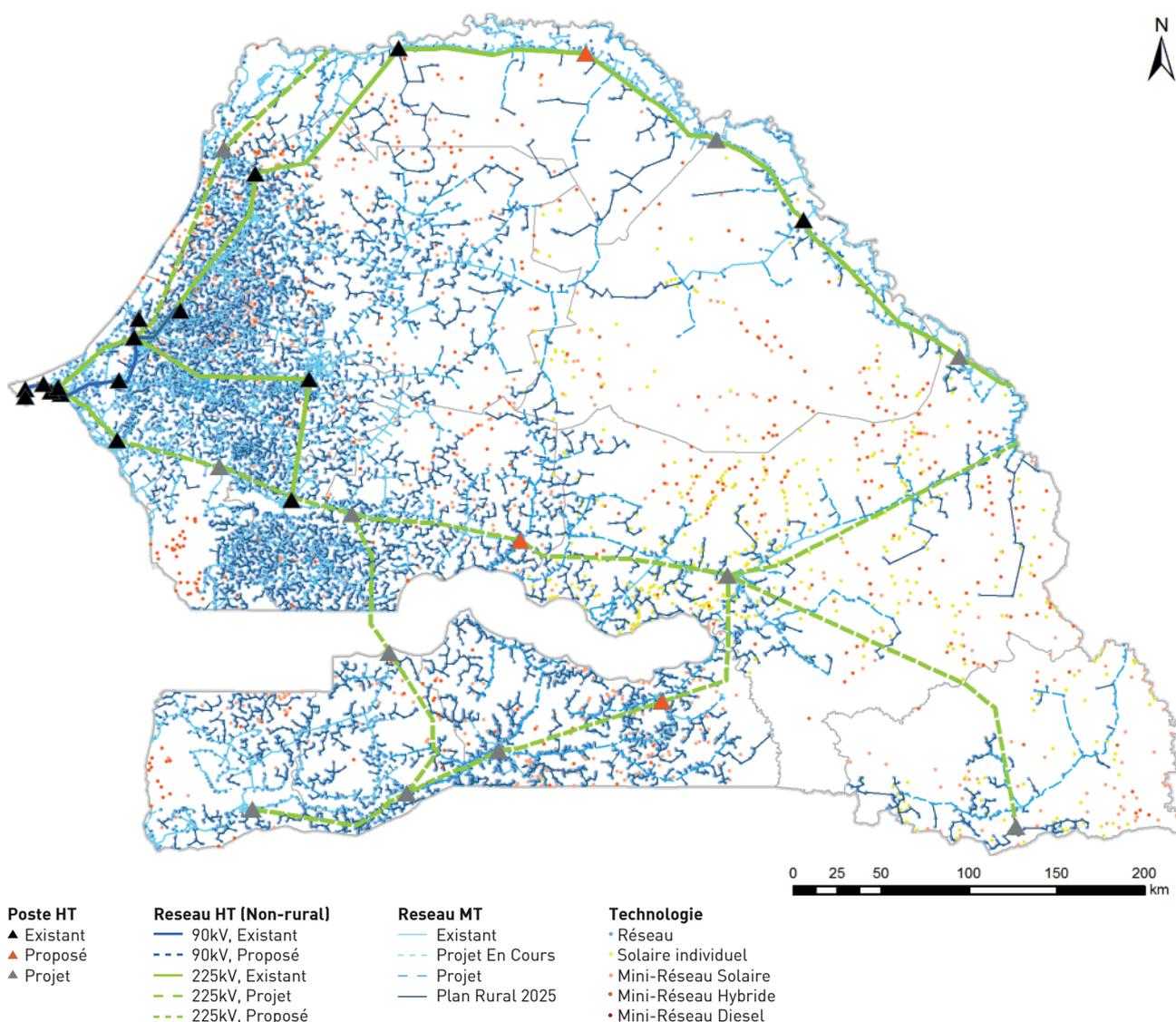


Figure 6.4 – Système Electrique du Sénégal à la fin du Programme de Couverture (Source : Analyse Gesto & Earth Institute)

Au cours de la période cible de mise en oeuvre de ce programme (2021 à 2023) de nouvelles lignes 225 kV seront construites. La construction de deux nouvelles sous-stations est conseillée : la première près de Vélingara, pour alimenter la région de Kolda ; et la deuxième dans le département de Podor pour pallier aux longueurs excessives des lignes MT.

Tableau 6.3- Résultats répartis par département – Fin du Programme de Couverture Source: Analyse Gesto &amp; Earth Institute

Région	Département	Localités électrifiées (#)	Taux de Couverture (%)	Habitants électrifiés (millions)	Taux d'électrification rurale (%)	Clients (milliers)	Demande (MW)
DAKAR	RUFISQUE	47	100,0%	0,09	85,0%	9,42	1,86
DIOURBEL	DIOURBEL	366	100,0%	0,15	85,0%	15,36	2,76
	MBACKE	361	100,0%	0,24	85,0%	25,17	4,66
FATICK	BAMBÉY	475	100,0%	0,30	85,0%	31,22	5,80
	GOSSAS	189	100,0%	0,10	85,0%	10,17	1,86
	FATICK	387	100,0%	0,34	85,0%	35,90	6,80
KAFFRINE	FOUNDIOUGNE	385	100,0%	0,27	85,0%	27,73	5,10
	MALEM HODAR	168	100,0%	0,09	85,0%	9,02	1,65
	BIRKELANE	169	100,0%	0,08	85,0%	8,49	1,54
	KOUNGHEUL	353	100,0%	0,14	85,0%	15,03	2,70
KAOLACK	KAFFRINE	240	100,0%	0,16	85,0%	16,43	3,06
	GUINGUINEO	181	100,0%	0,09	85,0%	9,65	1,74
	KAOLACK	510	100,0%	0,25	85,0%	26,43	4,81
KEDOUGOU	NIORO DU RIP	581	100,0%	0,31	85,0%	32,86	6,00
	SALEMATA	72	100,0%	0,04	85,0%	4,13	0,55
	KEDOUGOU	187	100,0%	0,09	85,0%	9,37	1,23
KOLDA	SARAYA	94	100,0%	0,05	85,0%	5,02	0,68
	MEDINA YORO FOULA	479	100,0%	0,19	85,0%	19,23	2,52
	VELINGARA	525	100,0%	0,23	85,0%	19,23	3,15
LOUGA	KOLDA	646	100,0%	0,23	85,0%	24,14	3,17
	KEBEMER	921	100,0%	0,27	85,0%	27,75	4,93
	LOUGA	901	100,0%	0,31	85,0%	32,69	5,84
MATAM	LINGUERE	770	100,0%	0,32	85,1%	33,41	5,94
	RANEROU FERLO	150	100,0%	0,07	85,0%	7,04	0,94
	MATAM	143	100,0%	0,18	85,0%	18,67	2,75
SAINT-LOUIS	KANEL	149	100,0%	0,14	85,0%	14,95	2,18
	SAINT-LOUIS	135	100,0%	0,10	85,0%	10,57	1,98
	DAGANA	218	100,0%	0,15	85,0%	15,23	2,83
SEDHIOU	PODOR	261	100,0%	0,38	85,0%	40,04	7,80
	BOUNKILING	252	100,0%	0,16	85,0%	16,21	3,04
	SEDHIOU	210	100,0%	0,16	85,0%	16,71	3,12
TAMBACOUNDA	GOUDOMP	301	100,0%	0,16	85,0%	16,90	3,09
	BAKEL	187	100,0%	0,12	85,0%	12,11	1,67
	KOUMPENTOUM	209	100,0%	0,13	85,0%	13,45	1,84
	GOUDIRY	273	100,0%	0,12	85,0%	12,49	1,69
THIES	TAMBACOUNDA	676	100,0%	0,28	85,1%	28,70	3,78
	MBOUR	204	100,0%	0,30	85,0%	31,53	6,16
	THIES	382	100,0%	0,32	85,0%	34,20	6,48
ZIGUINCHOR	TIVAOUANE	980	100,0%	0,35	85,0%	37,05	6,74
	OUSSOUYE	78	100,0%	0,04	85,0%	4,37	0,80
	ZIGUINCHOR	89	100,0%	0,07	85,0%	7,34	1,37
	BIGNONA	329	100,0%	0,24	85,0%	25,61	4,83
TOTAL		14.233	100,0%	7,78	85%	815,45	141,42

Avec ce programme, environ de 144.500 ménages additionnels seront électrifiés, ce qui correspond à une augmentation de plus de 1,4 millions d'habitants électrifiés. Concernant les services productifs et commerces, un total de 4.800 nouveaux clients seront électrifiés. Au total, avec le programme précédent, environ 815.450 clients ruraux (domestiques et services) seront électrifiés à la fin 2023.

À la fin de ce programme, toutes les communautés rurales auront accès aux services électriques, avec un taux de couverture de 100%. Le taux d'électrification des ménages – si le programme actuel et les précédents sont terminés en 2023 – sera de 85%.

## 6.3 LE PROGRAMME D'ACHÈVEMENT

**Le programme d'achèvement – à lancer en 2024:** tous les habitants ruraux, dans chaque village du pays, auront la possibilité d'être connectés et de bénéficier d'un accès universel à l'électricité, permettant d'atteindre plus de 1 million de clients ruraux, avec un objectif de taux d'accès de 100%.

Le programme d'achèvement devrait être lancé en 2024, comme un dernier effort pour atteindre l'accès universel en 2025. Une fois que tous les villages auront accès aux services électriques, l'investissement concernant ce programme sera principalement pour la densification du réseau de basse tension et le renforcement / duplication des corridors clés de Moyenne Tension. L'investissement pour ce programme est nettement inférieur à celui des programmes précédents – seulement 65,60 milliards de FCFA (\$109M) – principalement en raison de l'investissement limité sur l'infrastructure Moyenne Tension.

En dehors de l'infrastructure HT et de la duplication des dorsales clés, la carte illustrée dans la figure suivante est très similaire à celle correspondant à la fin du Programme de Couverture.

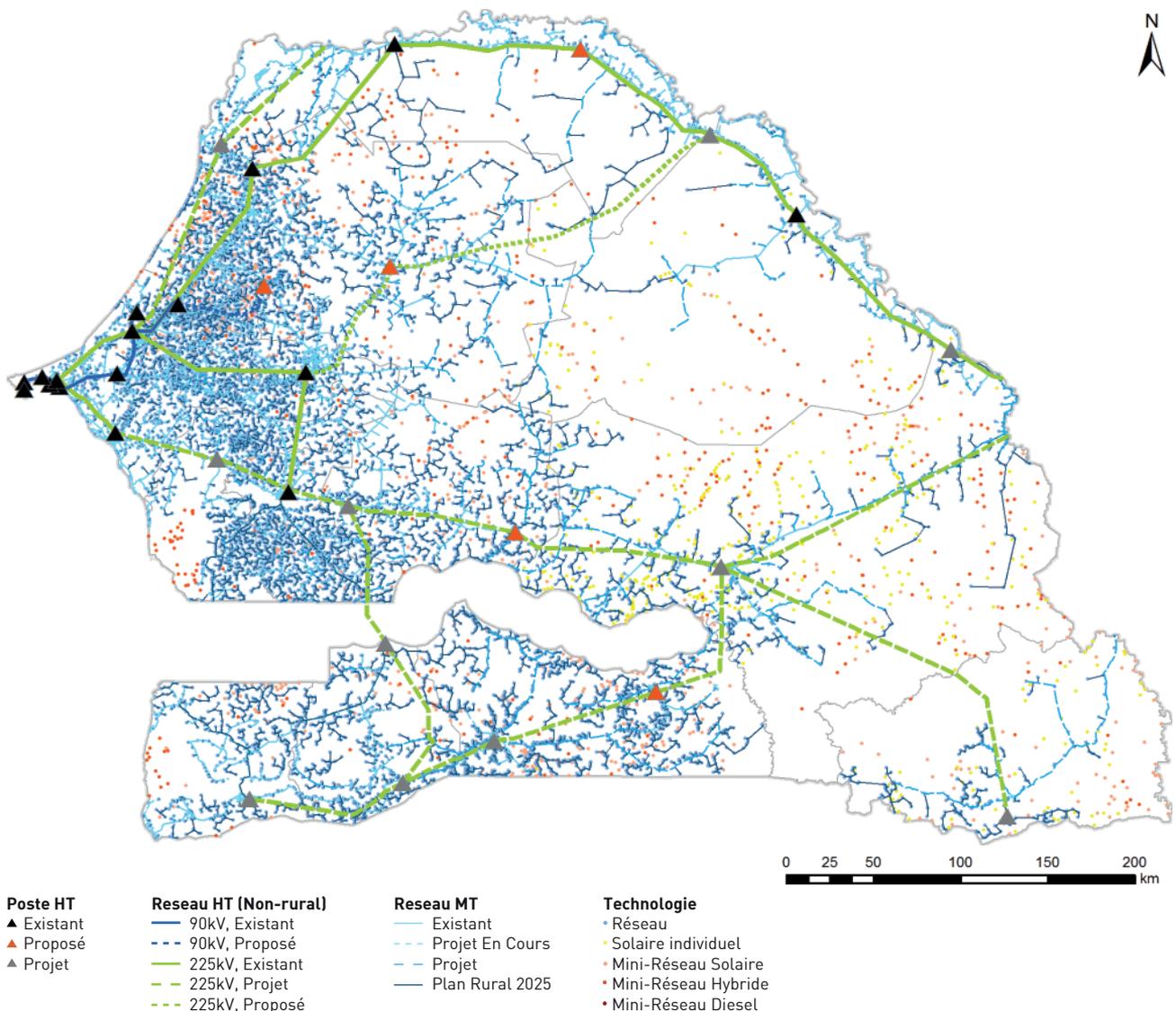


Figure 6.5 – Système Électrique du Sénégal à la fin 2025 (Source : Analyse Gesto & Earth Institute)

Les renforcements recommandés pour le réseau HT incluent une extension de 90 kV jusqu'à Kébémér, en raison de la densité élevée de la population, et la construction d'une nouvelle sous-station dans la région de Linguère, pour faire face aux longueurs excessives des lignes MT. La Senelec envisage de relier Touba au nord-est par un nouveau couloir de 225 kV, qui pourrait supporter la sous-station recommandée pour Linguère.

Tableau 6.4 – Résultats répartis par département – Cible pour 2025 Source : Analyse Gesto & Earth Institute

Région	Département	Localités électrifiées (#)	Taux de Couverture [%]	Habitants électrifiés (millions)	Taux d'électrification rurale [%]	Clients (milliers)	
DAKAR	RUFISQUE	47	100,0%	0,11	100,0%	11,70	2,38
DIOURBEL	DIOURBEL	366	100,0%	0,18	100,0%	19,05	3,55
	MBACKE	361	100,0%	0,30	100,0%	31,31	5,99
	BAMBEY	475	100,0%	0,37	100,0%	38,75	7,43
FATICK	GOSSAS	189	100,0%	0,12	100,0%	12,61	2,38
	FATICK	387	100,0%	0,42	100,0%	44,54	8,73
	FOUNDIOUGNE	385	100,0%	0,33	100,0%	34,45	6,55
KAFFRINE	MALEM HODAR	168	100,0%	0,11	100,0%	11,18	2,11
	BIRKELANE	169	100,0%	0,10	100,0%	10,53	1,97
	KOUNGHEUL	353	100,0%	0,18	100,0%	18,58	3,46
	KAFFRINE	240	100,0%	0,19	100,0%	20,38	3,92
KAOLACK	GUINGUINEO	181	100,0%	0,11	100,0%	11,96	2,23
	KAOLACK	510	100,0%	0,31	100,0%	32,79	6,18
	NIORO DU RIP	581	100,0%	0,39	100,0%	40,71	7,69
KEDOUGOU	SALEMATA	72	100,0%	0,05	100,0%	5,12	0,71
	KEDOUGOU	187	100,0%	0,11	100,0%	11,60	1,58
	SARAYA	94	100,0%	0,06	100,0%	6,25	0,87
KOLDA	MEDINA YORO FOULA	479	100,0%	0,23	100,0%	23,84	3,23
	VELINGARA	525	100,0%	0,28	100,0%	29,23	4,04
	KOLDA	646	100,0%	0,29	100,0%	29,94	4,07
LOUGA	KEBEMER	921	100,0%	0,33	100,0%	34,29	6,33
	LOUGA	901	100,0%	0,39	100,0%	40,55	7,52
	LINGUERE	770	100,0%	0,40	100,0%	41,09	7,60
MATAM	RANEROU FERLO	150	100,0%	0,08	100,0%	8,81	1,21
	MATAM	143	100,0%	0,22	100,0%	23,17	3,52
	KANEL	149	100,0%	0,18	100,0%	18,62	2,79
SAINT-LOUIS	SAINT-LOUIS	135	100,0%	0,12	100,0%	13,11	2,54
	DAGANA	218	100,0%	0,18	100,0%	18,87	3,63
	PODOR	261	100,0%	0,47	100,0%	49,76	10,00
SEDHIOU	BOUNKILING	252	100,0%	0,19	100,0%	20,13	3,90
	SEDHIOU	210	100,0%	0,20	100,0%	20,73	4,00
	GOUDOMP	301	100,0%	0,20	100,0%	20,97	3,97
TAMBACOUNDA	BAKEL	187	100,0%	0,14	100,0%	15,00	2,13
	KOUMPENTOUM	209	100,0%	0,16	100,0%	16,67	2,35
	GOUDIRY	273	100,0%	0,15	100,0%	15,49	2,16
	TAMBACOUNDA	676	100,0%	0,34	100,0%	35,34	4,82
THIES	MBOUR	204	100,0%	0,37	100,0%	39,18	7,90
	THIES	382	100,0%	0,40	100,0%	42,45	8,30
	TIVAOUANE	980	100,0%	0,44	100,0%	45,86	8,64
	OUSSOUYE	78	100,0%	0,05	100,0%	5,41	1,03
ZIGUINCHOR	ZIGUINCHOR	89	100,0%	0,09	100,0%	9,12	1,75
	BIGNONA	329	100,0%	0,30	100,0%	31,83	6,19
TOTAL		14.233	100,0%	9,64	100,0%	1.010,9	181,32

Avec ce programme, 185.313 ménages additionnels seront électrifiés, ce qui correspond à une augmentation de plus de 1,86 millions d'habitants connectés. Concernant les services productifs et commerces, 10.000 nouveaux clients additionnels seront électrifiés.

À la fin de ce programme, tous les villages et toute la population rurale seront électrifiés, soit un total de 10 millions de personnes et 1 million de clients. La pointe de consommation rurale en 2025 sera de 181,3 MW.

ASER    WORLD BANK GROUP

## COUPON D'ACCES A L'ELECTRICITE

**Objectifs :**

- Réduire les frais d'abonnement à l'électricité en milieu rural par un système de coupon
- Faciliter l'accès des ménages ruraux à l'électricité
- Accroître le taux de pénétration des concessionnaires d'électricité
- Augmenter le taux d'électrification rurale au Sénégal



**BESOINS EN FINANCEMENT**

## 7.1 BESOINS EN INVESTISSEMENT

Les investissements prévus jusqu'en 2017 sont pratiquement totalement couverts, ne manquant que 45 Mrds de FCFA. Cependant des investissements additionnels entre 2018 et 2025 à hauteur de 374 Mrds de FCFA ne bénéficient pas d'engagements à ce stade. Les projets en cours et le PNUER ont été pratiquement financés en totalité, ne manquant à ce stade que 45 Mrds de FCFA. Le Programme Complémentaire pour l'Accès Universel n'a pas sécurisé à ce stade aucun financement et représente donc la majorité des fonds nécessaires, soit un total de 374 Mrds de FCFA

### 7.1.1 PLAN D'URGENCE (PNUER)

Les investissements nécessaires pour mettre en oeuvre le PNUER sont estimés à près de 146 Mrds de FCFA (243 M\$). Au début 2016, environ 100 Mrds de FCFA avaient été assurés. Un financement total de 45 Mrds de FCFA est néanmoins toujours nécessaire pour compléter le PNUER.

### 7.1.2 LE PLAN COMPLÉMENTAIRE POUR L'ACCÈS UNIVERSEL

Le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel nécessite un financement total de 374,8 Mrds de FCFA (624,7 M\$), soit une moyenne de 46,9 Mrds de FCFA par an (78,2 M\$/an). Cela signifie de pratiquement maintenir le même niveau d'investissement annuel du PNUER (48,66 Mrds de FCFA/an).

Les axes-clé en termes d'investissement sont l'extension du réseau MT, qui nécessite 150 Mrds de FCFA (250 M\$) pour étendre plus de 12.000 km de lignes MT, et la distribution dans le réseau national nécessitant 108 Mrds de FCFA (180 M\$) pour connecter plus d'un demi-million de clients. Ensemble, ces deux axes représentent environ 70% de l'investissement total nécessaire. Le tableau suivant présente l'investissement total réparti par Axes, Initiatives et Programmes qui constituent le Plan Complémentaire pour l'Accès Universel. Les investissements dans la Production Centralisée ou dans les lignes HT ne sont pas compris dans le programme d'investissement en électrification rurale étant donné leur objectif plus vaste.



**Tableau 7.1** – Investissements nécessaires par axe clé pour le programme complémentaire 2018-25, (Milliards FCFA).  
[Source : Analyse Gesto]

PROGRAMMES ET COMPOSANTS	1 <sup>er</sup> Programme « Consolidation »	2 <sup>ème</sup> Programme « Couverture »	3 <sup>ème</sup> Programme « Achèvement »	Total
<b>1. SYSTÈMES DÉCENTRALISÉS</b>	<b>16,57</b>	<b>9,27</b>	<b>7,61</b>	<b>33,44</b>
1.1 Solutions solaires individuels et de transition	3,62	1,86	1,05	6,53
1.2 PREMs hors réseau	0,52	0,44	0,16	1,12
1.3 Mini-Réseaux Solaire/Hybride	12,43	6,96	6,39	25,78
<b>2. EXTENSION RÉSEAU MT</b>	<b>64,84</b>	<b>77,85</b>	<b>7,33</b>	<b>150,02</b>
2.1 Les dorsales clés (duplication)	0,04	0,46	7,33	7,83
2.2 Ramification	64,80	77,38	-	142,19
<b>3. DISTRIBUTION DANS LE RESEAU NATIONAL</b>	<b>42,64</b>	<b>37,42</b>	<b>28,18</b>	<b>108,24</b>
3.1 Première électrification	36,70	28,09	-	64,80
3.2 Densification BT & MT	4,10	7,92	28,18	40,20
3.3 PREMs Réseaux	1,84	1,40	-	3,24
<b>4. INSTALLATIONS INTERNES</b>	<b>24,57</b>	<b>22,11</b>	<b>15,88</b>	<b>62,56</b>
4.1 Encouragement de l'électrification via le réseau	8,47	6,77	8,38	23,62
4.2 Prépaiement Universel	16,11	15,34	7,49	38,94
<b>5 GENRE DANS L'ELECTRIFICATION RURALE</b>	<b>1,05</b>	<b>1,05</b>	<b>0,70</b>	<b>2,80</b>
<b>6 CAPACITÉ, COORDINATION, PROJET E INGÉNIERIE</b>	<b>5,90</b>	<b>5,90</b>	<b>5,90</b>	<b>17,71</b>

Le graphique suivant distingue les investissements par technologie pour la période 2018-2025, avec 320 Mrds de FCFA (533 M\$) investis dans l'extension du réseau. La technologie privilégiée pour le hors-réseau en termes d'investissement est le mini-réseau 100% solaire avec 14,2 Mrds de FCFA d'investissement (24 M\$). Au total, les mini-réseaux représentent un investissement de 26,5 Mrds de FCFA (44 M\$).

Bien que le plan d'investissement ne prévoit pas de nouveaux mini-réseaux 100% diesel, il prend en compte le renforcement des réseaux BT dans plusieurs mini-réseaux 100% diesel existants en préparation d'une future interconnexion au réseau.

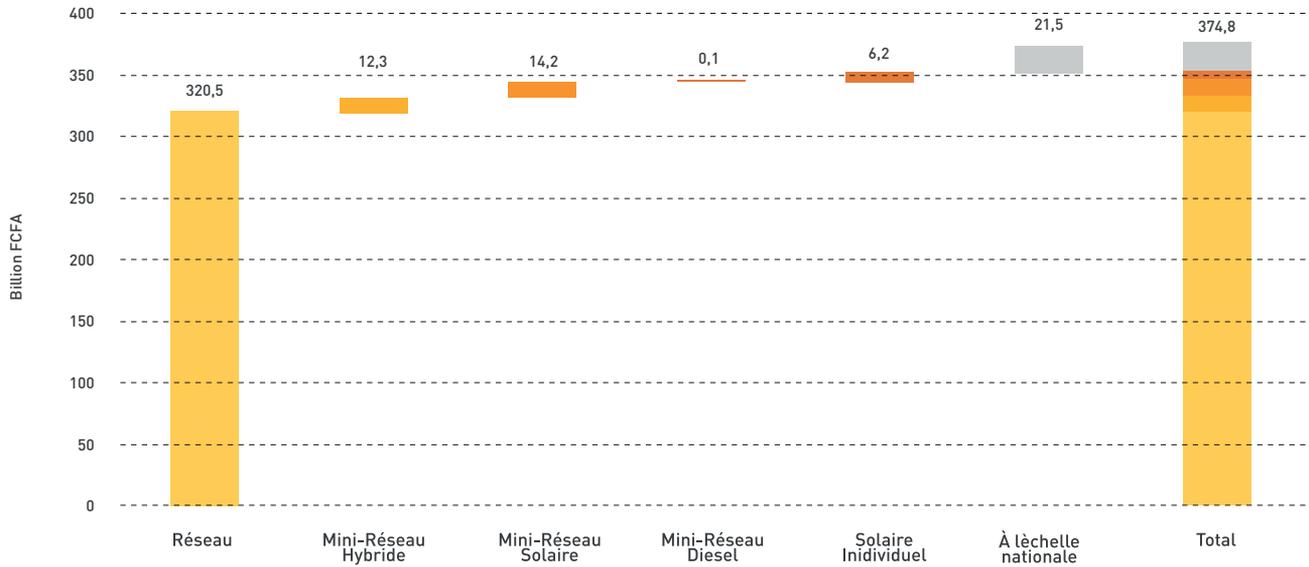


Figure 7.1 – Investissements estimés pour la période 2018-2025 par technologie. [Source : Analyse Gesto]

La Figure 7.2 présente les investissements repartis par zone géographique ou périmètre – indépendamment du responsable de la mise en oeuvre. La concession de Kaffrine - Tambacounda – Kédougou est celle avec le besoin le plus élevé en termes d'investissement dû au nombre significatif de solutions décentralisées considérées et à la longueur importante des lignes MT. On observe une situation similaire dans la concession de Matam – Kanel – Ranérou – Goudiry.

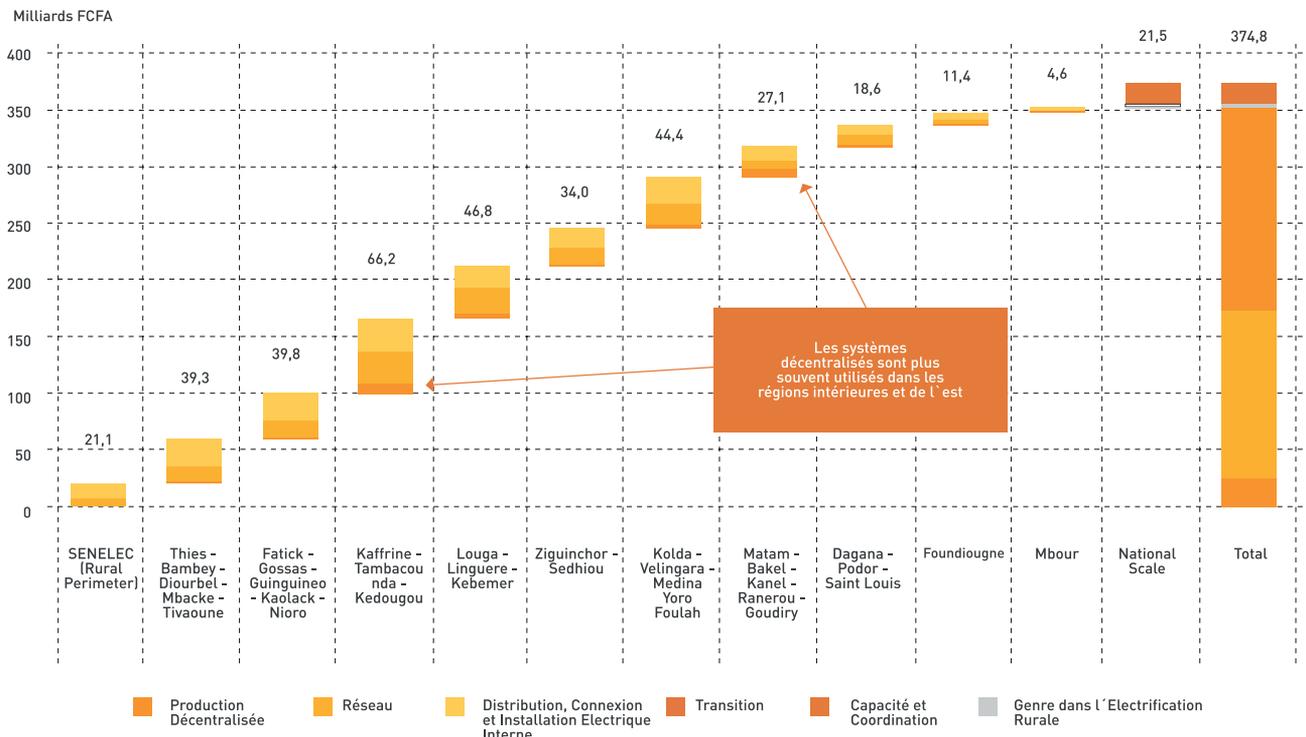


Figure 7.2 – Investissements par Concessions. [Source : Analyse Gesto]

## 7.2 DÉFICIT D'EXPLOITATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE RURALE

**Les décisions d'harmonisation et réduction des tarifs devront représenter un total de 168 Mrds de FCFA de déficit d'exploitation dans le secteur de l'électrification rurale entre 2018 et 2025, déficit qui nécessitera également des financements.** Selon l'étude de l'UE, l'harmonisation tarifaire devrait nécessiter une compensation aux concessionnaires du PASER de presque 89 Mrds de FCFA. Les clients ruraux additionnels qui seront connectés en dehors du PPER nécessiteront un niveau de compensation estimé à 78,7 Mrds de FCFA, et ce pour couvrir que les coûts opérationnels – n'incluant donc aucune rémunération de l'investissement.

### 7.2.1 LES PROGRAMMES PRIORITAIRES D'ELECTRIFICATION RURALE (PPER)

Les PPER (Programmes Prioritaires d'Electrification Rurale) à être mis en oeuvre par les concessionnaires sélectionnés – l'initiative en cours la plus importante – ont sécurisé plus de 50% des 62,79 Mrds de FCFA (105 M\$) d'investissement estimé à travers le secteur privé. Les 50% restants sont assurés par le Gouvernement du Sénégal. Cependant, une partie significative du financement privé était fondée sur un certain niveau de revenus attendu de la part des concessionnaires, qui changera significativement suite à la décision d'harmoniser les tarifs avec la Senelec.

Une étude financée par l'Union Européenne pour aider le Sénégal à définir la procédure adéquate pour l'harmonisation des tarifs a estimé les compensations nécessaires pour les concessionnaires comme conséquence de la réduction des tarifs. Le rapport préliminaire de cette étude identifie un besoin total de l'ordre de 32 Mrds de FCFA (53 M\$) pour la période 2017-2019 comme présenté dans le tableau suivant (issu du rapport de l'UE).

Seulement 21 Mrds de FCFA (35 M\$) sont directement liés à la compensation aux concessionnaires, car cette étude prend également en compte les investissements nécessaires pour les compteurs pré-payés et des mesures d'incitation pour faciliter la connexion - qui sont déjà pris en compte dans le plan additionnel du Plan Complémentaire pour l'Accès Universel.

En 2019, un effort total de 11 Mrds de FCFA par an est estimé nécessaire. Il a été considéré que cette valeur resterait constante jusqu'en 2025 de façon à calculer le gap de financement issu de l'harmonisation tarifaire. Ce gap s'élève à 88,7 Mrds de FCFA (148 M\$) pour la période allant de 2017 à 2025.

La récente décision de réduire les tarifs de 10% n'impacte pas significativement les coûts estimés de l'harmonisation car les concessionnaires bénéficieront également de 10% de sur réduction du coût de l'électricité qu'ils achètent à la Senelec pour fournir à leurs clients.

Tableau 7.2 – Coûts relatifs à l'harmonisation tarifaire. [Source : UE]

Eléments de Coût (Mrds de FCFA) - 2017 - 2019	2017	2018	2019	Total
<b>Compensation</b>				
Utilisateurs domestiques CER TP 70%	871	7336	9495	17702
Illumination Publique	91	176	248	515
<b>Coût financier de la compensation (10%/an)</b>				
Compensation trimestrielle	36	306	396	738
Compensation semestrielle	51	428	554	1033
<b>Coûts d'Implémentation</b>				
Contrôle et Management (5%)	44	367	475	886
Communication (5% sur 18 mois)	350	536	-	886
<b>Support et assistance</b>				
<b>Prépaiement</b>				
Investissement*	1709	1188	2002	4899
Dépenses financières (8% sur 5 ans)	137	208	891	1236
<b>Frais de connexion</b>				
Investissement	481	1317	1555	3353
Dépenses financières (8% sur 5 ans)	35	105	619	759

## 7.2.2 FLUX DE TRÉSORERIE OPÉRATIONNEL DE LA PRESTATION DE SERVICE AUX CLIENTS RURAUX EN DEHORS DU PPER

L'électrification de clients en dehors du PPER ne bénéficiera d'aucun système de compensation qui soit en cours d'exécution. Cependant, les concessionnaires n'électrifieront et ne serviront ces clients que si le revenu issu de la facturation couvre, à minima, les coûts opérationnels associés ou si une compensation additionnelle est mise en place. Il ne peut avoir aucun bénéfice à déployer des infrastructures qui ne peuvent pas être proprement exploitées et maintenues.

Le graphique suivant montre une estimation des coûts de fonctionnement d'approvisionnement des clients ruraux en 2025 – sans aucune rémunération ou remboursement des investissements – par type de technologie : réseau national, mini-réseaux hybrides/solaires ou systèmes solaires individuels. Les dépenses opérationnelles reflètent déjà un peu d'optimisation des coûts d'exploitation et d'entretien des réseaux dans les régions éloignées.

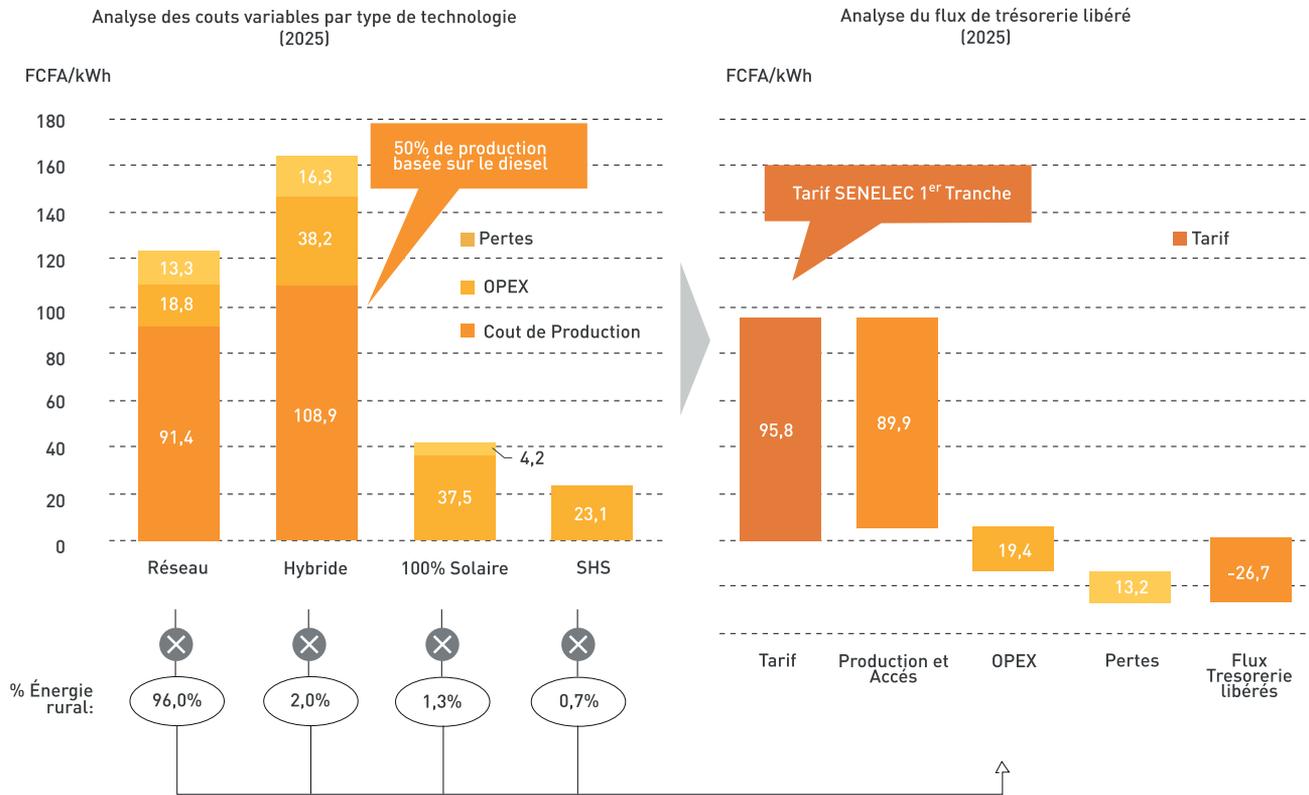


Figure 7.3 – Calcul de l'excédent de trésorerie d'exploitation total par kWh. [Source : Analyse Gesto]

L'analyse démontre qu'avec des tarifs revus et harmonisés les revenus ruraux ne seront pas suffisants pour payer les coûts d'exploitation. Chaque kWh vendu pourra potentiellement générer une perte de 26,7 FCFA. Etant donné l'importance du réseau national (96% du total d'énergie rurale consommée), le déficit est principalement dû à la faible marge entre le tarif autorisé de 95,8 FCFA/kWh et le prix à payer à la Senelec de 91,4 FCFA/kWh, laissant seulement 4,4 FCFA/kWh pour payer les pertes et les dépenses de fonctionnement liées au service d'un nombre de clients très dispersé géographiquement- même en considérant l'externalisation efficace et l'utilisation de compteurs prépayés. Une autre contribution au déficit sera l'exploitation des mini-réseaux hybrides solaire/diesel, où les revenus ne seront pas suffisants pour couvrir même le combustible nécessaire au fonctionnement de ce type de réseaux, impliquant une réduction du nombre d'heures d'exploitation. Cependant, les systèmes 100% solaires, si financés par des subventions ou autres sources de financement pourraient être profitables – étant donné que la grande majorité des coûts sont liés à l'investissement similaire.

Il est crucial de trouver des moyens de réduction des coûts, que ce soient liés à la production ou au transport, ainsi qu'aux coûts d'exploitation (OPEX). En ce qui concerne des coûts de Production et de Transport pour les clients connectés au réseau – soit la grande majorité des clients ruraux en 2025 – le Sénégal doit exploiter d'autres opportunités pour réduire les coûts de génération à travers plus d'importations d'énergie de la région (OMVG, OMVS, WAPP) et plus d'énergies renouvelables tout en minimisant le capital et coûts de financement de ce type d'infrastructures. En ce qui concerne les mini-réseaux hybrides, il est important de maximiser et créer des mécanismes pour augmenter les capacités en production solaire et stockage, minimisant ainsi l'utilisation non-durable de générateurs diesel. Sur les coûts d'exploitation, il est important de (i) introduire les compteurs prépayés avec l'utilisation de cartes à gratter ou « tokens » vendus par des commerces de proximité et à travers la téléphonie mobile ; (ii) déployer des systèmes de communication et d'information adéquats qui permettent un monitoring à distance des infrastructures et des pertes associées ; (iii) recruter et former des équipes locales de sous-traitants qui peuvent résoudre des problèmes à distance et améliorer la

qualité du service ; (iv) améliorer l'ingénierie, les achats et les procédures de fiscalisation/contrôle de qualité de façon à minimiser les dysfonctionnements et besoins en maintenance. Dans le long terme, si tous les clients – urbains comme ruraux – dans une concession donnée pourraient être servis par la même entreprise de distribution ils auraient des économies d'échelle importantes et des économies liées à la géographie qui pourraient réduire d'avantage les coûts opérationnels.

Le graphique suivant montre le déficit total issu de la prestation de service aux clients ruraux en dehors du PPER par an jusqu'en 2025, totalisant 78,7 Mrds de FCFA. Sans une forme de compensation ou une réduction significative des coûts, les concessionnaires ne seront pas en mesure de fournir ce service, voire même d'exploiter tout court.

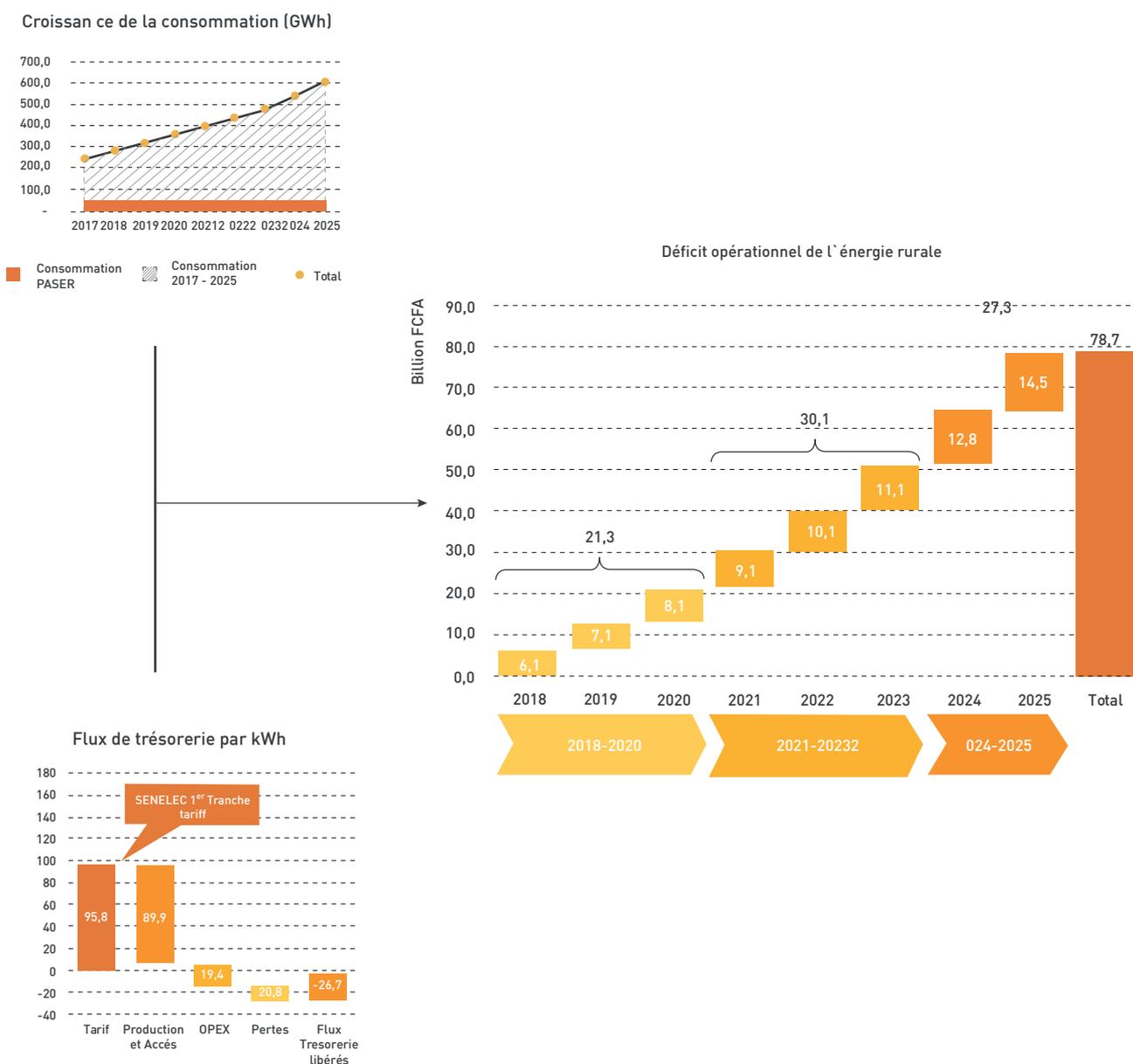


Figure 7.4 – Calcul du déficit total des clients ruraux en dehors du PPER. [Source : Analyse Gesto]

### 7.2.3 TOTAL DES BESOINS EN COMPENSATION

En plus du financement des investissements en infrastructures d'électrification rurale, il sera nécessaire de trouver un mécanisme adéquat pour garantir que les concessionnaires puissent mener une entreprise durable qui les permet de répondre proprement aux besoins de consommateurs ruraux qui seront électrifiés jusqu'en 2025. Ceci peut être atteint – tant qu'une réduction significative des coûts n'a pas lieu - soit à travers de subventions croisées à mettre en œuvre, soit par une réduction du coût de l'électricité payé à la Senelec soit par d'autres mécanismes de compensation comme l'augmentation de la taxe d'électrification rurale à la charge de tous les consommateurs d'électricité. La réduction du tarif payé par les concessionnaires à la Senelec est la solution la plus réalisable à court terme, mais elle réduira les revenus globaux de la Senelec, augmentant potentiellement la compensation annuelle requise à payer par l'État à la Senelec.

Le total en compensations aux concessionnaires (pour les clients PASER/PPER comme les clients additionnels) s'élève à 167,5 Mrds de FCFA jusqu'en 2025. Cette valeur sera distribuée de façon équitable entre les différentes périodes, comme le démontre le graphique suivant.

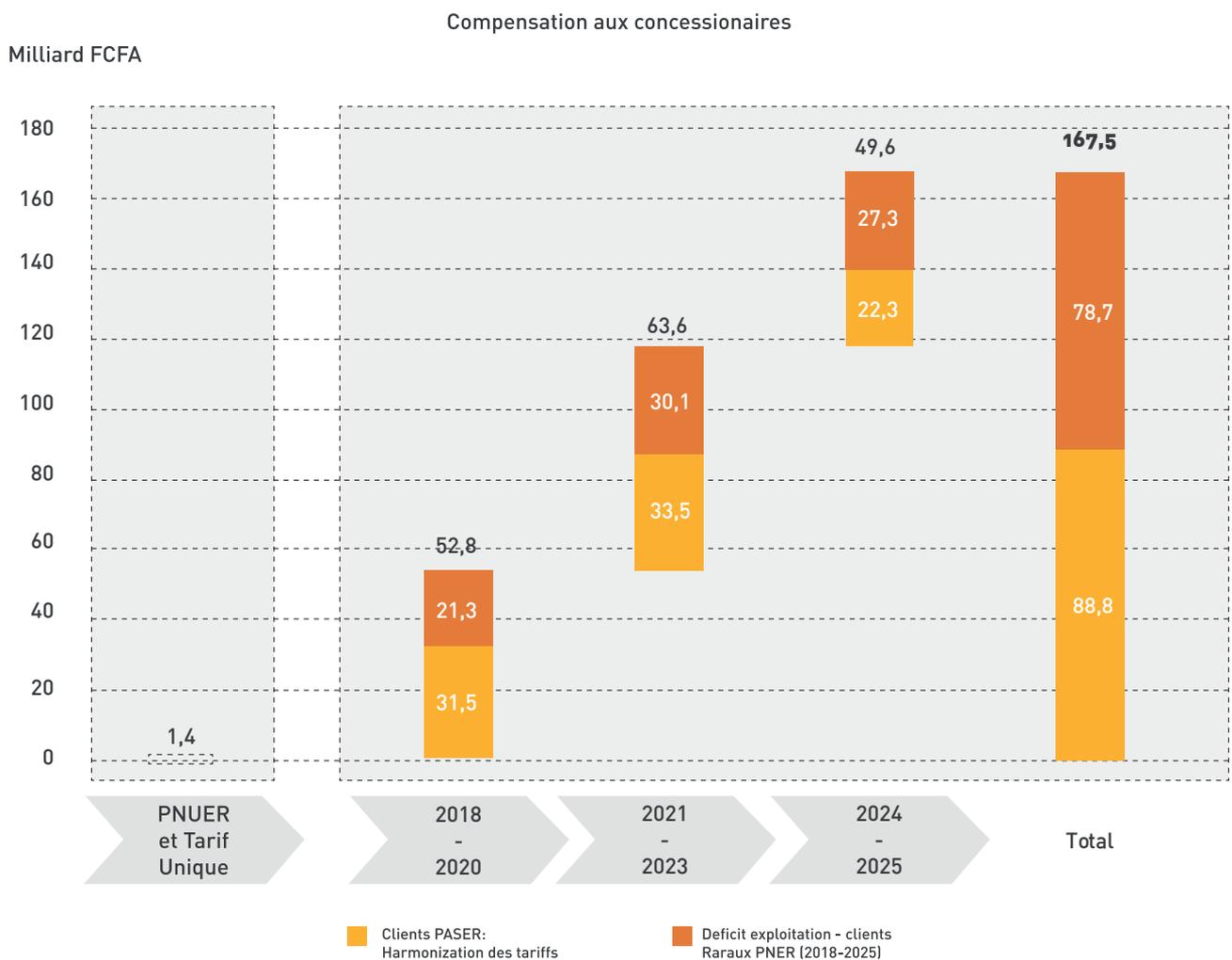


Figure 7.5 – Compensations totales aux concessionnaires. [Source : Analyse Gestio]

## 7.3 PRIORITÉ DES BESOINS EN FINANCEMENT

Malgré un besoin en financement total à l'horizon 2025 de 587 Mrds de FCFA (45 + 374 + 168 Mrds de FCFA), la priorité du Sénégal est de sécuriser les fonds nécessaires jusqu'en 2020, soit 254,8 Mrds de FCFA (425 M\$). Les priorités actuelles du Sénégal sont notamment la finalisation du PNUER avec un financement de 45 Mrds de FCFA, commencer le Programme de Consolidation en 2018 du Plan Complémentaire pour l'Accès Universel qui nécessite 154 Mrds de FCFA additionnels et de s'assurer que les concessionnaires disposent des ressources suffisantes et d'une compensation adéquate pour fournir une électricité de qualité à 75% de la population à l'horizon 2020.

Le total des besoins en financement comprenant la compensation aux concessionnaires s'élève à 587 Mrds de FCFA (~980 M\$). Si les différents Programmes sont mis en œuvre dans ces périodes cibles, les demandes par périodes seront les suivantes :

- 2015-2017 : 46,4 Mrds FCFA (77M\$)
- 2018-2020 : 208,4 Mrds FCFA (347M\$)
- 2021-2023 : 217,2 Mrds FCFA (362M\$)
- 2024-2025 : 115,2 Mrds FCFA (192M\$)

Les besoins en investissement estimés par période sont présentés dans le graphique suivant:

Milliard FCFA

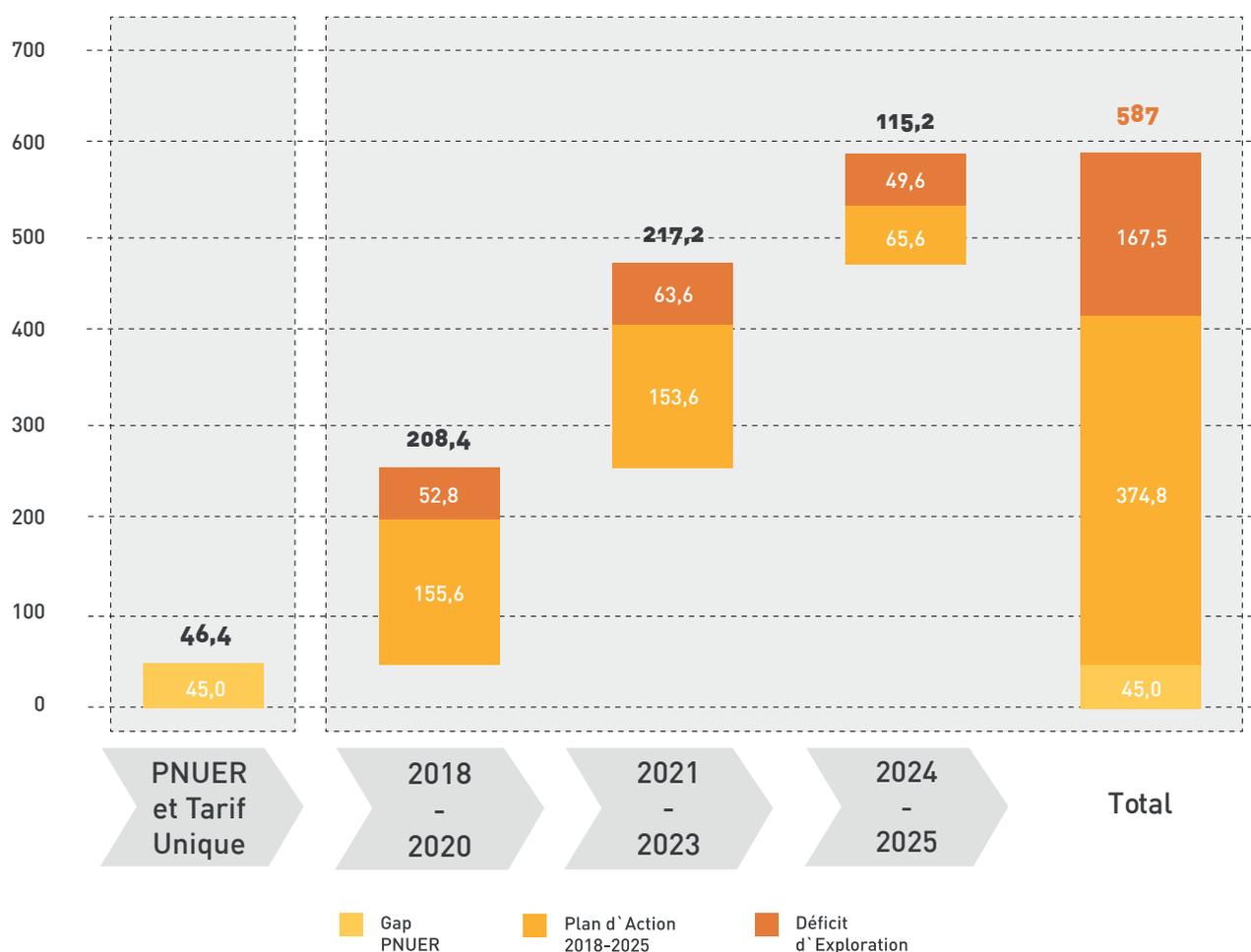


Figure 7.6 – Besoins totaux en financement pour atteindre l'accès universel. [Source : Analyse Gestol]

La priorité actuelle consiste à sécuriser le financement nécessaire jusqu'en 2020. Ceci comprend la finalisation du PNUER avec 45 Mrds de FCFA en financement, le démarrage en 2018 du Programme de « Consolidation » qui nécessite 154 Mrds de FCFA additionnels et l'assurance que les concessionnaires bénéficieront d'une rémunération adéquate pour fournir une électricité de qualité à 75% de la population rurale en 2025 (ce qui implique 52,8 Mrds de FCFA en compensations aux concessionnaires).

Les besoins du Programme de Consolidation sont détaillés dans le graphique suivant. Les investissements dans le réseau MT et la Distribution sont les investissements clés de cette phase, similairement à ce qui arrive dans l'ensemble du Programme.

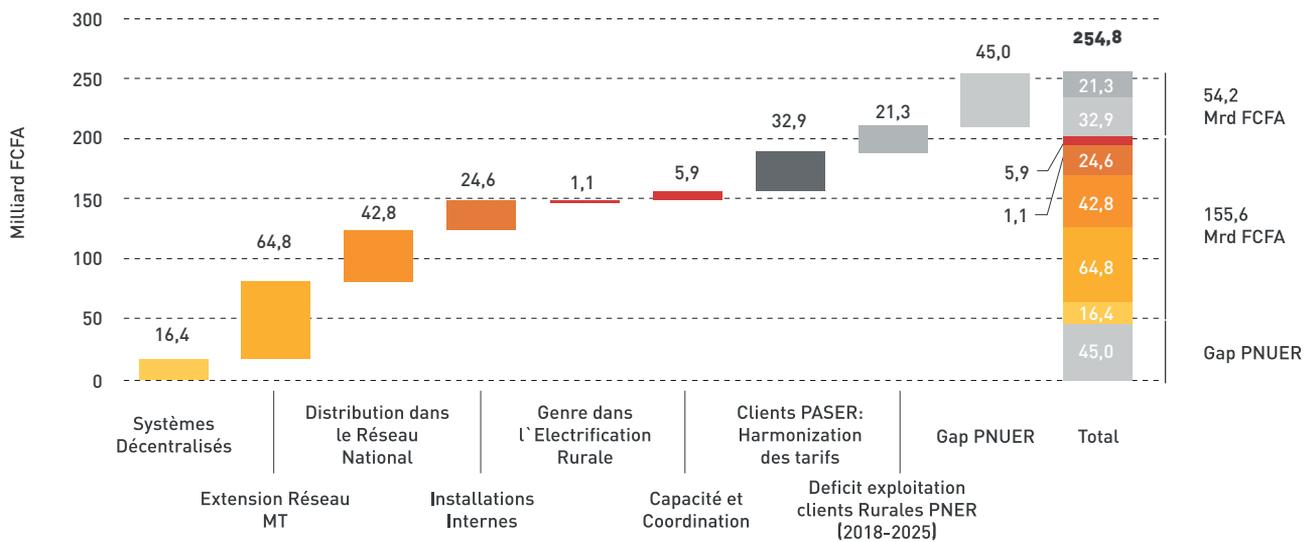


Figure 7.7 – Investissements à réaliser par Axes / Initiatives pour la période 2018 – 2020. [Source : Analyse Gestio]



Étant donné l'importance et la priorité de ces investissements, l'Annexe 1 détaille les 156 Mrds de FCFA (260 M\$) de financement nécessaire et les 109 Projets, organisés par initiative et axes. Le périmètre géographique des concessions est une variable-clé utilisée pour organiser et grouper les projets non seulement à cause de leur proximité géographique mais également pour faciliter la coordination avec les concessionnaires, qui seront des éléments clés dans l'opération de ces infrastructures.

Le graphique suivant montre les 109 projets organisés par budget d'investissement. Le projet moyen nécessite autour de 1,4 Mrds de FCFA (2,3 M\$). Le projet le plus important – ramification MT dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack – Nioro représente à lui tout seul 14 Mrds de FCFA (23 M\$). Plus de la moitié des projets nécessite un investissement en dessous de 500 millions de FCFA (0,83 M\$) chacun, mais ils peuvent être groupés pour organiser des projets à une échelle plus importante.

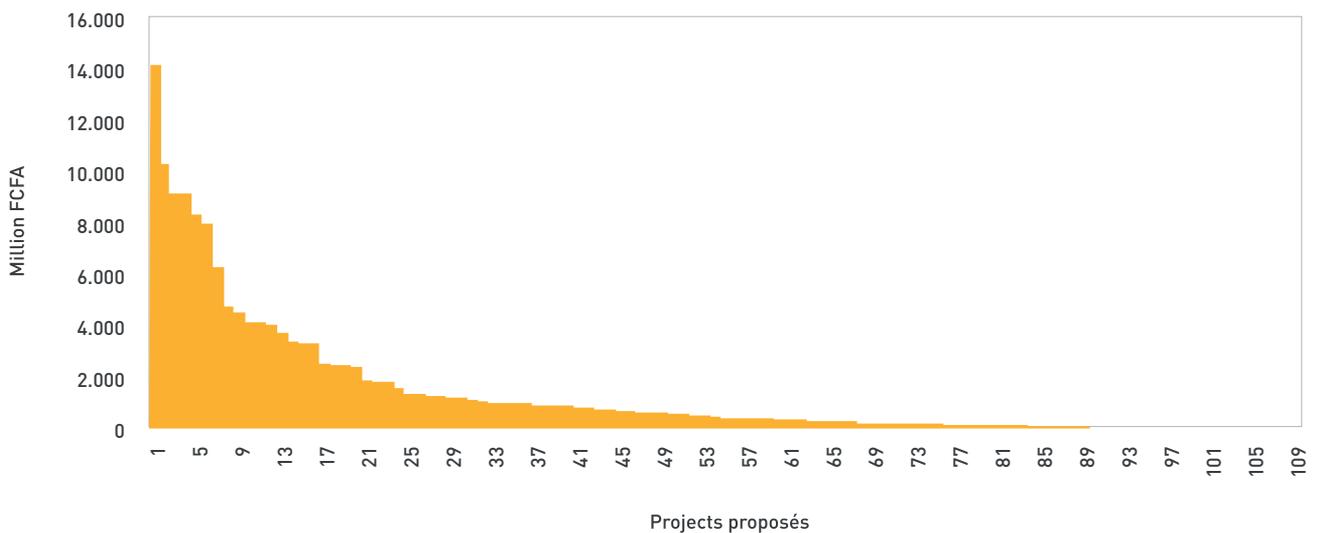
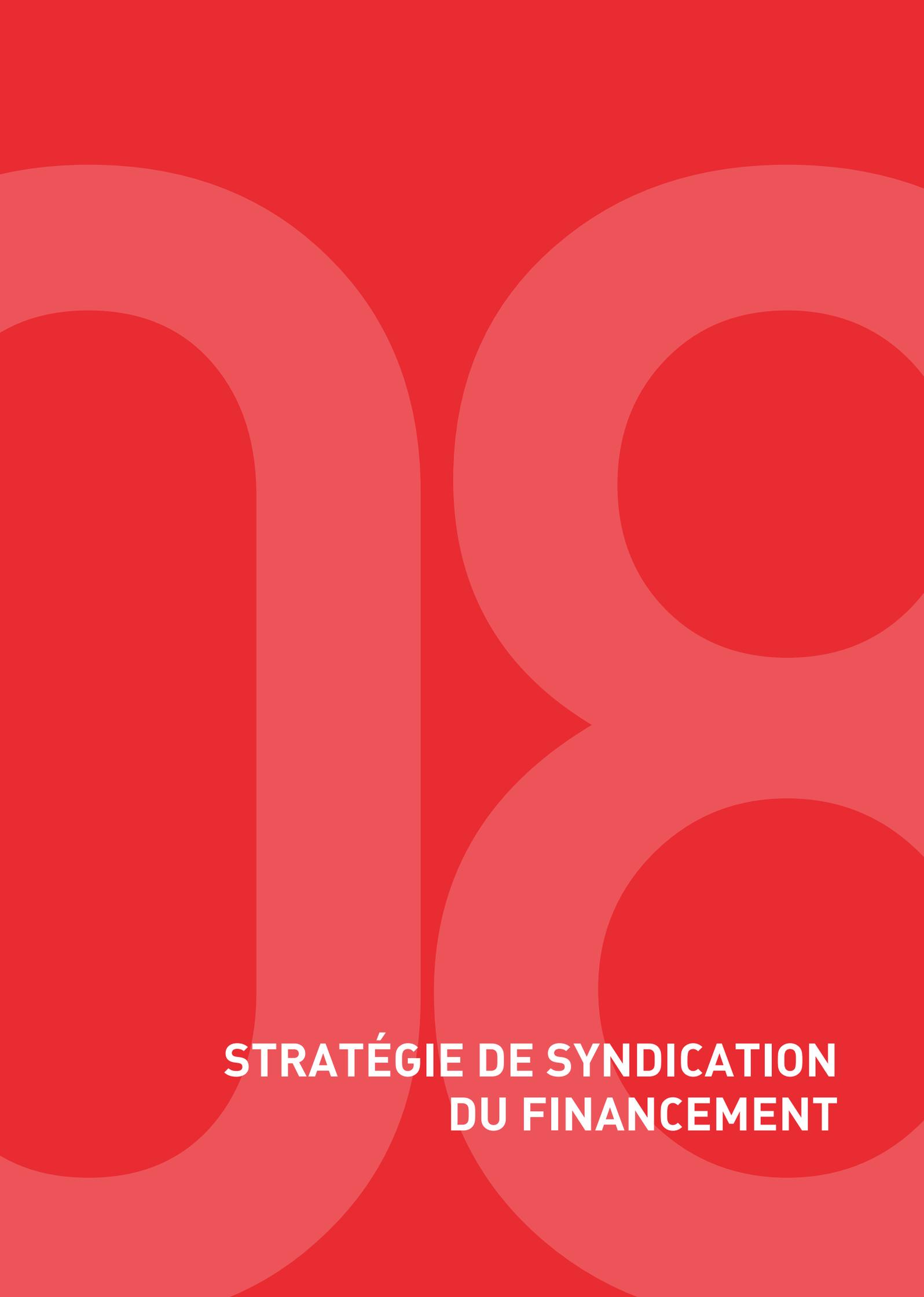


Figure 7.8 – Besoins en Investissement par Projet (Programme de Consolidation).[Source : Analyse Gesto]



The background is a solid red color with several large, overlapping, semi-transparent shapes in a lighter shade of red. These shapes include circles and rounded rectangles, creating a layered, abstract effect.

# **STRATÉGIE DE SYNDICATION DU FINANCEMENT**

Les besoins en financement sont significatifs et s'élèvent à 587 Mrds de FCFA rien que pour l'électrification rurale. Ce montant ne prend pas en compte le renforcement de la production centralisée ou des lignes de transport HT qui seront nécessaires pour les clients ruraux comme urbains.

La stratégie de syndication du financement analyse les différentes sources possibles de financement, privées comme publiques, afin de proposer un plan réaliste et crédible pour lever les fonds suffisants à moindre coût.

## 8.1 REVENUS DU SECTEUR ENERGÉTIQUE ET FINANCEMENT PRIVÉ

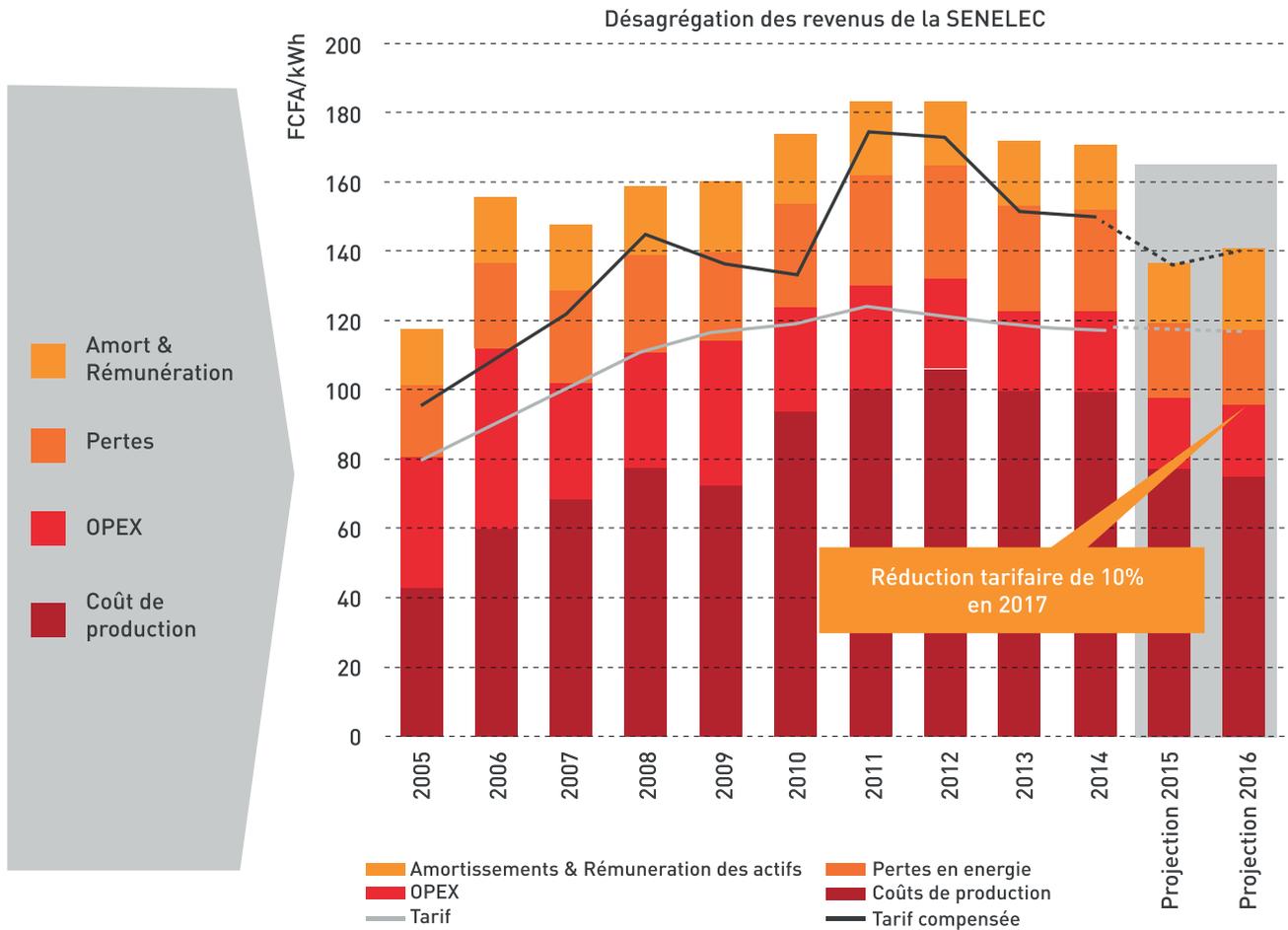
**La nécessité d'harmoniser et de réduire les tarifs tout en réduisant les compensations provenant du Budget de l'Etat envers la Senelec limite significativement l'accès à l'Investissement Privé sans une garantie publique. Ce qui nécessite également un effort important en termes d'efficacité du autre forme de secteur de l'énergie et une réduction des coûts opérationnels.** Seul un scénario avec des hypothèses très ambitieuses et optimistes en termes d'évolution des coûts du secteur permettra d'éviter des compensations à la Senelec et de développer un système énergétique durable et « bancable » ou le secteur électrique peut subventionner le déficit opérationnel du sous-secteur rural. Néanmoins, l'application d'un prélèvement aux consommateurs urbains de 0,7 FCFA/kWh mobilisera déjà 26 Mrds de FCFA entre 2018 et 2025 pour le Fonds d'Electrification Rurale.

Le financement par le Secteur Privé comprend toutes les ressources financières qui peuvent être levées par des entités relevant de la sphère du droit privé – que ce soient des entreprises privées ou publiques comme la Senelec – et en fonction des revenus attendus du secteur électrique. Ce financement comprend les Fonds Propres et Dettes.

Les entités privées investiront et seront en mesure de lever la dette si elles ont des perspectives raisonnables de rembourser les prêts et de récupérer leur investissement avec un retour sur investissement suffisant. Le potentiel de financement secteur privé – en termes de montants à lever et coût/intérêt – dépendra du cadre d'investissement, des revenus attendus et coûts du secteur énergétique.

### 8.1.1 SENELEC

Historiquement, les tarifs pratiqués par la Senelec n'ont pas été en mesure de couvrir ses coûts comme le démontre le graphique suivant. Les compensations payées par l'État à la Senelec ont été juste suffisantes pour payer les coûts de fonctionnement mais pas pour rémunérer et amortir les actifs. Cette situation est principalement due à des coûts de production importants – en grande majorité à base de produits pétroliers – mais également à des pertes au-dessus de 20%.



Source: Note sur la révision des conditions tarifaires de la SENELEC 2005-2015

Figure 8.1 – Désagrégation des revenus de la Senelec par catégorie et kWh. [Source : Analyse Gesto]

La situation du secteur électrique et de la Senelec doit s'améliorer de façon significative jusqu'en 2025 dû à la réduction attendue des coûts de production. Le graphique suivant montre l'évolution attendue de 3 scénarios différents de coûts de production et efficacité opérationnelle. Le scénario de base – construit à partir du plan de production de la Senelec le plus récent – a été complété par une analyse de sensibilité (scénarios haut et bas) qui dépend du fait que les coûts de production puissent être diminués ou augmentés de 15% et que différents objectifs d'efficacité opérationnelle soient atteints.

Dans le scénario de base la Senelec continuera de nécessiter des compensations significatives à partir du budget de l'Etat, jusqu'en 2025 – au-dessus de 50 Mrds de FCFA/an jusqu'en 2023. Cependant, dans le meilleur scénario la compensation pourrait ne pas être nécessaire à l'horizon 2020 ou dans le cas du pire scénario, elle s'élèverait à plus de 150 Mrds de FCFA/an.

L'analyse démontre pourquoi le secteur énergétique est une priorité majeure pour le Gouvernement du Sénégal et pourquoi de accorde une priorité maximale à améliorer les ambitions et les attentes concernant l'efficacité du secteur, notamment dans l'optimisation du mix énergétique, réduction des pertes, augmentation de l'efficacité opérationnelle et en introduisant des technologies éprouvées à faible coût. Les consommateurs sénégalais payent déjà un tarif élevé, il est donc du choix du Gouvernement de réduire les tarifs et d'imposer des objectifs ambitieux au secteur en termes d'efficacité.

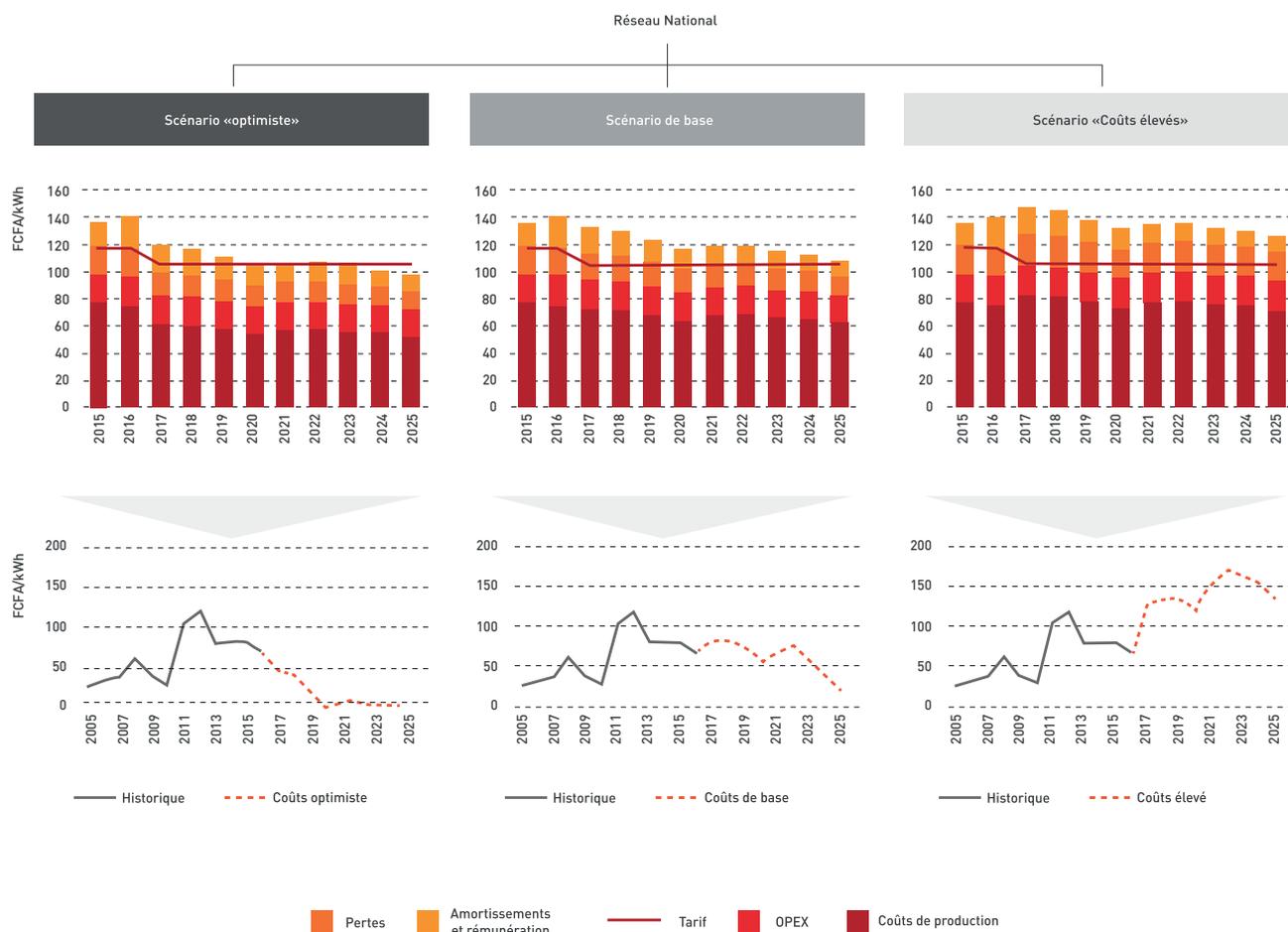


Figure 8.2 – Flux de trésorerie disponible de la Senelec et estimation de la compensation (différents scénarios).  
(Source : Analyse Gesto)

Le besoin d'améliorer l'efficacité impliquera une pression considérable du régulateur sur la Senelec et les concessionnaires en termes d'objectifs d'efficacité, résultant potentiellement en une situation où les « revenus régulés » (y compris les compensations) pourraient ne pas couvrir totalement les coûts. Ceci arrive quand les opérateurs ne sont pas en mesure d'améliorer l'efficacité aussi rapidement que le régulateur leur en impose, se traduisant en un « risque de régulation ». Le processus classique d'ajustement et le risque – qui arrivent dans plusieurs marchés régulés à travers le monde – ne sont pas favorables à l'investissement privé. Les entités financières chiffreront ce type de risque, résultant en un prix plus élevé à payer par le consommateur et, potentiellement, par le contribuable sénégalais.

La stratégie de syndication de financement proposée prend en compte l'impact d'un processus d'amélioration de l'efficacité et prend donc l'option de favoriser l'investissement privé avec des garanties publiques et des modèles de contractualisation innovants qui peuvent bénéficier des financements carbone ou mixtes disponibles, comme présenté dans le sous-chapitre suivant. Ce type de financement privé, bénéficiant d'une garantie publique, considéré comme de la dette publique et est donc comptabilisé en tant que tel.

## 8.1.2 CONCESSIONNAIRES

Le cadre existant pour la participation du secteur privé a été mis en place dans le cadre du PASER et est fondé sur des contrats de Concession ou de Gestion Déléguée et une régulation du type « price cap ». La CRSE a établi un prix maximal pour la vente d'énergie et sur base de ce « price cap » les différents opérateurs font une offre pour le montant de subventions à la investissement nécessaire de façon à gagner les concessions. Cependant, l'opérateur assume la totalité du risque relatif à la demande et n'est pas compensé si les ventes d'énergie sont en dessous du prévu. Étant donné l'incertitude liée à la consommation rurale, ce cadre d'investissement a eu comme niveau conséquence une progression trop prudente et lente des investissements avec un potentiel limité de levée de fonds. Par ailleurs, les engagements des concessionnaires sont limités aux projets prioritaires tel qu'établis dans les appels d'offres, sans qu'un cadre clair pour des investissements additionnels existe.

La décision d'harmoniser et réduire les tarifs aura un impact très positif en termes d'adhésion par les clients ruraux, facilitant ainsi la mise en oeuvre des objectifs du PPER – les concessionnaires recevront des compensations et, avec le mécanisme adéquat en place, pourront opérer et maintenir proprement les investissements effectués dans le cadre du PPER.

Cependant, tout investissement en dehors du PPER sera difficilement financé et développé par les concessionnaires dans le cadre actuel. La décision d'harmoniser et réduire les tarifs, car tous les Sénégalais doivent être traités de façon équitable, implique que les revenus issus des tarifs ne couvriront pas les coûts opérationnels dans les zones rurales. Un cadre revu sera approuvé pour garantir que les concessionnaires pourront opérer des nouveaux actifs de façon rentable – soit à travers des compensations soit en réduisant le coût du prix payé à la Senelec pour l'énergie. C'est le choix du Gouvernement du Sénégal de modifier l'approche PASER et de faire en sorte que ce soit le MEDER et l'ASER qui soient en charge du déploiement des infrastructures, principalement à travers des conventions et contrats EPC, et des contractualisations pour les marchés de fourniture et des travaux, mais avec une implication plus importante des concessionnaires pour assurer une exploitation adéquate.

Le besoin de compenser les concessionnaires en 167 Mrds de FCFA pendant la période 2018-2025 et de lever des fonds pour ces compensations pourrait être réduit si une meilleure efficacité pouvait être atteinte. Des financements externes seraient plus faciles à sécuriser pour le déploiement de nouvelles infrastructures. Le financement du déficit opérationnel devra sûrement venir du budget de l'Etat ou de subventions croisées – si possible de les mettre en place – ce qui rend d'autant plus primordial d'améliorer l'efficacité du secteur.

Le graphique suivant montre les compensations nécessaires pour les opérateurs urbains comme ruraux selon 3 scénarios – considérant seulement un déficit opérationnel dans le secteur rural et pas de besoin en fonds de roulement pour des nouveaux investissements dans les zones rurales en dehors du PPER. Avec une efficacité accrue, il serait possible d'envisager en 2025 un secteur énergétique en équilibre et durable du point de vue financier, où les revenus du secteur pourraient couvrir les coûts sans soutien du budget de l'Etat – et où tous les clients supportent les différences de coûts à travers le pays. Il sera essentiel de promouvoir l'efficacité et l'utilisation de technologies collectivement éprouvées à faible coût.

Indépendamment d'être en mesure d'augmenter l'efficacité du secteur, le Gouvernement du Sénégal a déjà décidé d'appliquer une taxe symbolique – comme déjà implémenté dans plusieurs pays – à tous les clients pour financer l'électrification rurale. Une taxe symbolique de 0,7 FCFA/kWh sera chargée à tous les consommateurs et les revenus de cette taxe seront utilisés pour financer le Fonds d'Electrification Rurale (FER), permettant ainsi de lever environ 26 Mrds de FCFA pendant la période 2018-2025. Une augmentation de ces frais et/ou une baisse des tarifs payés par les concessionnaires à la Senelec sont considérées comme des mécanismes possibles pour résoudre les exigences de compensation de l'harmonisation tarifaire et du déficit opérationnel rural.

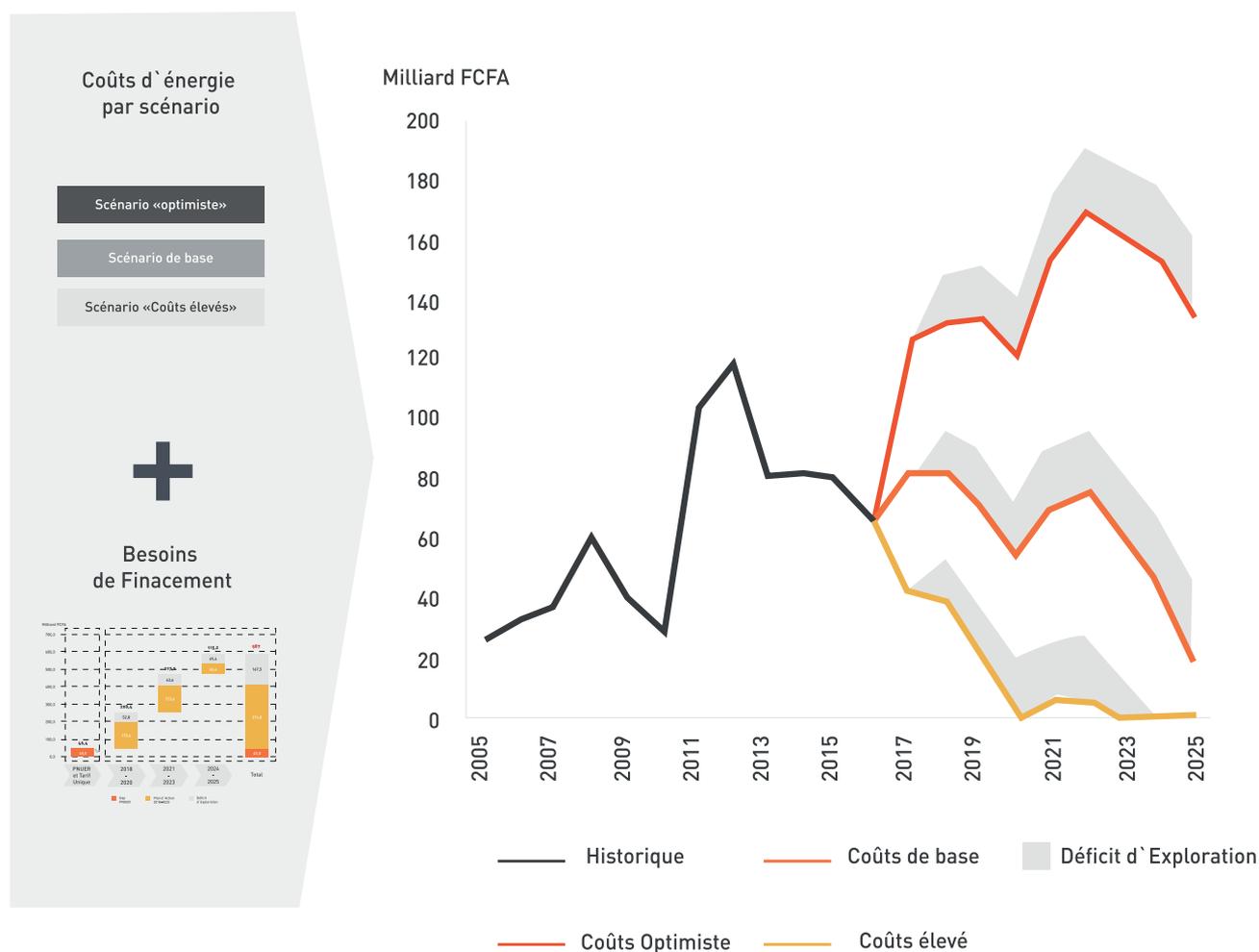


Figure 8.3 – Compensations totales estimées Senelec + Concessionnaires. [Source : Analyse Gesto]

## 8.2 FINANCEMENT PUBLIC ET STRATÉGIE DE SYNDICATION

**Le financement de l'électrification rurale sera en grande majorité public ou bénéficiera d'une garantie publique, et devra par conséquent être mis en place d'une façon efficace pour soutenir la croissance économique tout en poursuivant une stratégie prudente en ce qui concerne la dette qui permet d'emprunter à des taux raisonnables, comme recommandé par le FMI. Les prêts commerciaux impliquent des intérêts et coûts financiers plus importants, ce qui ferait en sorte que l'accès universel soit plus onéreux pour le Sénégal. Ces prêts devraient, dans la mesure du possible, être évités et limités à des solutions de financement mixte et plus abordable.**

Le financement public a été historiquement la principale source de financement pour l'électrification rurale. Et considérant les limitations exposées dans le chapitre 7.1 sur le financement privé, le financement public devra rester la principale source de financement.

Pour la période 2015-2017, l'investissement public annuel planifié dans le cadre du PTIP pour le secteur de l'énergie a été de 102 Mrds de FCFA (170 M\$) par an. Ces valeurs ne prennent pas en compte la compensation à la Senelec – quand les revenus des tarifs ne sont pas suffisants à hauteur des revenus approuvés par la CRSE – qu'en 2014 représentait une allocation additionnelle du budget de l'État de 82 Mrds de FCFA (137 M\$) selon la CRSE. Bien que les compensations soient par définition de nature « exceptionnelle », elles ont été substantielles pendant les 10 dernières années (moyenne de 61 Mrds de FCFA).

En ce qui concerne l'électrification rurale, environ 35 Mrds de FCFA (58 M\$) par an sont actuellement planifiés dans le cadre du PTIP représentant 34,7% de l'investissement public total en énergie et 1,1% des fonds totaux mis à disposition par l'État (impôts, prêts et subventions) pour la période 2015-2017 selon les projection du FMI. Une analyse plus détaillée des sources de financement démontre que, contrairement à d'autres investissements en énergie où les prêts représentent la majorité des sources de financement, l'électrification rurale s'appuie de façon significative sur le budget de l'État (ce qui représente 60% du financement public attendu).

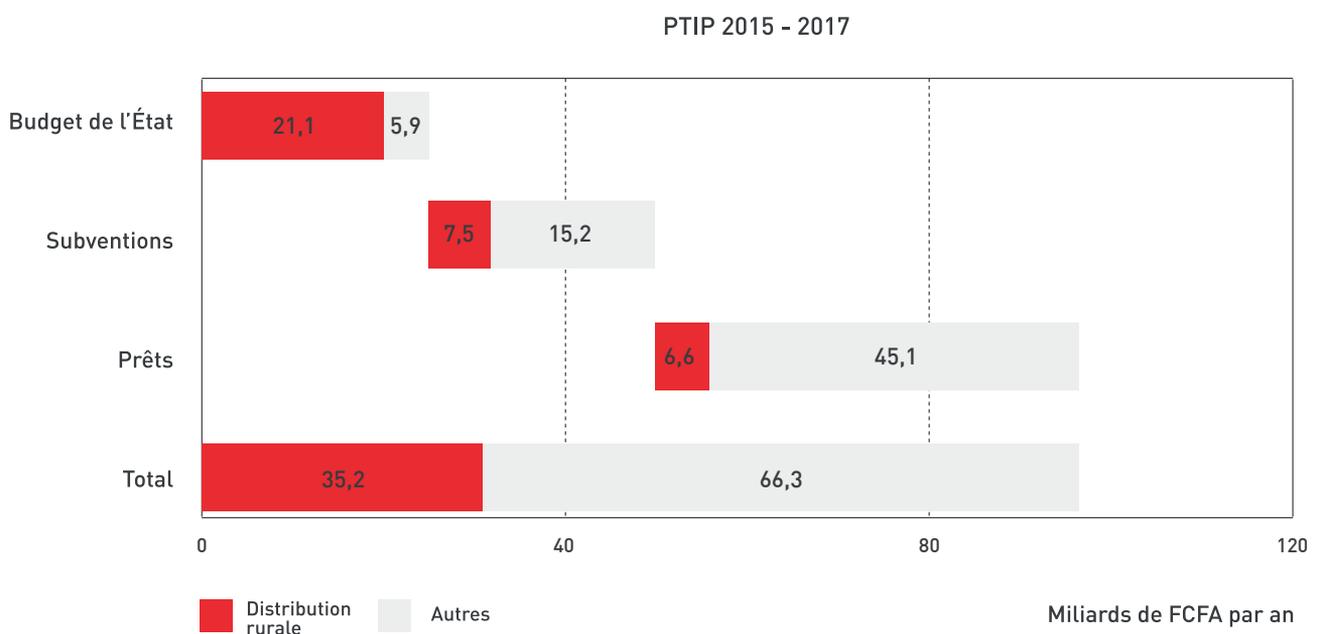


Figure 8.4 – Moyenne Annuelle d'investissement par source de financement et par an [Source : Ministère des Finances du Sénégal, Analyse Gesto]

Pour la période 2018-2025 le Sénégal devra lever une moyenne de 73 Mrds de FCFA/an (soit 587 Mrds de FCFA au total), ce qui signifie de plus que doubler l'investissement estimé pour la période 2015-2017. Ceci ne pourra pas être atteint seulement en recourant au budget de l'Etat car cela mettrait en péril les ressources disponibles pour d'autres secteurs.

Le FMI dans son Staff Report le plus récent (Novembre 15, 2016) déclare « *Le défi d'atteindre les objectifs en termes d'infrastructures de développement sans mettre en danger la soutenabilité de la dette demandera des efforts continus pour améliorer la qualité de l'investissement tout en poursuivant une stratégie prudente concernant la dette qui maintiendra le coût des emprunts à des taux raisonnables* ».

Le graphique suivant met en évidence les principales alternatives de financement public « externes » au budget de l'Etat, organisées selon leur coût estimé. Le Sénégal devrait maximiser l'accès aux sources de financement moins onéreuses. Les prêts commerciaux peuvent être très chers et, dans beaucoup de cas, il serait plus avisé de recourir au budget de l'Etat ou de retarder les investissements.

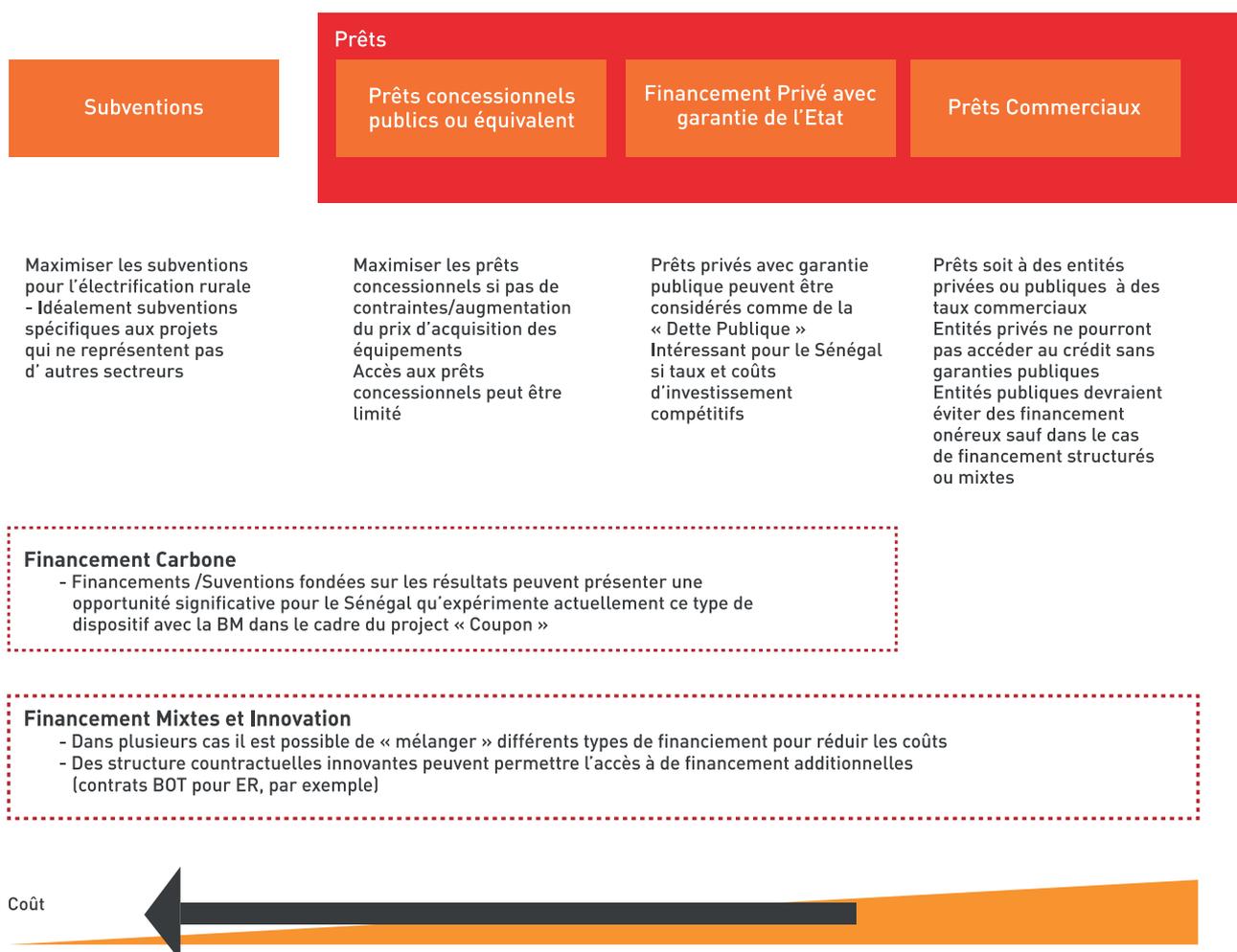


Figure 8.5 – Alternatives au financement public. Source : Analyse Gesto

**La stratégie de financement proposée pour les investissements – qui permet de maximiser la soutenabilité de la dette et maintenir l'impact dans le budget de l'Etat à des niveaux raisonnables – est fondée sur :**

– **Maximisation des subventions**, idéalement celles qui sont spécifiques aux projets ou qui peuvent être mélangées à d'autres sources et qui ne représentent pas un compromis avec d'autres secteurs. Des objectifs de 11,6 Mrds de FCFA/an jusqu'à 22,1 Mrds de FCFA/an pourraient être envisagés prenant en compte des résultats historiques et croissance du PIB, mais nécessitent un soutien fort des donateurs et un rôle actif de l'ASER.

Les subventions sont des sources de financement moins coûteuses car elles n'impliquent pas un remboursement et doivent par conséquent être maximisées. Les subventions peuvent être spécifiques à un projet ou une géographie:

– Par exemple, dans le cas de subventions spécifiques à un pays, une institution multilatérale peut avoir un certain budget pour soutenir des projets dans un pays donné et dans un certain nombre de secteurs prioritaires. Ce sera au pays de choisir les secteurs pour lesquels il souhaite alloués les fonds, selon ses priorités.

– Si une subvention est spécifique à un projet, c'est souvent le résultat d'une application faite ou soutenue par le pays hôte. Les subventions spécifiques à des projets sont en compétition avec d'autres pays et projets, ne représentant donc pas un compromis entre différents secteurs d'un même pays.

Au fur et à mesure que le Sénégal continue à se développer et devient une économie plus avancée, l'accès à des subventions spécifiques au pays pourra se réduire. Cependant, avoir accès à des subventions spécifiques à des projets peut augmenter selon la capacité et l'organisation du pays.

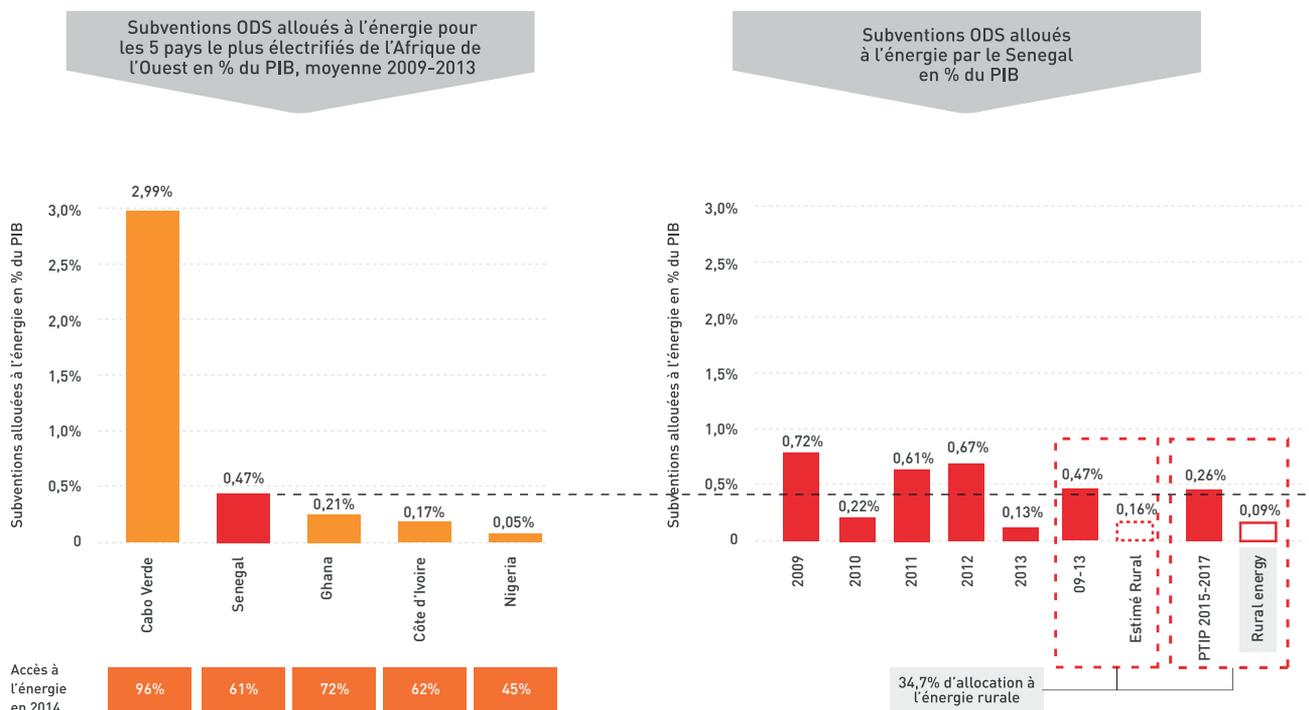


Figure 8.6 – Analyse des subventions ODA pour l'énergie [Source : Analyse Gesto, données IEA, AidData, PTIP et FMI]

Les graphiques suivants comparent les prêts IDA moyens alloués au secteur de l'énergie en pourcentage du PIB des 5 pays le plus électrifiés de l'Afrique de l'Ouest. Pendant la période 2009- 2013 le Sénégal se trouvait en deuxième position, ces subventions représentant une moyenne de 0,47% du PIB, soit plus du double du Ghana ou de la Côte d'Ivoire. Pendant la période 2015-2017, l'allocation à l'énergie devrait être seulement de 0,26% du PIB estimé, soit très en-dessous de la moyenne historique entre 2009 et 2013.

La maximisation des subventions, de préférence spécifiques aux projets, est un élément clé pour la réalisation de l'électrification rurale sans mettre en cause d'autres secteurs ou la stabilité macro-économique du pays. Le soutien des donateurs est critique ainsi qu'une organisation adéquate pour maximiser les opportunités de chaque projet.

Nous considérons comme un objectif de base de maintenir le pourcentage du PIB alloué à l'électrification rurale pendant la période 2015-17 à la période 2018-2025 qui se traduirait en une moyenne de 11.6 Mrds de FCFA/an (93 Mrds de FCFA pour la période) et un objectif plus ambitieux prenant en compte le pourcentage du PIB alloué pendant la période 2009-13. Cet objectif représenterait 22,1 Mrds de FCFA/an, soit 117 Mrds de FCFA pour la période.

**– Maximisation des prêts concessionnels**, que ce soient bilatéraux ou multilatéraux, si l'approvisionnement nécessaire ne contraint pas ou augmente les coûts d'acquisition des équipements. Les perspectives macro-économiques offrent un potentiel pour augmenter de façon significative les prêts publics alloués à l'électrification rurale à hauteur de 14,7 Mrds de FCFA/an.

Les prêts concessionnels sont des montants financés directement à un Etat (avec le remboursement comme responsabilité directe de l'Etat) selon des conditions particulières, normalement accordés par des institutions internationales pour utilisation dans des projets spécifiques. Les conditions particulières sont, en général, des taux d'intérêt plus compétitifs que ceux disponibles sur le marché, périodes de maturité plus longues ou une combinaison des deux.

Une utilisation réduite de prêts publics pour l'électrification rurale et un niveau contrôlé de dette publique offrent au Sénégal un potentiel pour un usage accru de prêts pour le secteur de l'électrification rurale. En outre, l'importance internationale de l'accès en zones rurales – étant donné l'Agenda SE4ALL, les objectifs de développement et le « New Deal » pour l'Energie de la Banque de Développement Africaine – en parallèle de la priorité accordée à l'électrification rurale par le Gouvernement du Sénégal offre le potentiel pour facilement lever des fonds avec un niveau important de concessionnalité. Le plus important le niveau de concessionnalité – des taux d'intérêts moins élevés et des maturités plus longues – le plus faible sera le coût de l'électrification rurale pour le Sénégal et moins important l'impact dans la soutenabilité de la dette publique sénégalaise.

Une analyse plus en profondeur du potentiel des prêts concessionnels pour financer l'électrification rurale montre qu'il serait soutenable – tout en maintenant un ratio de 52,5% selon le FMI entre dette et PIB et une allocation de 1,1% des nouveaux prêts pour l'électrification rurale – de lever 14,7 Mrds de FCFA (24,5 M\$) en moyenne chaque année à travers des prêts concessionnels. Ceci représente une augmentation significative par rapport à ce qui pourrait être atteint si l'effort pendant la période 2015-2017 (% du PIB) serait maintenu – soit 10,2 Mrds de FCFA par an.

– **L'utilisation sélective des opportunités de financement mixte du secteur Privé** bénéficiant de garanties publiques et de structurations contractuelles adéquates. Il est possible et même désirable d'avoir recours à des opportunités de financement mixte ou le Financement du type Commercial ou de Développement peut être mélangé à des subventions et des prêts concessionnels, résultant ainsi en maturités longues et taux d'intérêt réduits.

Le financement privé, sans un cadre stable et durable, sera difficile et coûteux à mobiliser. Cependant, des ressources financières significatives sont disponibles pour le secteur privé à travers de Institutions Financières de Développement (DFI) avec des conditions plus attrayantes que des prêts commerciaux pures, mais nécessitent un type de garantie publique quelconque – et qui pourrait être comptabilisé comme de la dette publique selon les règles du FMI.

Récemment plusieurs institutions ont commencé à offrir des opportunités de financement mixte, qui ont le potentiel d'offrir des taux d'intérêt et maturités proches de celles obtenues par des prêts concessionnels. Le financement mixte rejoint les prêts commerciaux ou de Financement du développement avec des composantes concessionnels ou même de subvention. Par exemple, IFC a financé des énergies renouvelables dans plusieurs pays africains en partenariat avec le fonds Cleant Technology Fund /CTF) américain de 5,8 Mrds de USD, ce dernier finançant 50% du prêt avec des taux concessionnels très bas.

Il est estimé que ce type de structure de financement pourrait fournir en tant que dette jusqu'à 75% de l'investissement avec un coût moyen de 3 à 4% et maturités de 15 ans. Ce type de financement combiné à 25% de fonds propres pourrait faire en sorte que l'investissement soit viable avec un coût moyen pondéré du capital attractif proche voire en dessous des 7%. Plus de combinaisons ou « mélanges » de subventions pourraient réduire les coûts d'avantage.

Les Institutions Financières de Développement ont traditionnellement financé principalement des PPP du type BOT (Build Operate Transfer) ou BOO (Build Own and Operate), soutenus par des garanties souveraines. Malgré le fait que ce type de cadre contractuel n'a pas été appliqué souvent à l'électrification rurale, il est possible et souhaitable de développer des cadres contractuels innovants dans ce domaine – idéalement en prenant en compte les opportunités de financement Climat.

– **Optimisation des opportunités de financement Climat.** L'accord de Paris envisage 100 Mrds d'USD par an de financement climat pour le développement à partir de 2020. Une politique proactive et l'apparition d'opportunités de financement climat peuvent permettre l'accès à de nouvelles sources de subventions et prêts concessionnels – comme l'ASER qui est une pionnière avec son projet de Coupons.

Une source clé de financement à moindre coût à venir sera le « Financement Climat » ou une cible existe de mobiliser 100 Mrds de USD par an pour le développement. L'électrification rurale évite la déforestation, l'utilisation de kérosène et améliore la capacité de la population à s'adapter aux impacts du changement climatique. En outre, les mini-réseaux solaires joignent les bénéfices de l'électrification rurale avec le potentiel de mitigation des énergies renouvelables.



Figure 8.7 – Fonds de Financement Climat [Source : [www.climatefundsupdate.org](http://www.climatefundsupdate.org)]

Les fonds Climat ont levé plus de 40 Mrds de USD, dont moins de la moitié sont actuellement alloués. La plupart de ces financements sont alloués soit en tant que subventions ou en tant que prêts concessionnels. Les fonds Green Climate Fund, UK's International Climate Fund, Clean Technology Fund et Norway's International Climate and Forest Initiative sont quelques-uns des fonds Climats les plus importants.

Le Sénégal et l'ASER innove actuellement dans le cadre d'un projet de Financement Carbone pour l'Électrification Rurale sous l'égérie du Ci-Dev (Carbon Initiative for Development) de la Banque Mondiale avec le soutien du fonds « Partnership for Market Readiness Fund » pour financer les connexions au réseau à travers un système innovant de coupons générant des crédits carbonés.

L'ASER en fera une priorité de développer les compétences internes en matière de financement carbone et devenir un partenaire clé des institutions de financement climat en apportant des ressources de financement climat à l'électrification rurale. Maximiser les opportunités de financement climat sera un des leviers stratégiques pour maximiser les subventions et prêts concessionnels pour le programme ambitieux d'électrification rurale du Sénégal.

**Le soutien des donateurs est fondamental car sans une augmentation significative des subventions et prêts par rapport aux années précédentes (PTIP 2015-17) une contribution substantielle du budget de l'Etat peut encore s'avérer nécessaire.** Sans une augmentation de l'efficacité en termes de coûts et du soutien des donateurs, prêteurs concessionnels et/ou du financement innovant du secteur privé et du carbone, atteindre les objectifs de l'électrification rurale impliquerait une augmentation significative des allocations du budget de l'Etat (jusqu'à 380 Mrds de FCFA ou 50 Mrds de FCFA/an), potentiellement compromettant l'investissement dans d'autres secteurs du Sénégal.

Le graphique suivant résume l'analyse de différentes sources de financement en deux niveaux différents d'ambition concernant la maximisation des subventions et des prêts concessionnels ou équivalents (à travers des financements mixtes ou climat):

- **En maintenant le niveau d'investissement planifié pour la période 2015-2017 en % du PIB :** Un tel scénario serait néanmoins ambitieux car le PIB devrait augmenter à un taux de 7% par an jusqu'en 2025. Ceci implique une augmentation significative des valeurs estimées pour 2015-2017.
- **Une augmentation ambitieuse du niveau de subventions et prêts :** Un tel scénario est extrêmement ambitieux mais faisable car il est fondé sur l'atteinte des niveaux historiques de subventions dans une politique d'atteindre un ratio de dette/PIB de 52,5% comme préconisé par le FMI.

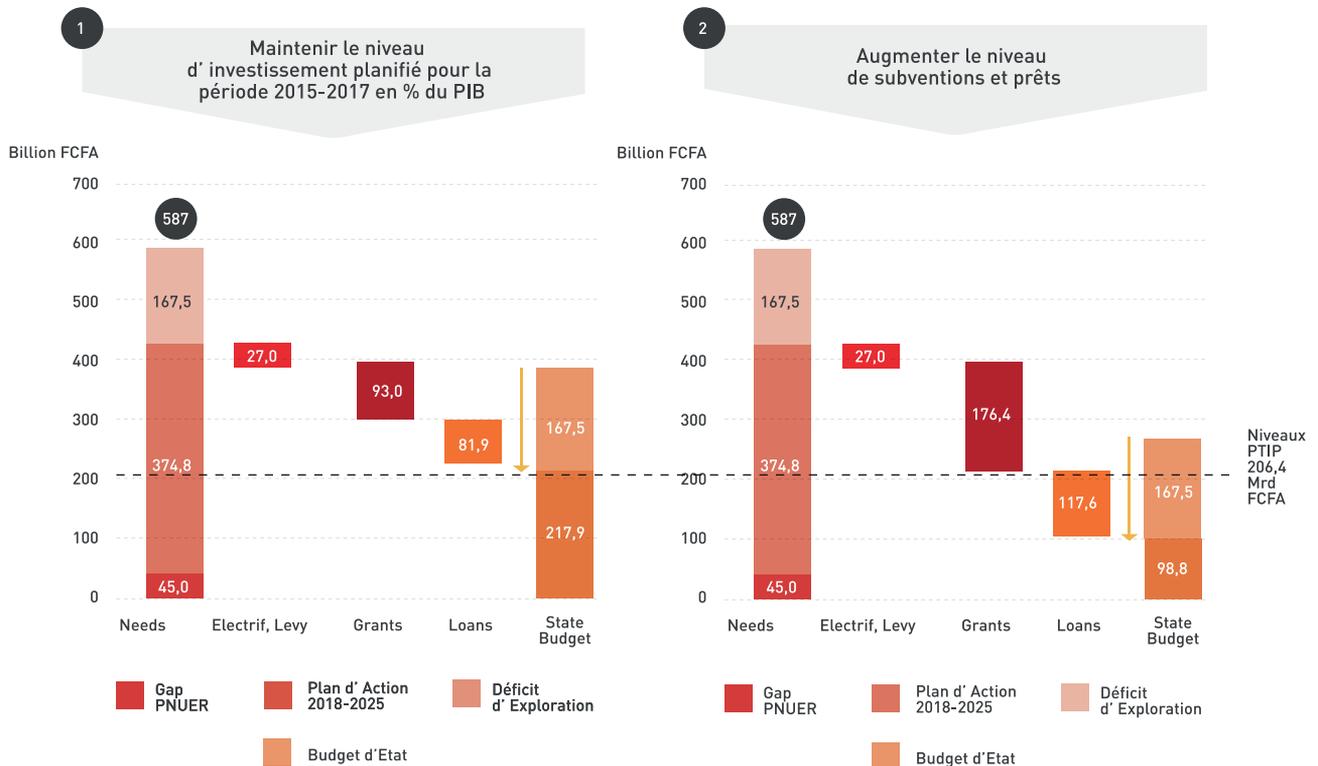


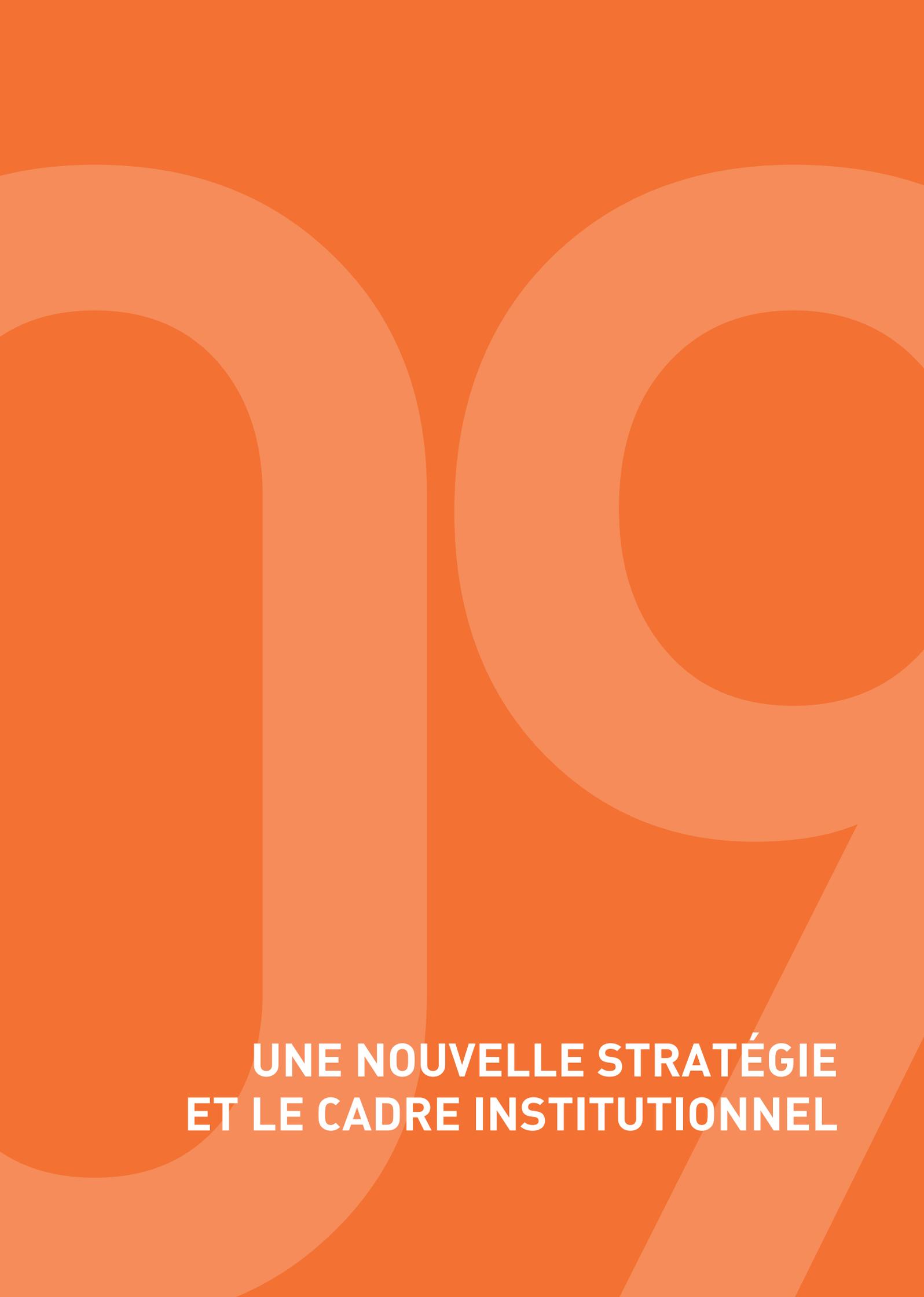
Figure 8.8 – Résumé de la stratégie de Syndication (deux scénarios possibles). [Source : Analyse Gesto]

Dans les deux scénarios, la stratégie de financement reste la même, mais les résultats diffèrent. L'analyse démontre que même dans le scénario le plus ambitieux, un effort significatif du budget de l'Etat est toujours nécessaire, au-dessus de valeurs enregistrées pendant le PNUER (2015-2017).

Subventions et prêts concessionnels ou équivalents seront difficilement disponibles pour financer le déficit d'exploitation et compensations nécessaires. En parallèle de lever des subventions et prêts, le Sénégal est engagé à augmenter l'efficacité du secteur de façon à réduire l'effort requis de ces compensations sur le budget de l'Etat.

**En conclusion, l'ambitieux agenda du Sénégal pour l'accès universel et l'électrification rurale ne peut être complété qu'avec la continuité du soutien budgétaire et le soutien des bailleurs et autres financiers internationaux à travers des subventions et prêts concessionnels ou équivalents. Le Sénégal continuera à être pionnier dans l'identification et la construction de projets orientés climats innovants qui pourront être un exemple pour d'autres pays et programmes d'électrification rurale.**





**UNE NOUVELLE STRATÉGIE  
ET LE CADRE INSTITUTIONNEL**

## 9.1 AMÉLIORATION DU CADRE INSTITUTIONNEL : UN PROCESSUS EN 2 ÉTAPES

**Un progrès historique limité et un programme d'électrification rurale ambitieux nécessitent des modifications institutionnelles et d'une nouvelle stratégie. Ces modifications doivent être implémentées en deux étapes, afin de ne pas retarder la mise-en-œuvre de l'implémentation**

Le cadre institutionnel actuel est complexe et implique de nombreux acteurs et des initiatives différentes. Par exemple, bien que le territoire ait été divisé en concessions, il peut y avoir de nombreuses initiatives et acteurs à l'intérieur d'une même zone de concession, incluant la Senelec. La Senelec continue à électrifier des villages ruraux, dans son périmètre et dans de nombreux cas dans le périmètre d'une zone de concession rurale. Des accords de mise en œuvre signés directement entre le gouvernement et différents acteurs tels que la Senelec, PNUD, MYNA (PPP) ou ASER électrifient également les villages dans les zones de concession. Des ERIL et d'autres projets bénéficient de subventions sont également développés, parallèlement aux concessions. Bien que ce soit que les concessionnaires exploitent tous ces actifs à l'avenir, ils ne sont pas impliqués dans les spécifications techniques ou la supervision de la construction.

L'illustration suivante essaye de donner un aperçu des acteurs impliqués et de la situation actuelle :

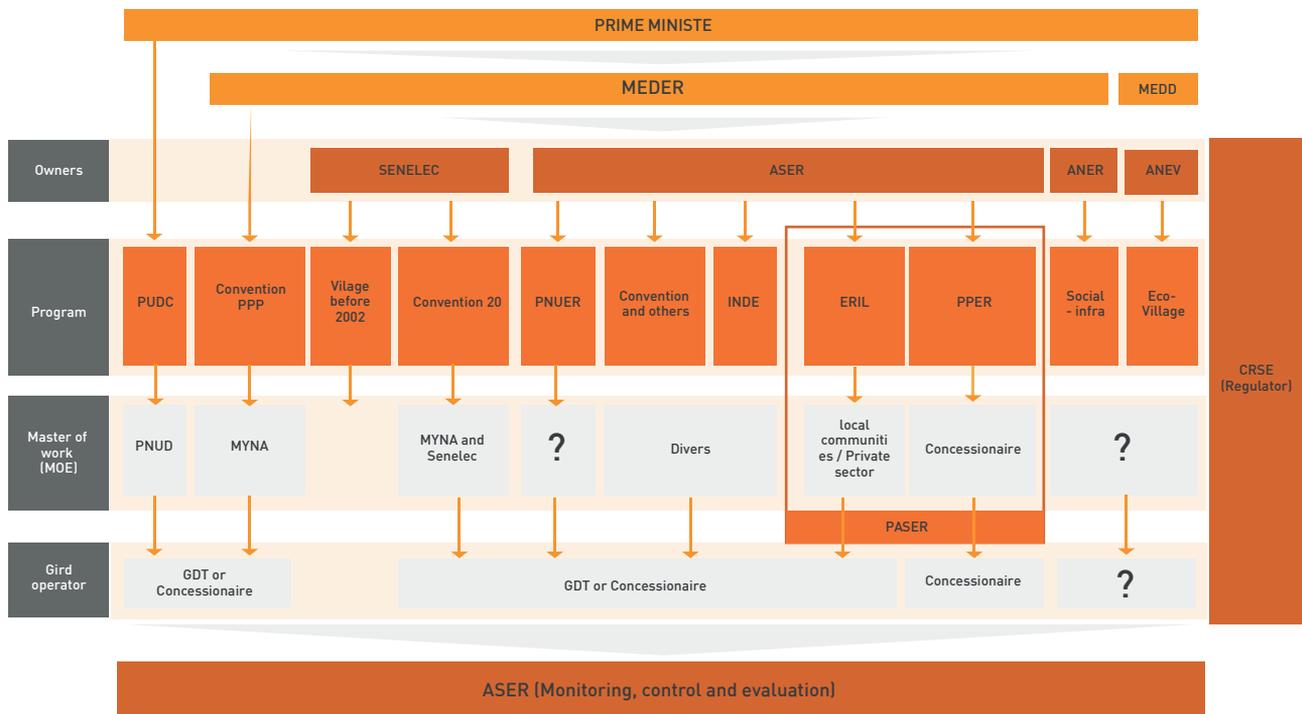


Figure 9.1 – Cadre Institutionnel actuel pour l'électrification rurale

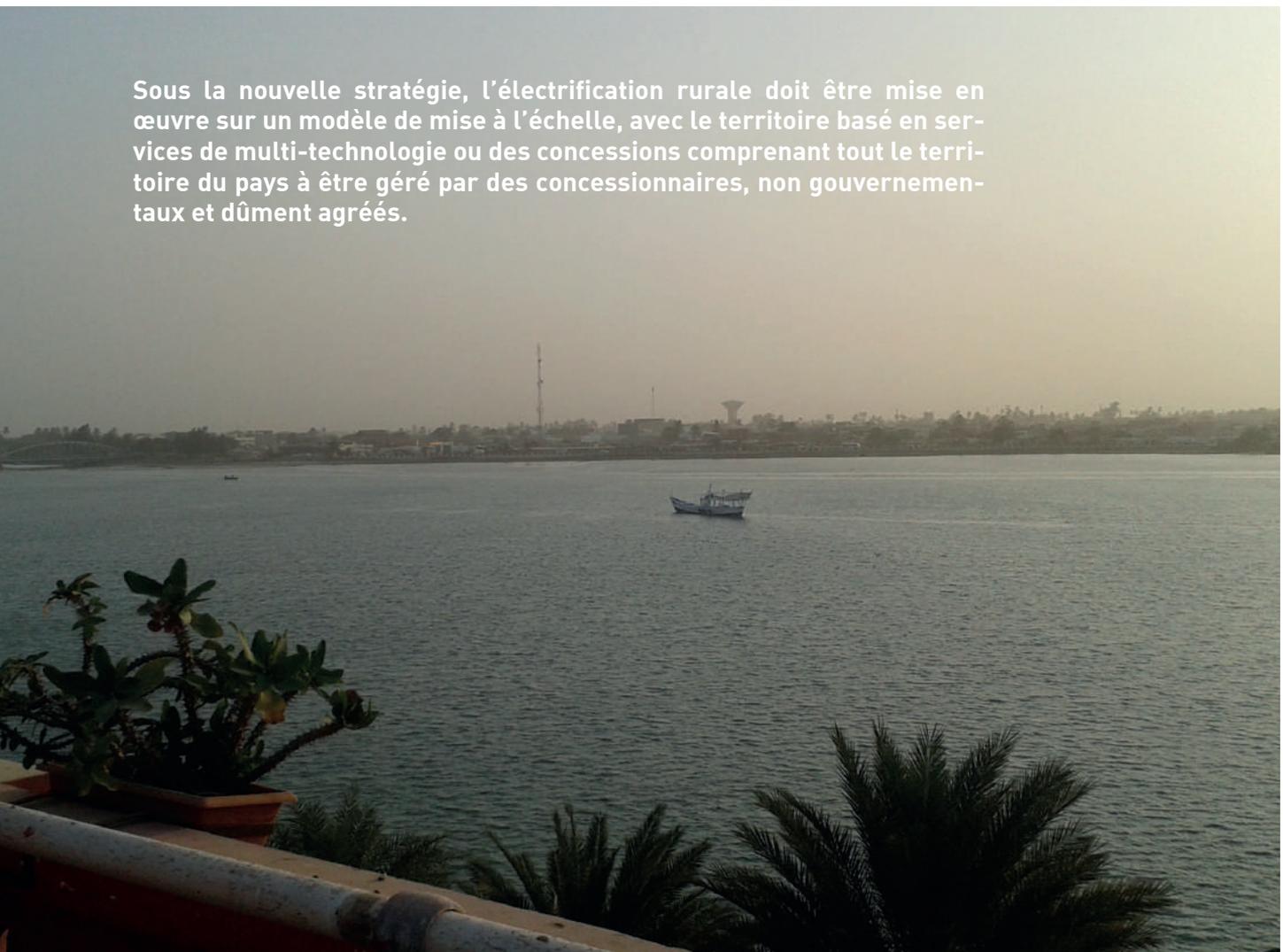
L'achèvement de l'accès universel en 2025 ne demande pas que des fonds, mais également une nouvelle stratégie et une réforme institutionnelle significative. Cependant, l'introduction des changements significatifs dans le cadre institutionnel actuel peut résulter dans un retard de la mise en œuvre du programme d'électrification rurale. Par exemple, 10 ans sont passés afin de mettre en œuvre le modèle de concession. La réforme institutionnelle devrait donc être structurée en deux étapes.

– Une première étape, jusqu'en 2020, concentrée dans l'introduction des améliorations immédiates dans le cadre existant – travaillant ensemble avec les acteurs existants – dans l'harmonisation des tarifs entre les concessionnaires et la Senelec et sur l'attribution des 4 concessions restantes.

– Une deuxième étape, après 2020, qui introduira des réformes plus profondes dans le Modèle de Concession et la Régulation associée.

Sur le retour d'expériences passées, la nouvelle stratégie proposée implique une approche modifiée pour le développement de l'électrification rurale, basée sur un schéma cohérent afin d'agréger le marché pour l'expansion des services d'électricité en milieu rural sous des mécanismes de mise en œuvre simplifiés. La décision de centraliser la planification et la gestion du programme d'électrification rurale soutient cette nouvelle stratégie, afin de réduire la complexité et d'éliminer le chevauchement de certains rôles. La deuxième étape est de développer des territoires de services évolutifs, avec des services d'électrification durables dans le long-terme et des plans d'affaires.

**Sous la nouvelle stratégie, l'électrification rurale doit être mise en œuvre sur un modèle de mise à l'échelle, avec le territoire basé en services de multi-technologie ou des concessions comprenant tout le territoire du pays à être géré par des concessionnaires, non gouvernementaux et dûment agréés.**



## 9.2 AMÉLIORATIONS INSTITUTIONNELLES IMMÉDIATES : UNITÉS DE GESTION DE PROJET; HARMONISATION DE TARIFS ET ATTRIBUTION DES CONCESSIONS RESTANTES

**Jusqu'en 2020, des améliorations institutionnelles immédiates** se concentreront sur la création des Unités de Gestion de Projet en charge des approvisionnements d'équipements et de travaux, utilisant les fonds publics sous la coordination d'une ASER renforcée, en harmonisant les tarifs entre les concessionnaires et la SENELEC, et sur l'attribution des concessions restantes.

À court terme, la priorité sera d'améliorer le cadre institutionnel existant pour permettre un déploiement efficace de l'infrastructure (PNUER et Programme de Consolidation), en harmonisant les tarifs entre la Senelec et les concessionnaires, et attribuant les concessions restantes.

Dans un passé récent, afin de répondre aux demandes urgentes, le Gouvernement du Sénégal a signé plusieurs «accords» ou des conventions avec la Senelec, L'ASER, et le PUDC. Sous ces «conventions», L'ASER, la Senelec ou le PUDC interviennent comme des «Unités de mise en oeuvre de Projet» avec du financement venant directement de l'Etat. Ces conventions, en particulier celle avec le PUDC, où une Unité de Gestion de Projet a été installée, ont été très efficaces en termes de déploiement d'infrastructures. Cependant, les concessionnaires, qui feront la gestion des infrastructures dans le futur, n'ont pas été impliqués dans ces initiatives.

L'objectif est de répliquer le succès de l'expérience avec le PUDC et l'ASER, mais avec une implication plus forte des concessionnaires. Les 4 concessionnaires, Senelec et le PUDC, participeront à la création de six Unités de Gestion de Projet, sous la supervision de L'ASER. Les Unités de Gestion de Projet travailleront de la même façon que le PUDC assurant l'approvisionnement et la coordination / fiscalisation d'un ensemble de projets. Le financement public avec les contrats clé en main (modèle EPC) de matériaux et de travaux sera utilisé pour la mise en oeuvre des projets, malgré la flexibilité pour les modèles contractuels innovants. L'ASER sera renforcée et aura un rôle de coordination et de supervision sur les concessionnaires et les Unités de Gestion de Projet, y compris l'hébergement et gestion d'un système d'information géographique intégré de l'électrification rurale comprenant les coordonnées géographiques de tous les compteurs prépayés qui seront utilisés par les Concessionnaires et/ou Unités de Gestion de Projet.

Concernant l'harmonisation des tarifs, la mise en oeuvre est urgente. Le financement proviendra des gains d'efficacité dans le secteur de l'électricité et des subventions croisées des clients urbains: à travers une réduction différenciée par chaque concessionnaire du tarif de l'électricité payé par les concessionnaires à la Senelec et / ou à travers une augmentation de la taxe sur l'électrification rurale.

Concernant l'attribution des concessions restantes, de façon à permettre un démarrage rapide, le Gouvernement a décidé d'attribuer ces concessions directement à la Senelec.

## 9.3 RÉFORME INSTITUTIONNELLE À LONG TERME: MODÈLE DE CONCESSION RÉVISÉ ET SIMPLIFIÉ

**Après 2020, le cadre de concessions actuel sera simplifié avec une séparation claire d'activités et géographiques.** Les Concessions de Distribution Régionale constitueront la base d'opération du réseau de distribution et de l'infrastructure hors réseau et dans le futur, dans les zones urbaines et rurales.

Le Plan d'Action pour l'électrification rurale (PASER) a structuré la Distribution dans les zones rurales en 10 concessions différentes à attribuer au secteur privé et en un périmètre constitué d'une série de villages dans ces concessions, déjà électrifiés auparavant et qui continueraient à être gérés par la Senelec (le périmètre Senelec). 6 concessions au total ont été attribuées, dont 4 possédées tout ou en partie par des entités internationales comme ONE (Maroc), STEG (Tunisie) ou EDF (France). D'après une évaluation rapide des acteurs du sous-secteur de l'électrification rurale, réalisée pendant la phase de préparation du prospectus d'investissement, malgré la lente progression de l'électrification rurale les concessions sont toujours regardées comme ayant une capacité de gestion, technique et financière en adéquation.

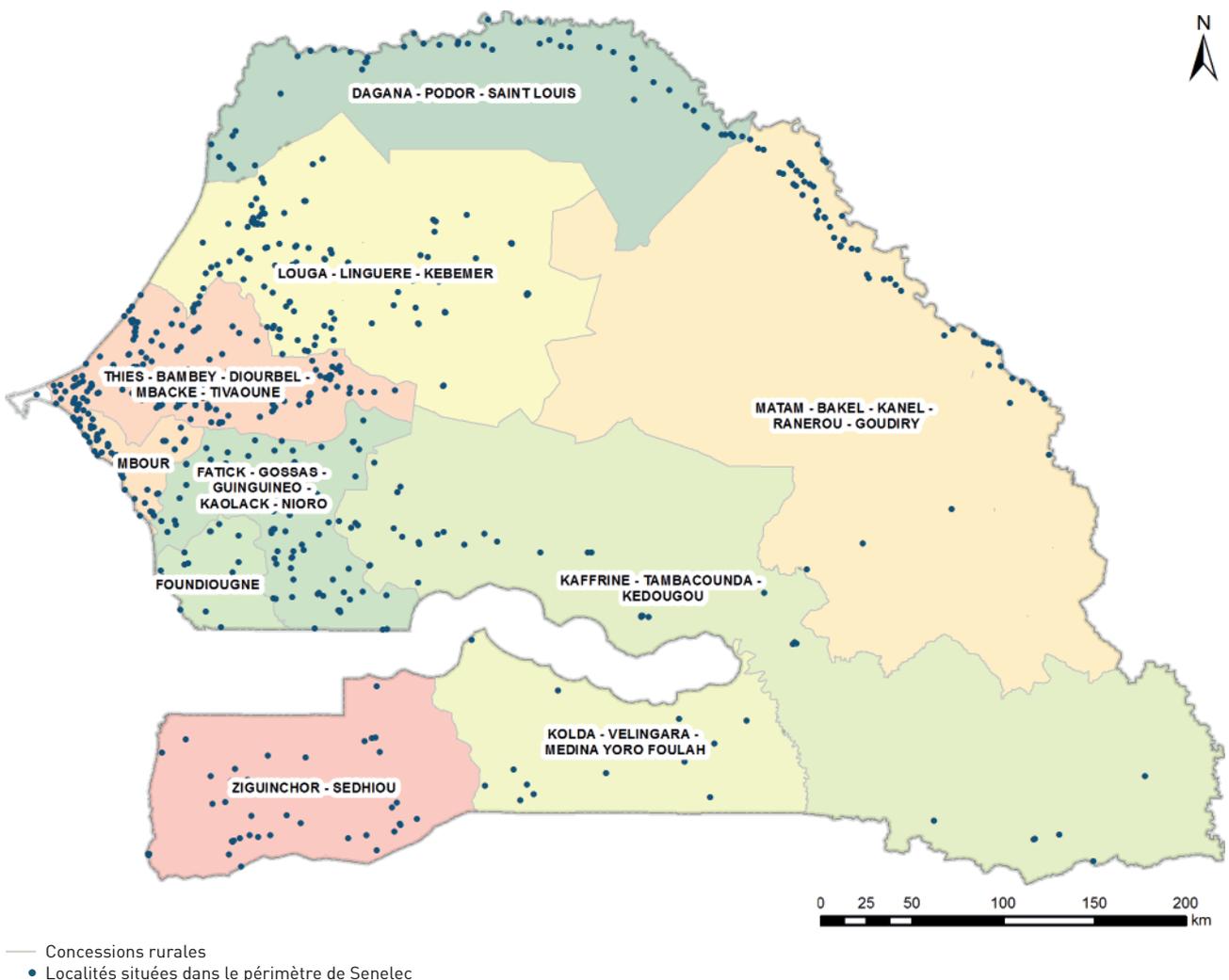


Figure 9.2 – Concessions rurales et localités situées dans le périmètre de Senelec [Source : Analyse Gesto; Données: ASER]

Le manque de performance des concessionnaires semble être en relation avec les complexités de mise en place d'un nouveau modèle (par exemple, les questions fiscales), avec le modèle de régulation mis en place – « *price cap* » – qui transpose un niveau de risque trop élevé sur les concessionnaires et avec une séparation limitée des activités et des zones géographiques – qui donnent lieu à des problèmes de coordination avec la Senelec et des différences de prix significatives entre zones adjacentes. Ces problèmes sont des défauts de conception et peuvent être corrigés.

Un modèle de concessions amélioré pourrait être efficace – comme c'est le cas dans d'autres pays. En effet, le gouvernement du Sénégal vient de décider d'étendre le modèle de concession au reste du pays en accordant directement les 4 zones de concession restantes à la Senelec. Les concessionnaires actuels sont aperçus comme des partenaires solides et fiables, qui peuvent aider le Sénégal à faire avancer son ambitieux programme d'électrification rurale.

Le modèle de concession semble approprié pour l'opération des activités de distribution, car les concessionnaires ont la possibilité d'investir et posséder des actifs, pouvant ainsi actualiser et améliorer leur infrastructure. Dans chaque zone de concession, il appartiendra au concessionnaire d'optimiser l'interaction de l'électrification du réseau et hors réseau et d'impliquer, potentiellement, la sous-traitance d'autres parties privées. De nouvelles initiatives privées doivent être convenues et mises en œuvre conjointement avec les concessionnaires – ce qui signifie que le modèle ERIL sera supprimé à l'avenir.

A long terme, après 2020, le cadre institutionnel se simplifiera progressivement. Le nombre d'acteurs sera réduit et leurs actions mieux articulées. La simplification aura lieu non seulement en termes d'acteurs mais également en termes géographiques. Idéalement, les différents projets implémentés au sein d'une concession (SENELEC, ERILs et autres) seront transférés aux concessionnaires respectifs pour opération. La rémunération de l'investissement pourra rester avec l'investisseur initial jusqu'à la dépréciation totale des actifs – évitant ainsi des compensations entre opérateurs – mais propriété et opération seront transférées. Ceci requiert un modèle de régulation plus complexe mais augmentera l'échelle, évitera la duplication d'équipes et des inefficacités – réduisant ainsi le coût global de l'électrification. Dans le futur, après 2020, un modèle de concession de distribution régionale deviendra la base pour l'exploitation des activités de distribution - urbaines et rurales - à travers le pays.

Finalement, une répartition plus claire des activités sera faite pour améliorer le niveau de service et la responsabilité. La Senelec peut également jouer un rôle de Concessionnaire de Distribution (dans les concessions pas encore attribuées), mais pour améliorer la coordination et éviter les conflits d'intérêt il serait important de séparer l'activité de Distribution de celles de Transport et Production. Toutes les compagnies de Distribution recevront un traitement égal, qu'elles fassent partie de la Senelec ou pas.

## 9.4 RÉFORME INSTITUTIONNELLE À LONG TERME : MODÈLE DE RÉGULATION

**Le modèle à long terme nécessitera d'une nouvelle approche réglementaire avec un système de compensation – lequel peut faciliter les modifications prévues sur le modèle de concession et la mise en œuvre d'un système tarifaire unique.**

Politiquement, il a été décidé que tous les sénégalais devraient payer l'électricité selon les mêmes règles, indépendamment d'où ils habitent. Cependant, fournir des services électriques à travers le pays a des coûts différents selon la localisation géographique ou technologie utilisée.

Il est seulement possible d'établir un système tarifaire unique pour tous les consommateurs du Sénégal si un système de compensations est mis en place. Chaque fournisseur vendra l'électricité au même prix – prix qui est établi par la CRSE. Certains fournisseurs recevront plus que ce qu'ils nécessitent et d'autres moins. Le système de compensation peut être fondé sur le modèle « clearing house » dans lequel les surplus sont transférés pour couvrir les déficits ou en différenciant les prix payés à la Senelec par chaque concessionnaire – avec la Senelec demandant *in fine* une compensation à l'Etat si nécessaire. La CRSE devra étudier et proposer le design et la mise en oeuvre du futur système de compensations.

Un système de compensation géré par la CRSE présente d'autres avantages car il permet de combiner différents schémas de rémunération – par exemple les PPER avec d'autres activités, permet de rémunérer des différents acteurs – par exemple ERILs ou autres entrepreneurs– facilitant ainsi la restructuration des périmètres de distribution et permet de compenser les fournisseurs qui ont des coûts de fonctionnement supérieurs – comme dans le cas du diesel – permettant une opération plus viable.

Jusqu'à ce que l'accès universel soit atteint, un degré élevé d'incertitudes restera concernant le niveau de consommation des clients ruraux – et également en considérant l'impact des compteurs prépayés dans le comportement et usages. L'incertitude liée à la demande n'est pas compatible avec la régulation du type « price cap » car seulement le prix est fixé et tout le risque lié à la demande est transféré vers les opérateurs. Une combinaison des modèles « price cap » et « cost plus » sera mise en oeuvre en commençant par des périodes de régulation plus courts et des compensations ex-post fondées sur une approche « cost plus ». Au fur et à mesure que l'incertitude liée à la demande se réduit, les périodes de régulation seraient allongées tout en réduisant les ajustements ex-post. Dans le long terme, les activités de distribution seront régulées selon un modèle du type « price cap ».



# **ANNEXE – OPPORTUNITÉS D'INVESTISSEMENT**

CODE PROJECT	PROJECT	AXE	PROGRAMME	INVESTISSEMENT (MILLION FCFA)
SD.1 - TBDMT	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Systèmes Décentralisés	Consolidation	42,82
SD.1 - FGGKN	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Systèmes Décentralisés	Consolidation	47,23
SD.1 - KTK	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	2.012,01
SD.1 - LLK	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Systèmes Décentralisés	Consolidation	135,42
SD.1 - ZS	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	185,43
SD.1 - KVM	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Systèmes Décentralisés	Consolidation	185,87
SD.1 - MBKRG	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Systèmes Décentralisés	Consolidation	836,94
SD.1 - DPS	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Systèmes Décentralisés	Consolidation	148,13
SD.1 - FDN	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Foundiougne	Systèmes Décentralisés	Consolidation	26,93
SD.1 - MBR	Solutions solaires individuels et de transition dans la concession de Mbour	Systèmes Décentralisés	Consolidation	0,33
SD.2 - SNL	PREMs hors réseau dans la concession de SENELEC	Systèmes Décentralisés	Consolidation	0,15
SD.2 - TBDMT	PREMs hors réseau dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Systèmes Décentralisés	Consolidation	1,16
SD.2 - FGGKN	PREMs hors réseau dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Systèmes Décentralisés	Consolidation	1,81
SD.2 - KTK	PREMs hors réseau dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	186,81
SD.2 - LLK	PREMs hors réseau dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Systèmes Décentralisés	Consolidation	20,24
SD.2 - ZS	PREMs hors réseau dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	21,86
SD.2 - KVM	PREMs hors réseau dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Systèmes Décentralisés	Consolidation	97,09
SD.2 - MBKRG	PREMs hors réseau dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Systèmes Décentralisés	Consolidation	106,52
SD.2 - DPS	PREMs hors réseau dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Systèmes Décentralisés	Consolidation	80,37
SD.2 - FDN	PREMs hors réseau dans la concession de Foundiougne	Systèmes Décentralisés	Consolidation	2,01
SD.3 - SNL	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de SENELEC	Systèmes Décentralisés	Consolidation	255,29
SD.3 - TBDMT	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Systèmes Décentralisés	Consolidation	158,80
SD.3 - FGGKN	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Systèmes Décentralisés	Consolidation	214,14

CODE PROJECT	PROJECT	AXE	PROGRAMME	INVESTISSEMENT (MILLION FCFA)
SD.3 - KTK	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	3.593,94
SD.3 - LLK	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Systèmes Décentralisés	Consolidation	1.328,04
SD.3 - ZS	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Systèmes Décentralisés	Consolidation	481,40
SD.3 - KVM	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Systèmes Décentralisés	Consolidation	1.180,19
SD.3 - MBKRG	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Systèmes Décentralisés	Consolidation	3.848,94
SD.3 - DPS	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Systèmes Décentralisés	Consolidation	592,74
SD.3 - FDN	Mini-Réseaux Solaire/Hybride dans la concession de Foundiougne	Systèmes Décentralisés	Consolidation	774,62
ER.1 - SNL	Les dorsales clés (duplication) dans la concession de SENELEC	Extension Réseau MT	Consolidation	39,42
ER.2 - SNL	Ramification dans la concession de SENELEC	Extension Réseau MT	Consolidation	229,79
ER.2 - TBDMT	Ramification dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Extension Réseau MT	Consolidation	10.328,85
ER.2 - FGGKN	Ramification dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Extension Réseau MT	Consolidation	14.185,92
ER.2 - KTK	Ramification dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Extension Réseau MT	Consolidation	8.440,32
ER.2 - LLK	Ramification dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Extension Réseau MT	Consolidation	9.218,12
ER.2 - ZS	Ramification dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Extension Réseau MT	Consolidation	9.194,91
ER.2 - KVM	Ramification dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Extension Réseau MT	Consolidation	4.781,71
ER.2 - MBKRG	Ramification dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Extension Réseau MT	Consolidation	1.341,43
ER.2 - DPS	Ramification dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Extension Réseau MT	Consolidation	2.539,50
ER.2 - FDN	Ramification dans la concession de Foundiougne	Extension Réseau MT	Consolidation	3.800,76
ER.2 - MBR	Ramification dans la concession de Mbour	Extension Réseau MT	Consolidation	741,29
DRN.1 - SNL	Première électrification dans la concession de SENELEC	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	46,27
DRN.1 - TBDMT	Première électrification dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	6.408,30
DRN.1 - FGGKN	Première électrification dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	7.980,34
DRN.1 - KTK	Première électrification dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	4.125,76

CODE PROJECT	PROJECT	AXE	PROGRAMME	INVESTISSEMENT (MILLION FCFA)
DRN.1 - LLK	Première électrification dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	4.109,89
DRN.1 - MBKRG	Première électrification dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.001,55
DRN.1 - DPS	Première électrification dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.190,43
DRN.1 - FDN	Première électrification dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	2.562,95
DRN.1 - MBR	Première électrification dans la concession de Mbour	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	542,11
DRN.2 - SNL	Densification BT & MT dans la concession de SENELEC	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	887,18
DRN.2 - TBDMT	Densification BT & MT dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	645,52
DRN.2 - FGGKN	Densification BT & MT dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Niore	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	443,46
DRN.2 - KTK	Densification BT & MT dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	326,91
DRN.2 - LLK	Densification BT & MT dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	192,04
DRN.2 - ZS	Densification BT & MT dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	373,83
DRN.2 - KVM	Densification BT & MT dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	197,52
DRN.2 - MBKRG	Densification BT & MT dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	292,97
DRN.2 - DPS	Densification BT & MT dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	401,29
DRN.2 - FDN	Densification BT & MT dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	42,70
DRN.2 - MBR	Densification BT & MT dans la concession de Mbour	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	294,02
DRN.3 - SNL	PREMs Réseaux dans la concession de SENELEC	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	2,31
DRN.3 - TBDMT	PREMs Réseaux dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	320,42
DRN.3 - FGGKN	PREMs Réseaux dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Niore	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	399,02
DRN.3 - KTK	PREMs Réseaux dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	206,29
DRN.3 - LLK	PREMs Réseaux dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	228,61
DRN.3 - ZS	PREMs Réseaux dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	208,23
DRN.3 - KVM	PREMs Réseaux dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	205,49

CODE PROJECT	PROJECT	AXE	PROGRAMME	INVESTISSEMENT (MILLION FCFA)
DRN.3 - MBKRG	PREMs Réseaux dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	50,08
DRN.3 - DPS	PREMs Réseaux dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	59,52
DRN.3 - FDN	PREMs Réseaux dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	128,15
DRN.3 - MBR	Première électrification dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	27,11
II.1 - SNL	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de SENELEC	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	64,49
II.1 - TBDMT	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.628,57
II.1 - FGGKN	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Fatik - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Niore	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.884,65
II.1 - KTK	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	874,20
II.1 - LLK	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	985,53
II.1 - ZS	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.018,72
II.1 - KVM	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	612,04
II.1 - MBKRG	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	187,50
II.1 - DPS	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	374,15
II.1 - FDN	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	640,99
II.1 - MBR	Encouragement de l'électrification via le réseau dans la concession de Mbour	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	197,60
II.2 - SNL	Prépaiement Universel dans la concession de SENELEC	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	3.373,48
II.2 - TBDMT	Prépaiement Universel dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	2.495,93
II.2 - FGGKN	Prépaiement Universel dans la concession de Fatik - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Niore	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	2.445,89
II.2 - KTK	Prépaiement Universel dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.153,78
II.2 - LLK	Prépaiement Universel dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.404,58
II.2 - ZS	Prépaiement Universel dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	1.889,31
II.2 - KVM	Prépaiement Universel dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	748,32
II.2 - MBKRG	Prépaiement Universel dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	796,83

CODE PROJECT	PROJECT	AXE	PROGRAMME	INVESTISSEMENT (MILLION FCFA)
II.2 - DPS	Prépaiement Universel dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	646,12
II.2 - FDN	Prépaiement Universel dans la concession de Foundiougne	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	839,32
II.2 - MBR	Prépaiement Universel dans la concession de Mbour	Distribution dans le Réseau National	Consolidation	312,89
CCPI - SNL	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de SENELEC	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	194,60
CCPI - TBDMT	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Thies - Bambey - Diourbel - Mbacke - Tivaoune	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	875,20
CCPI - FGKKN	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Fatick - Gossas - Guinguineo - Kaolack - Nioro	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	1.096,57
CCPI - KTK	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Kaffrine - Tambacounda - Kedougou	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	831,09
CCPI - LLLK	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Louga - Linguere - Kebemer	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	718,46
CCPI - ZS	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Ziguinchor - Sedhiou	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	696,75
CCPI - KVM	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Kolda - Velingara - Medina Yoro Foulah	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	481,42
CCPI - MBKRG	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Matam - Bakel - Kanel - Ranerou - Goudiry	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	336,20
CCPI - DPS	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Dagana - Podor - Saint Louis	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	239,64
CCPI - FDN	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Foundiougne	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	350,33
CCPI - MBR	Capacité, Coordination, Projet e Ingénierie dans la concession de Mbour	Capacité, Coordination, Projet e Ingénieriel	Consolidation	84,04

# DONNÉES TECHNIQUES

ISBN nombre 978-989-54190-3-6

Dépôt Légal nombre XXXXX/XX

1ère Edition: Juin 2018

Copyright © Gesto-Energia, S.A

## DÉVELOPPÉ PAR:





