



République du Sénégal

Un Peuple • Un But • Une Foi

**MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE,
DU PÉTROLE ET DES MINES**

*

STRATÉGIE D'ACHÈVEMENT DE L'ACCÈS UNIVERSEL À L'ÉLECTRICITÉ À L'HORIZON 2029

Rapport Final

Version consolidée

Avril 2026



ANER
Agence Nationale pour les Énergies Renouvelables
SENEGAL



Table des matières

Liste des sigles et abréviations.....	5
Résumé exécutif.....	7
Contexte et justification.....	16
I. Cadre institutionnel et axes d'interventions.....	18
II. Évolution de l'accès.....	19
III. Diagnostic du cadre intervention	21
IV. Identification des axes stratégiques et principes directeurs	22
Chapitre 1 — État des lieux	24
I. Introduction.....	25
II. Mise à jour base de données Accès.....	25
1. Collecte et traitement des données.....	25
2. Analyse et résultats	25
Données en macro.....	27
III. Situation des projets d'Accès au mois de Mai 2025	28
2.1 Projets d'électrification en cours	30
2.2 Suivi passation de marché.....	30
2.3 Suivi exécution des activités.....	31
2.3.1 Projets de l'ASER.....	32
2.3.2 Projets de Senelec	34
2.3.3 Projets du PUDC.....	37
2.3.4 Projets du PUMA.....	38
2.3.5 Projets du MCA	40
2.3.6 Projets ENDEV/GIZ	41
2.3.7 Projets SOGEM/OMVS.....	42
2.4 Suivi budgétaire	43
2.5 Situation intermédiaire de l'accès au 31 décembre 2026.....	46
2.6 Situation actuelle des projets d'électrification (mai 2025)	46
2.7 Projections de réalisation (T3-T4 2025 et T1-T4 2026)	47
2.8 Analyse des projections	47
Chapitre 2 — Plan d'investissement consolidé	49
I. Introduction	50

II.	Méthodologie.....	50
III.	Identification du Gap	51
IV.	Critères de choix technologies et Hypothèses de coûts.....	51
	Hypothèses générales.....	51
	Hypothèses pour le Réseau BT des localités Extension réseau et mini centrale solaire.....	52
	Hypothèses pour les Mini centrales solaires photovoltaïques.....	52
	Hypothèses de coûts (Coûts unitaires de référence)	53
	Hypothèse de dimensionnement	54
	Critères de choix technologiques.....	54
V.	Évaluation des coûts globaux par technologies.....	55
VI.	Ventilation par pôle territoire.....	57
VII.	Approche genre et inclusion sociale.....	60
	Montants par pôle et par genre (Mds FCFA)	61
VIII.	Stratégie de mobilisation des financements	61
	Principes directeurs	61
	Répartition des financements prévus	62
	Autres instruments financiers alternatifs	62
IX.	Risques Financiers et Mesures d'Atténuation.....	62
X.	Renforcement du secteur privé et des acteurs locaux	63
XI.	Calendrier indicatif	63
XII.	Suivi Financier	64
XIII.	Synthèse	65
	Chapitre 3 — Plan d'amélioration et d'opérationnalisation	66
I.	Introduction	67
II.	Diagnostic des contraintes.....	67
III.	Recommandations.....	70
XIV.	Axes d'orientation stratégique	72
XV.	Plan d'action et indicateurs de suivi	73
	Chapitre 4 — Suivi-Évaluation intégré.....	83
I.	Introduction.....	84
II.	Méthodologie	84
	1. Revue documentaire.....	84
	2. Analyse du dispositif existant	85
III.	Évaluation des projets, programmes et politiques	94

IV.	Proposition de Stratégie de Suivi-Évaluation	95
1.	Proposition de Dispositif Intégré	95
2.	Théorie du changement.....	100
3.	Mise en œuvre de la Stratégie de Suivi-Évaluation	101
V.	Conclusion et Recommandations.....	102
Annexes.....		104
I.	Coût par région et par technologie.....	104
II.	Indicateurs de suivi et performance	106
III.	Fiches projets du Plan d'investissement Consolidé	108
VI.	Liste membres du groupe de travail.....	115

Liste des tableaux

- Tableau 1 — Récapitulatif des données consolidées
- Tableau 2 — Localités par unité de gestion
- Tableau 3 — Statistiques d'électrification par statut (synthèse)
- Tableau 4 — Statistiques par milieu
- Tableau 5 — Statistiques d'électrification par concessionnaire (extraits)
- Tableau 6 — Répartition par technologie (synthèse)
- Tableau 7 — Couverture par région (exemples)
- Tableau 8 — Taux de couverture par pôle (synthèse)
- Tableau 9 — Obligations de desserte – Concessionnaires
- Tableau 10 — Projets en cours par structure

Liste des sigles et abréviations

Sigle	Définition
AEME	Agence pour l'Économie et la Maîtrise de l'Énergie
AFD	Agence Française de Développement
ANER	Agence nationale pour les Énergies Renouvelables
ANSD	Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie
ASER	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
BEI	Banque Européenne d'Investissement
BID	Banque Islamique de Développement
BM	Banque Mondiale
BOAD	Banque Ouest Africaine de Développement
BT	Basse Tension
CEDEAO	Comité Économique pour le Développement des États de l'Afrique de l'Ouest
CRSE	Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie
ENDEV	Energising Development
ERA	Énergie Rurale Africaine
GIZ	Agence Allemande de Coopération Internationale pour le Développement
HTA	Haute Tension niveau A (Moyenne Tension)
KFW	Banque de Développement Allemande
MCA	Millenium Challenge Account
MEPM	Ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines
MT	Moyenne Tension
OMVS	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Sénégal
OMVG	Organisation pour la Mise en Valeur du Fleuve Gambie
PAU	Programme d'Accès Universel
PAUE	Programme d'Accès Universel à l'Électricité
PIC	Plan d'Investissement Consolidé
PPP	Partenariat Public Privé

PUDC	Programme d'Urgence de Développement Communautaire
PUMA	Programme d'Urgence de Modernisation des Axes Frontaliers
SAAUE	Stratégie d'Achèvement de l'Accès universel à l'Électricité
SENELEC	Société Nationale d'Électricité du Sénégal
SHS	Solar Home System
SND	Stratégie Nationale de Développement
UCS	Unité de Coordination et de Supervision

Résumé exécutif

La publication de ce document stratégique est l'aboutissement de cinq mois de travaux ayant mobilisé l'ensemble des acteurs du secteur.

La présente formulation de *stratégie d'achèvement de l'accès universel à l'électricité à l'horizon 2029 s'articule* autour des principaux livrables produits par les groupes de travail.

Après un rappel du contexte, de la vision nationale et du diagnostic d'intervention, le rapport présente :

1. L'état des lieux de l'électrification au Sénégal ;
2. Le plan d'investissements consolidé pour alimenter l'ensemble des localités non encore électrifiées au Sénégal ;
3. Le plan d'amélioration de l'opérationnalisation des projets ;
4. Un cadre de suivi-évaluation intégré du plan d'achèvement de l'accès universel.

Le chapitre introductif porte sur le rappel du contexte. L'accès universel à l'électricité à l'horizon 2029 est une priorité majeure de la vision Sénégal 2050. L'adoption de la loi n°2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité, en remplacement de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, a actualisé le cadre institutionnel, réglementaire et opérationnel en matière d'électrification rurale.

En 2024, le taux d'électrification nationale était de 86 %. Des contraintes majeures persistent :

- Mobilisation insuffisante des financements ;
- Lenteur de la mise en œuvre des projets ;
- Exclusion de la prise en charge des installations intérieures des ménages dans la plupart des programmes.

Cependant, plusieurs opportunités structurelles et institutionnelles peuvent être exploitées pour accélérer l'électrification universelle d'ici 2029, notamment la dérogation sur les marchés publics accordée à certaines structures dans le secteur de l'énergie dont Senelec pour l'accélération de la mise en œuvre des projets phares comme l'accès à l'électricité, la mise en place d'un guichet unique pour les demandes de licences des opérateurs privés, le nouveau Code de l'électricité (2021) qui consacre l'électrification rurale décentralisée et ouvre davantage le secteur aux acteurs non étatiques, le maillage intégral du territoire en réseau Haute Tension, l'augmentation continue de la capacité de production électrique, passant de 1 185 MW en 2018 à plus de 1 904 MW en 2024, permettant d'absorber les nouvelles demandes liées à l'électrification rurale, l'existence d'une base de données commune et la mise en place d'une Unité de Coordination et de Suivi (UCS) dédiée, ainsi que d'un Système d'Information Géographique (SIG) partagé, favorisent une meilleure planification, répartition et priorisation des interventions. Enfin, la Vision Sénégal 2050 et la Stratégie Nationale de Développement (SND) qui offrent un cadre stratégique à moyen et long terme.

Le nouveau calendrier qui renvoie l'objectif d'accès universel en 2029 est basé sur une appréciation plus réaliste des capacités de financement. Un accent particulier est mis sur le genre pour faire de l'accès à l'énergie un levier de réduction des inégalités et de croissance inclusive (accès équitable pour les femmes, les jeunes et les populations vulnérables).

Le chapitre premier présente l'état des lieux du programme d'accès universel :

- Mise à jour de la base de données Accès consolidée avec la nouvelle base de l'ANSD ;
- Évaluation de la situation de référence au 31 décembre 2024 ;
- Production du rapport de l'état d'avancement des projets en cours ;
- Situation intermédiaire à fin 2026.

Cette étape a débuté par l'exploitation des données existantes, en particulier la base de données du Programme d'Accès Universel à l'électricité (PAUE) qui consolide les informations provenant des différents acteurs du secteur. L'analyse de cette base a révélé la nécessité de son actualisation, notamment par la mise à jour des statuts d'électrification des localités et l'ajout de celles non répertoriées dans l'ancienne base de l'ANSD de 2013. Cette base de données actualisée a été nommée Base Accès.

Il a fallu attendre l'acquisition de la nouvelle base de données de l'ANSD de 2023 (Base ANSD 2023) le 24 septembre 2025 pour mettre complètement en cohérence la base Accès. La Base ANSD 2023, bien que plus complète en termes de couverture démographique et de nombre de localités a nécessité un travail de 15 jours pour matcher les informations avec la base Accès.

Il a donc été décidé d'enrichir la base Accès avec les données complètes de la base ANSD 2023 afin de garantir une couverture exhaustive de l'ensemble des localités concernées par les efforts d'électrification. L'hypothèse adoptée est de considérer qu'une localité est électrifiée si 60% des ménages qui la composent disposent de l'électricité (selon la base ANSD 2023) même si c'est solaire.

Le traitement et la validation de la Base Accès à partir de la base ANSD 2023 ont permis de vérifier la qualité et la fiabilité des données et a abouti à plusieurs classements des statistiques selon le statut (électrifié, en cours et non électrifié), par Localités/population/ménages, Zones (urbain et rural), Concessionnaire, Région et par Pôle.

Le traitement croisé des bases de données a également établi la situation de référence suivante :

- Total localités : 25 725 ;
- Localités électrifiées : 12 683 ;
- Population totale : 18 255 526 ;
- Population en localités électrifiées : 15 053 287 ;
- Taux d'électrification nationale : ratio entre ménages raccordés/ ménages totaux **(86%)**.

Dans une deuxième étape, il a été établi **l'état d'avancement des 30 projets et programmes en cours d'exécution ou en phase d'achèvement** mis en œuvre par **sept structures** : ASER, Senelec, PUDC, MCA, PUMA, ENDEV/GIZ et SOGEM/OMVS.

Ce suivi a mis en évidence des écarts importants dans les délais, atteignant parfois jusqu'à 30 mois de retard sur certaines procédures.

L'analyse du processus de passation de marchés a révélé des délais anormalement longs, aussi bien pour les études (techniques et impact environnemental) que pour la réalisation des travaux, atteignant un à deux ans dans certains cas, des délais manifestement déraisonnables au regard des impératifs d'exécution des projets.

L'analyse des niveaux de progression révèle une situation préoccupante. Sur les sept structures chargées de l'exécution des projets, seulement quatre affichent un taux d'exécution supérieur à 50 %. Trois entités présentent des taux oscillants entre 40 % et 48 %, d'après les données collectées.

L'analyse de performance des projets d'accès a révélé un taux de décaissement global de 41%, un niveau relativement faible qui traduit la progression timide constatée dans l'exécution des activités des différents projets.

Il convient de souligner que cette moyenne cache des disparités importantes, certains projets affichent des taux de décaissement supérieurs à 90 %, tandis que d'autres peinent à atteindre 10 %, en raison de retards dans la mobilisation des financements (contrats de rétrocession non encore signés) ou du manque d'informations sur les budgets alloués.

La dernière étape de **l'évaluation de l'état des lieux présente la situation prévisionnelle de l'électrification nationale à la date du 31 décembre 2026**. L'objectif est d'apprécier la progression vers l'objectif d'accès universel à l'horizon 2029, en identifiant les avancées attendues et les écarts éventuels, afin de permettre une réorientation ou un renforcement des actions si nécessaire.

Les prévisions reposent sur deux sources principales :

- La situation établie à fin 2024, issue du diagnostic consolidé présenté dans les sections précédentes ;
- Les plannings de réalisation transmis par les unités de gestion, couvrant les trimestres T3 et T4 de l'année 2025 ainsi que les quatre trimestres de l'année 2026.

L'intégration de ces informations permet d'établir une projection réaliste de l'état d'avancement des projets à fin 2026.

Le chapitre 2 représente le pivot de la présente stratégie d'achèvement de l'accès universel à l'électricité à l'horizon 2029. **Il décline le Plan d'investissement Consolidé (PIC) de l'accès universel à l'horizon 2029**. La stabilisation de la base de données accès universel tenant compte de la BD

2023, a permis de donner un état des lieux fiable et un plan d'investissements réaliste qui reflète les besoins réels.

Le Plan d'Investissement Consolidé (PIC) repose sur une approche de planification qui consiste, à partir de la vision nationale et de la situation de référence, à définir les hypothèses de coûts et le cadre budgétaire global. Cette démarche permet de garantir la cohérence avec les orientations de politique énergétique du Gouvernement, de fixer un cap clair et de donner aux partenaires financiers un référentiel unique et consolidé.

L'élaboration du PIC s'est appuyée sur une méthodologie de travail, visant à produire rapidement des résultats tangibles et exploitables en tenant compte des données démographiques (populations et ménages) et de la distance au réseau existant ou planifié. Cette approche a permis d'identifier en priorité les localités non inscrites dans les projets.

L'estimation des coûts par localité se fonde principalement sur les critères de choix technologiques du plan opérationnel et des coûts de référence actualisés.

L'approche méthodologique adoptée vise à :

- L'évaluation du gap à combler : localités à électrifier et ménages à raccorder
- Définir des objectifs chiffrés par localité, puis les agréger au niveau des pôles-territoires et au niveau national ;
- Planifier un calendrier réaliste et établir un cadre budgétaire global.

Elle s'appuie sur deux paramètres principaux :

1. Profil démographique et distance aux réseaux existants ou planifiés ;
2. Hypothèses de coûts par ménage (investissement et raccordement).

Sur cette base, une combinaison optimisée de solutions est retenue, en fonction des spécificités démographiques et géographiques des localités.

Le chapitre présente : (i) la grille de détermination des solutions, (ii) la répartition consolidée par technologie, et (iii) l'approche territoriale par pôles de développement.

L'état des lieux qui a été réalisé révèle 12 683 localités électrifiées sur un total de 25 725 localités existant. Ce résultat témoigne des efforts soutenus réalisés au cours des dernières années.

Parallèlement, 6 571 localités sont actuellement en phase de réalisation dans différents projets nationaux qui devraient être achevés en 2027 avec un rythme soutenu. Cependant, **6 471 localités nécessitent un plan de mobilisation des financements pour atteindre l'accès universel.**

Partant des critères identifiés (Distance au réseau et taille de la population), trois variantes ont été simulées :

- **Scenario de base - Critère étude Plan Opérationnel 2019.**

Option historique adoptée en 2019 dans le cadre du plan opérationnel d'investissements pour l'accès. Elle s'appuie sur un critère de sensibilité combinant taille démographique des localités et distance au réseau, afin d'arbitrer de façon optimale les priorités de raccordement.

- **Variante 1 – Prépondérance au réseau.**

Approche fondée sur le retour d'expérience d'exploitation technique et commerciale. Senelec préconise un raccordement par extension de réseau pour toute localité située à moins de 10 km d'une infrastructure existante, quelle que soit la taille de sa population.

- **Variante 2 – Prépondérance au hors réseau.**

Sous-critère du PO visant à assouplir l'obligation de raccordement systématique au réseau sur 1 km de la ligne : il introduit une dérogation à l'exigence de raccorder toute localité située à un (1) kilomètre d'une ligne, lorsque des solutions alternatives s'avèrent plus pertinentes pour une population de moins de 100 habitants.

Il découle des trois scénarios 1,2 et 3, un PIC respectivement de 396 milliards de F CFA, 464 milliards de F CFA et 369 milliards de F CFA.

L'approche fondée sur les critères variante 2 présente des coûts unitaires plus faibles, mais elle s'expose à un risque élevé de refus social pour les localités "sous la ligne". Quant à la variante 1, elle se heurte à un coût global plus élevé et à des délais supplémentaires liés aux études d'impact et aux exigences de bancabilité/rentabilité.

L'option proposée consiste à maintenir les critères du PO, qui demeurent de loin les plus raisonnables en termes de capacités, **soit un budget global de 396 milliards de F CFA.**

Le PIC a été ventilé par **pôles territoires** afin d'optimiser l'impact des investissements et d'adapter la stratégie du gouvernement en matière de développement économique, le pays est subdivisé en 8 pôles territoriaux, chacun présentant des caractéristiques démographiques, économiques et géographiques distinctes. Le pôle de Dakar étant exclu car ayant atteint la couverture universelle, l'étude est centrée sur les 7 pôles restants.

Les pôles Centre-Nord et Est-Sud Est, qui concentrent près de la moitié du budget, bénéficient d'un effort soutenu pour accélérer l'accès.

Les pôles à enjeux sociaux élevés comme Casamance et Fleuve Nord sont ciblés pour réduire rapidement les inégalités territoriales, tandis que les pôles Delta & Niayes et Sine-Saloum visent la consolidation et la sécurisation de l'accès déjà partiellement assuré.

Des fiches de projets par pôles seront établies en regroupant au besoin deux (2) pôles par projet.

Grâce à la nouvelle base consolidée à partir des données de l'ANSD, **une répartition par genre pour chaque localité a été obtenue**. Une approche orientée genre constitue aujourd'hui une exigence dans la priorisation des investissements notamment pour le volet usage productif.

Ainsi, la stratégie évalue le nombre de bénéficiaires directs sous forme de personnes ayant accès à l'électricité grâce aux branchements des ménages. Étant donné le grand nombre et la répartition des bénéficiaires sur le territoire national, on suppose que le pourcentage de femmes est pratiquement équivalent à la moyenne nationale.

Une stratégie de mobilisation des financements a été identifiée pour couvrir un besoin global projeté sur 10 ans de prévisions de la demande, estimé à 396 milliards de FCFA sur la période 2025-2029. Elle s'appuie sur une diversification des sources de financement afin de stimuler l'implication du secteur privé et d'identifier des instruments financiers alternatifs

Le calendrier propose une feuille de route progressive et structurée pour la mise en œuvre des financements et des projets d'électrification rurale :

- 2025-2026 : cette phase initiale est consacrée à la mobilisation intégrale des financements requis ;
- 2027 : Cette étape correspond au démarrage effectif de la mise en œuvre du plan d'investissement consolidé (PIC) portant sur les projets nouveaux suivant le calendrier des activités indiqué ;
- 2028 : Poursuite des travaux du PIC ;
- 2029 : Finalisation des travaux d'accès et mise en place d'un dispositif pérenne de maintenance et de densification, garantissant la viabilité des infrastructures.

Le PIC 2025-2029, avec un budget estimé à 396 milliards de francs CFA offre un cadre rationnel et réaliste pour atteindre l'accès universel à l'électricité.

La combinaison des solutions techniques et l'approche territoriale permettront de répondre efficacement aux disparités régionales, tout en garantissant la pérennité des installations. Le renforcement institutionnel et l'implication du secteur privé renforceront la gouvernance et la mobilisation des ressources.

La diversification des instruments financiers, incluant les obligations vertes et les mécanismes de financement climat, constitue une opportunité pour sécuriser les ressources.

Ce plan donne les moyens au Sénégal de garantir à chaque citoyen, où qu'il vive, un accès équitable, fiable, durable et abordable à l'électricité d'ici 2029, contribuant ainsi à la croissance inclusive et à la réduction de la pauvreté.

Le Chapitre 3 qui propose **un plan d'amélioration de l'opérationnalisation des projets d'accès universel** porte sur la mise en œuvre opérationnelle de la stratégie et l'amélioration de l'exécution des projets.

Il a pour objectif d'instaurer une gouvernance claire, des procédures simplifiées et des outils numériques (SSE/SIG et e-procurement) pour fiabiliser les décisions, accroître la transparence et diminuer les risques de perte de financements.

À la suite d'une analyse stratégique (PESTEL et SWOT), il formule des recommandations concrètes pour lever les blocages administratifs, financiers, techniques, institutionnels, réglementaires et sociétaux, selon plusieurs axes d'orientation stratégique :

Renforcer la gouvernance et la coordination en améliorant le comité de pilotage du Programme accès universel avec des réunions trimestrielles et des mécanismes de suivi clairs ;

Créer un tableau de bord partagé et une plateforme numérique de collaboration entre les parties prenantes (UGP, bailleurs, autorités locales, ministères).

Améliorer les DAO afin de recruter des entreprises performantes :

-intégrer une grille de notation de performance, limiter le volume de marchés en cours par entreprise et instituer une évaluation ex-ante des capacités des soumissionnaires.

Étendre la préqualification et les listes restreintes par lots; recourir à des accords-cadres/achats groupés pour les fournitures récurrentes.

Prévoir la prise en charge de l'impact environnemental et social : adapter les PGES aux réalités des projets d'électrification rurale, prévoir et financer systématiquement l'indemnisation des personnes affectées, institutionnaliser un Mécanisme de Gestion des Plaintes et intégrer la dimension genre et inclusion sociale, mettre en place une plateforme collaborative partagée et impliquer les populations et leaders communautaires dès la planification des projets ;

Signer une convention-cadre avec le Ministère de l'environnement (Eaux & Forêts) pour accélérer les autorisations (abattage, élagage, emprise). Il existe des conventions signées directement entre Senelec et la Direction des Eaux et Forêts. Il est recommandé de porter ce type de convention à un niveau ministériel afin de permettre leur extension à toutes les structures d'exécution des projets d'accès, pour un cadre opérationnel unifié ;

Signer une convention-cadre tripartite entre les ministères chargés de l'énergie, des finances, du budget et de la coopération : afin de lever toutes les contraintes douanières, fiscales et des lenteurs administratives dans l'instruction des conventions de financement :

- Planifier le financement systématique des études (EIES et PAR) et le paiement des PAP dans la LFI/LFR) ; élaborer une clause contractuelle spécifique à la gestion des PAP...) ;

- Simplifier les procédures d'exonération douanière via un mécanisme de fast-Track avec la DGID et la Douane (supprimer l'étape APIX si possible) ;
- Digitaliser les circuits d'exonération, de paiement et de décaissement via un guichet unique ;
- Dématérialiser de bout en bout la chaîne AO, Évaluation et ANO via un guichet unique (ou plateforme) interconnecté (DCMP, DODP, UGP, bailleurs) afin de réduire les délais d'approbation des contrats et de traitement des ANO ;
- Créer une cellule de veille sur les paiements critiques et intégrer une clause contractuelle d'accélération des décaissements dans les conventions ;
- Améliorer la qualité des dossiers de paiement, la complétude et à l'éligibilité des pièces justificatives jointes aux demandes de paiement afin de réduire les rejets, de limiter les retards de traitement, et de renforcer la crédibilité des projets vis-à-vis des structures de contrôle et des bailleurs de fonds ;
- Instaurer une programmation réaliste des besoins en crédits de paiement, alignée sur les PTBA des projets, afin d'éviter les tensions de trésorerie, les ruptures de crédits.

À la lumière de ces constats, il est indispensable d'engager rapidement :

- Un renforcement de la coordination institutionnelle, notamment entre les acteurs publics, les bailleurs de fonds et les opérateurs privés ;
- Une accélération ciblée des projets en retard, en particulier dans les régions à faible taux de couverture ;
- Une amélioration continue du système de données, avec une mise à jour régulière des bases géographiques et statistiques ;
- Un suivi-évaluation rigoureux et périodique, adossé à des indicateurs clairs, pour piloter efficacement les efforts vers les zones et technologies prioritaires.

Ces éléments sont essentiels pour permettre au Sénégal de tenir son engagement stratégique d'accès universel à l'électricité d'ici 2029, tout en garantissant l'équité territoriale, l'efficacité de l'investissement public et une transition vers un mix énergétique durable et inclusif.

Un plan d'actions avec des indicateurs de suivi a été décliné.

Quelques retours d'expérience réussies en Afrique ont été rappelés (ONEE au Maroc).

Le Chapitre 4 qui porte sur **la mise en place d'un dispositif de suivi-évaluation intégré** (tableau de bord commun, indicateurs, disponibilité des données) afin d'assurer une mise en œuvre efficace,

transparente et équitable de la stratégie d'accès universel à l'électricité, tout en mesurant les progrès, l'impact et les obstacles afin de guider les décisions politiques et opérationnelles. Il s'agira spécifiquement de :

- suivre l'efficacité opérationnelle de sa mise en œuvre ;
- mesurer la portée et l'impact de la stratégie ;
- vérifier l'adhésion communautaire et la satisfaction des bénéficiaires ;
- identifier les difficultés et les leçons apprises.

Il a été effectué une revue documentaire et une analyse du dispositif de suivi-évaluation sur la base d'une dizaine de réunions et l'administration de questionnaires aux directions (DEPSE, DEL, DAGE et DODP), à l'UCS – PAU, aux UGP (PAMACEL, PADAES, PADERAU, BEST), aux Projets Boucle du Ferlo, WELDY et aux programmes intervenant dans l'électrification rurale (PUMA et PUDC).

La Proposition de Dispositif Intégré de suivi évaluation décline deux modes de gouvernance :

- une gouvernance centralisée qui préconise le maintien du schéma actuel avec l'UCS. Cependant, l'arrêté devra être mis à jour car l'horizon s'arrête en 2025 et élargi à la tutelle des programmes PUDC et PUMA mais également du Conseiller technique du Premier Ministre.
- une gouvernance décentralisée portée par les comités régionaux dirigés par les Gouverneurs dans chaque région.

Il est recommandé la mise en place d'une plateforme informatique intégrée communiquant avec un système SIG avec un système d'analyse géospatial dont l'enjeu est de rendre inter-opérationnels l'ensemble des systèmes d'information de tous les acteurs afin de disposer d'une mise à jour en temps réel du système d'information de référence, pouvant permettre à toutes les parties prenantes au programme d'accès d'avoir les informations à temps réels.

La mise en œuvre du système de suivi-évaluation (S&E) de la Stratégie d'achèvement de l'accès universel à l'Électricité (S2AUE) nécessite un ensemble cohérent de **ressources financières et techniques**, adaptées aux objectifs du système, à la taille du programme ou projet, et au contexte institutionnel. Ces ressources sont intégrées dans le plan d'investissement au niveau de la composante

Les ressources financières ayant fait l'objet d'une évaluation financière sont essentielles pour couvrir l'ensemble des coûts liés à la conception, à la mise en œuvre, au fonctionnement et à la pérennisation du système de S&E.

Contexte et justification

Contexte et vision nationale

Le Sénégal a fait de l'accès universel à l'électricité un axe majeur de sa vision « Sénégal 2050 ». L'objectif, initialement fixé pour 2025, a été repoussé à 2029 à cause de retards de financement, de procédures administratives complexes et de chocs exogènes (pandémie de COVID-19, guerre en Ukraine). La Lettre de politique de développement du secteur de l'énergie et mines (LPDSEM 2025-2029) confirme cet engagement.

En 2022, le taux d'accès à l'électricité s'élevait à 80,95 %, bien au-dessus de la moyenne africaine (51,40 %)¹. Le taux d'électrification rurale est passé de 42,30 % en 2018 à 65,84 % en 2023, marquant un bond de 23 points. Ces progrès placent le Sénégal parmi les leaders en matière d'électrification rurale en Afrique subsaharienne.

Malgré les progrès réalisés (84,3 % d'électrification nationale et 65,6 % en milieu rural en 2023), des contraintes majeures persistent :

- la mobilisation insuffisante des financements ;
- le rythme lent de mise en œuvre des projets ;
- la prise en charge des installations intérieures des ménages, souvent exclues des programmes.

Le nouveau calendrier repose sur une appréciation plus réaliste des capacités institutionnelles et techniques d'absorption des investissements. Il vise à consolider les acquis, planifier les efforts restants et assurer une couverture durable, inclusive et de qualité.

Le Programme 1 de la LPDSEM 2025-2029 a pour objectif global *d'assurer l'accès à une énergie de qualité, compétitive et durable, dans le cadre d'une transition énergétique juste et équitable au profit d'un développement endogène*. Compte tenu du rôle structurant du secteur dans l'édification d'un « Sénégal souverain, juste et prospère », il met en avant la nécessité d'intégrer l'équité de genre dans les priorités (accès équitable pour les femmes, les jeunes et les populations vulnérables, afin d'en faire un levier de réduction des inégalités et de croissance inclusive).

L'État, à travers l'ASER, le PUDC, Senelec et d'autres acteurs, poursuit la mise en œuvre des programmes d'électrification sur la base d'un cadre institutionnel clarifié et d'axes d'intervention diversifiés.

¹ Source à compléter

I. Cadre institutionnel et axes d'interventions

L'adoption de la **loi n°2021-31 du 9 juillet 2021 portant Code de l'électricité**, en remplacement de la loi n°98-29 du 14 avril 1998, a actualisé le cadre institutionnel, réglementaire et opérationnel en matière **d'électrification rurale**.

Le **Ministère en charge de l'Énergie** assure l'élaboration de la politique sectorielle définie par le Chef de l'État, sa mise en œuvre, la définition du **plan national d'électrification**, et la coordination des interventions en matière d'accès à l'électricité sur l'ensemble du territoire.

L'**Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)** joue le rôle de **maître d'ouvrage délégué** pour l'électrification rurale. Elle est chargée de traduire les orientations stratégiques de l'État en programmes opérationnels, de superviser le déploiement des projets, d'en assurer le suivi, le contrôle et l'évaluation, et de veiller à leur alignement avec les objectifs du plan national d'électrification.

L'**opérateur historique Senelec**, chargé de la gestion du réseau interconnecté, met également en œuvre des projets d'électrification rurale d'envergure et exploite les localités électrifiées dans son périmètre. Le périmètre de Senelec a été **étendu à six (6) concessions d'électrification rurale**.

La **Commission de Régulation du Secteur de l'Énergie (CRSE)** est l'autorité de régulation indépendante qui veille au **respect des engagements contractuels** des concessionnaires, à la **protection des consommateurs**, et à la **viabilité économique du secteur**, notamment à travers l'approbation des tarifs.

Le Code de l'électricité définit désormais trois grands **canaux d'intervention** en matière d'électrification rurale :

- ❖ Les **concessions d'électrification rurale** attribuées par l'État pour des zones bien définies, suivant les orientations du plan d'électrification rurale ;
- ❖ Les **projets d'Électrification Rurale Décentralisée (ERD)**, qui remplacent les projets d'Électrification rurale d'Initiative locale (ERIL). Ces projets, exclusivement **hors réseau**, portent sur des solutions décentralisées (mini-réseaux, systèmes autonomes solaires, etc.) dans des localités rurales non incluses dans les programmes prioritaires ou programmes d'investissement. Ils peuvent être portés par des opérateurs publics ou privés, suivant un cadre contractuel validé par l'ASER ;
- ❖ Les **programmes d'urgence d'électrification rurale**, visant à répondre rapidement aux besoins d'accès dans les zones prioritaires, souvent réalisés par l'ASER, Senelec, le PUDC ou le PUMA.

Le **Code de l'électricité** introduit également un **régime de vente libre** de systèmes solaires autonomes, qui permet à des **acteurs privés indépendants**, non titulaires de concessions ni de contrats ERD, de commercialiser des kits solaires domestiques. Ce mécanisme vise à **stimuler l'accès universel** à l'électricité, notamment dans les habitats dispersés où les solutions individuelles sont plus viables techniquement et économiquement.



Figure 1 : Cartographie des zones de concession d'électrification rurale

II. Évolution de l'accès

Entre 2000 et 2024, le taux national est passé d'environ 27 % à 86 %, et le taux rural de 8 % à 70 %. Cette progression illustre l'impact des programmes structurants.

L'analyse des données sur deux décennies montre une progression remarquable de l'électrification :

- En **2000**, le taux d'accès à l'électricité était de **27 % au niveau national**, avec seulement **8 % en zone rurale**.
- En **2014**, le taux est passé à **61,5%**, mais la fracture rural/urbain persistait : **88,5 % en zone urbaine** contre seulement **29,5 % en zone rurale**.
- En **2018**, grâce aux programmes structurants (PNUER, concessions d'électrification, projets INDE et conventions), le taux national est passé à **69,6%**, dont **42,3 % en zone rurale**.
- En **2023**, il a atteint **84 %**, traduisant les effets combinés des extensions réseau, mini-réseaux et kits solaires.
- En **2024**, le taux national est de **86,2 %**, dont environ **69,84 % en zone rurale**.

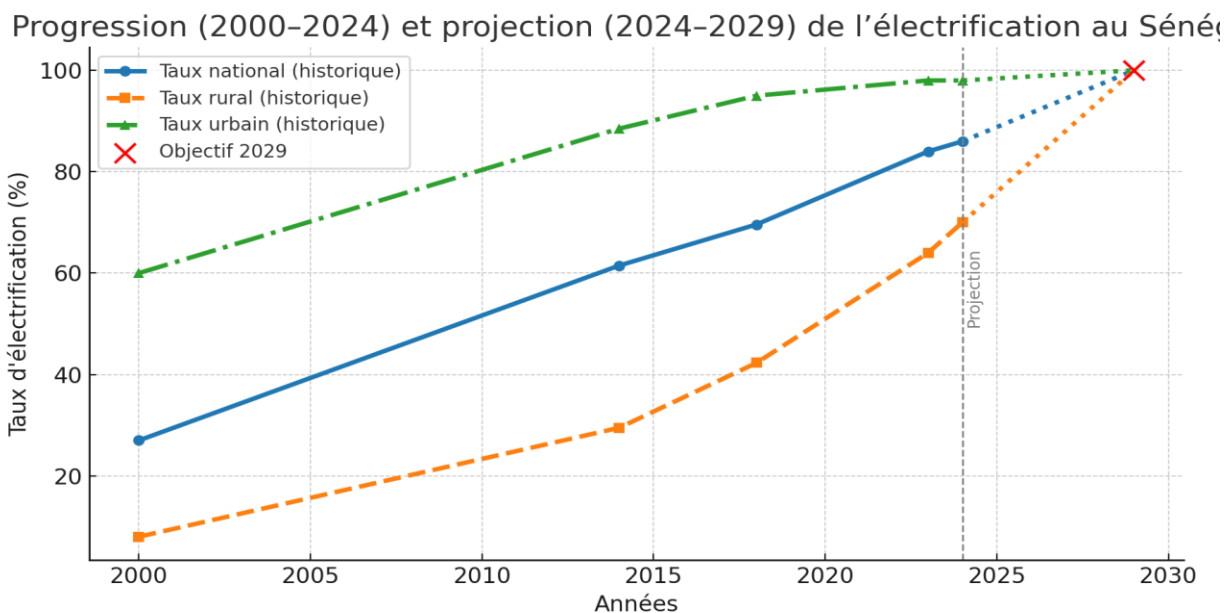
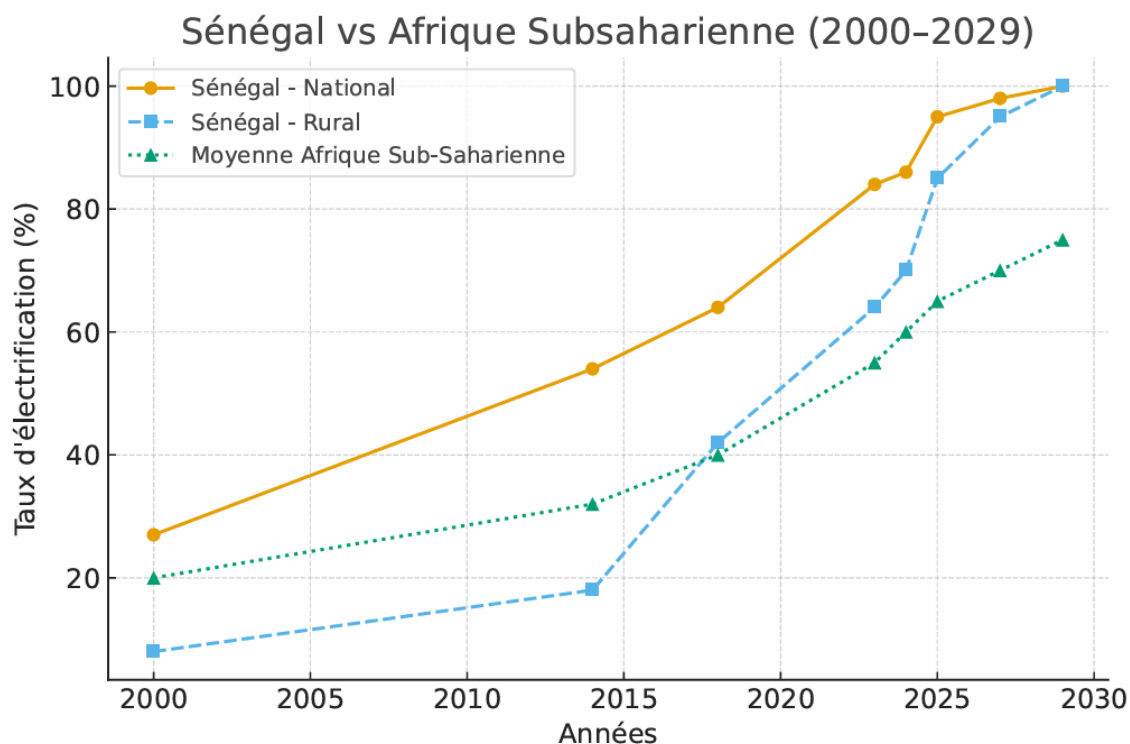


Figure 2 progression de 2000 à 2024

Le graphique montre que l'objectif d'accès universel à l'électricité à l'horizon 2029 reste à la portée du Sénégal, à condition de surmonter les contraintes ralentissent le rythme d'exécution des projets. En effet, il faudra un rythme qui permettra d'avoir **+6% par année en milieu rurale** soutenant ainsi les **+2,9% annuel au niveau national** pour atteindre l'objectif de 100%.

Comparativement à l'Afrique subsaharienne selon les données de la Banque Mondiale, le Sénégal dépasse de loin la moyenne.



III. Diagnostic du cadre intervention

Les contraintes restent multiples :

1. **Techniques** : arrêts prolongés de chantiers, retards dans la réception des ouvrages, pannes des centrales solaires ou groupes électrogènes, retards dans les mises en service commerciales.
2. **Financières** : difficultés de mobilisation des crédits budgétaires et des financements extérieurs.
3. **Administratives** : lenteur dans les procédures de passation de marchés, retards d'avis de non-objection, attribution de trop nombreux lots à une seule entreprise.
4. **Tarifaires** : retards dans la compensation versée aux concessionnaires par le FSE, causant des tensions de trésorerie et ralentissant l'exploitation commerciale des ouvrages réalisés.
5. **Opérationnelles** :
 - Faible coordination entre les maîtres d'ouvrage, menant à des chevauchements, des redondances ou des lacunes dans certaines zones.
 - Absence d'un calendrier d'intervention partagé, provoquant des désalignements entre les efforts d'extension du réseau, les projets hors réseau et les programmes de renforcement de capacités.

- Défaillance de certaines entreprises qui continuent à pratiquer le dumping pour remporter des marchés sans capacités techniques et financières réelles.

Plusieurs opportunités structurelles et institutionnelles peuvent être exploitées pour accélérer l'électrification universelle d'ici 2029 :

- La dérogation sur les marchés publics accordée à Senelec, devant permettre une plus grande célérité dans l'exécution des projets d'infrastructure électrique.
- La mise en place d'un guichet unique pour les demandes de licences des opérateurs privés, facilitant la régulation et la transparence pour les Concessionnaires d'Électrification et les Concessionnaires d'Électrification Rurale Décentralisée (remplaçant les ERILs).
- Le nouveau Code de l'électricité (2021) qui consacre l'électrification rurale décentralisée et ouvre davantage le secteur aux acteurs non étatiques.
- Le maillage intégral du territoire en réseau Haute Tension depuis décembre 2021 avec l'appui de l'OMVS et de l'OMVG, permettant l'extension du réseau moyenne tension, notamment dans les zones du sud-est jusqu'alors enclavées.
- L'Article 12 de la Loi organique relative aux lois de finances, qui établit qu'un programme ne doit pas chevaucher deux ministères ou directions différentes, constitue un levier pour une clarification institutionnelle et un meilleur ciblage des crédits.
- L'augmentation continue de la capacité de production électrique, passant de 1 185 MW en 2018 à 1 904 MW en 2024, permettant d'absorber les nouvelles demandes liées à l'électrification rurale.
- L'existence d'une base de données commune et régulièrement mise à jour, d'une Unité de Coordination et de Suivi (UCS) dédiée, ainsi que d'un Système d'Information Géographique (SIG) partagé, favorisent une meilleure planification, répartition et priorisation des interventions.
- Enfin, la Vision Sénégal 2050 et la Stratégie Nationale de Développement (SND) offrent un cadre stratégique de long terme pour articuler l'électrification universelle aux transformations socioéconomiques structurelles.

IV. Identification des axes stratégiques et principes directeurs

Pour achever l'accès universel d'ici 2029, la stratégie s'articule autour des axes suivants :

1. Reprofilage des projets : recentrer les priorités sur les zones à faible taux de couverture et redimensionner les programmes en fonction des capacités budgétaires disponibles

2. Réforme de la gouvernance : mise en place d'un cadre de coordination entre les principaux acteurs du secteur (MEPM, ASER, Senelec, CRSE, PTF).
3. Mobilisation des financements : sécuriser des enveloppes budgétaires, activer les financements verts et climatiques, mobiliser le secteur privé (PPP), et recourir à des mécanismes innovants
4. Simplification des procédures : harmoniser et alléger les processus de passation/ANO pour les projets prioritaires, avec voies rapides conditionnées par la disponibilité des financements.
5. Suivi-évaluation renforcé : tableau de bord financier-opérationnel consolidé, mis à jour en temps réel (engagements, décaissements, avancement physique)
6. Poursuivre la valorisation des solutions hors-réseau : développer les mini-réseaux hybrides et kits solaires dans les zones isolées non raccordables à court terme ;
7. Intégration de la dimension genre : recentrer la priorisation pour l'amélioration de l'éducation, de la santé publique et de la sécurité, en particulier pour les femmes et les enfants.

En conséquence, le document est structuré autour des livrables issus des travaux suivants :

- ✚ Mise à jour la base de données Accès consolidée avec la nouvelle base de l'ANSD ;
- ✚ Évaluation de la situation de référence fin 2024 ;
- ✚ Production du rapport de l'état d'avancement des projets en cours et projection;
- ✚ Elaboration du plan d'investissement (Plan d'investissement Consolidé) ;
- ✚ Elaboration d'un plan d'amélioration de l'opérationnalisation (coordination, calendrier partagé, appui à l'exécution) ;
- ✚ Mise en place un dispositif de suivi-évaluation intégré (tableau de bord commun, indicateurs, disponibilité des données).

Chapitre 1 — État des lieux

I. Introduction

Ce chapitre présente les résultats de la phase de collecte, de consolidation et d'analyse des données relatives à l'électrification. Il vise à établir une base de données exhaustive, actualisée et harmonisée sur l'état de l'électrification au Sénégal à fin 2024 et une situation intermédiaire au 31 décembre 2026. L'état des lieux servira de fondement aux phases ultérieures de planification. Le rapport met en lumière :

- Les indicateurs d'accès en zones urbaines et rurales ;
- La répartition des indicateurs d'accès par concessionnaire ;
- La répartition des indicateurs d'accès par technologie ou solution d'électrification ;
- Les statistiques d'électrification par région ainsi que les taux de couverture régionale ;
- Les projets et programmes mis en œuvre par les différentes unités de gestion ;
- L'analyse par pôle économique

II. Mise à jour base de données Accès

1. Collecte et traitement des données

Cette étape a débuté par l'exploitation des données existantes, en particulier la base de données du Programme d'Accès Universel à l'électricité (PAUE), qui consolide les informations provenant des différents acteurs du secteur. L'analyse de cette base a révélé la nécessité de son actualisation, notamment par la mise à jour des statuts d'électrification des localités et l'ajout de celles non répertoriées dans la base de l'ANSD de 2013. Cette base de données actualisée a été nommée Base Accès.

Il a fallu attendre l'acquisition de la base de données de l'ANSD de 2023 (Base ANSD 2023) pour mettre en cohérence la base Accès. La Base ANSD 2023, bien que plus complète en termes de couverture démographique et de nombre de localités a nécessité un travail de 15 jours pour matcher les informations avec la base Accès. Il a donc été décidé d'enrichir la base Accès avec les données complètes de la base ANSD 2023 afin de garantir une couverture exhaustive de l'ensemble des localités concernées par les efforts d'électrification.

L'hypothèse adoptée est de considérer qu'une localité est électrifiée si 60% des ménages qui la composent disposent de l'électricité (selon la base ANSD 2023) même si c'est solaire.

2. Analyse et résultats

Cette phase a été facilitée par la collaboration active de tous les acteurs impliqués, à travers la désignation de points focaux au sein de chaque structure.

Elle concerne le traitement et l'analyse des données collectées en vue d'établir un état des lieux fiable de l'accès à l'électricité.

« L'hypothèse retenue pour toute localité non encore vérifiée est de la considérer comme électrifiée dès lors qu'au moins 60 % des ménages disposent de l'électricité selon la base ANSD, y compris lorsqu'il s'agit d'une alimentation en solaire. »

Ce traitement a notamment permis de :

- Vérifier la qualité des données ;
- Contrôler la fiabilité des données fournies ;
- S'assurer de la cohérence des informations ;
- Garantir le respect des normes du manuel de gestion des données ;
- Dresser un état des lieux éclairé, à partir d'indicateurs clairs, logiques et exploitables.

Les tableaux ci-après présentent des résultats issus de l'analyse et du traitement des données consolidées.

Tableau 3 – Statistiques par statut (localités/population/ménages)

STATUT	Localités	Population	Ménages
Electrifié	12683	15053287	1773597
En cours	6571	2229253	205264
Non électrifié	6471	972986	112460

Tableau 4A – Localités par milieu et statut

MILIEU	Electrifié	En cours	Non électrifié
Rural	9675	6517	6438
Urbain	3008	54	33

Tableau 4B – Population par milieu et statut

MILIEU	Electrifié	En cours	Non électrifié
Rural	5141855	2168457	958441
Urbain	9911432	60796	14545

Tableau 5 – Statistiques par concessionnaire (PERIMETRE) et statut

PERIMETRE	Electrifié	En cours	Non électrifié
COMASEL	1617	980	1782
ERA	819	1117	880
SCL	265	189	70
SENELEC	7447	4281	2232
SENELEC/COMASEL	50	0	1
SENELEC/ERA	15	1	0

Tableau 7 – Statistiques par région et statut

REGION	Electrifié	En cours	Non électrifié
DAKAR	1706	0	0
DIOURBEL	1231	520	527

FATICK	991	451	324
KAFFRINE	642	373	489
KAOLACK	1242	291	261
KEDOUGOU	114	235	149
KOLDA	450	1170	479
LOUGA	1589	492	1586
MATAM	362	343	576
SAINT LOUIS	800	501	897
SEDHIOU	427	613	93
TAMBACOUNDA	512	842	810
THIES	2198	402	229
ZIGUINCHOR	419	338	51

Tableau 8 – Statistiques par pôle et statut

POLE	Electrifié	En cours	Non électrifié
Pôle CENTRE	2875	1115	1074
Pôle DIOURBEL- LOUGA	2820	1012	2113
Pôle NORD	800	501	897
Pôle NORD-EST	362	343	576
Pôle SUD	1296	2121	623
Pôle SUD-EST	626	1077	959
Pôle THIES	2198	402	229
Dakar	1706	0	0

Données en macro

- Total localités : 25 725
- Localités électrifiées : 12 683 (taux couverture localités : 49.3 %)
- Population totale : 18 255 526
- Population en localités électrifiées : 15 053 287 (taux couverture population : 82.46 %)
- Taux d'électrification nationale : ratio entre ménages raccordés/ ménages totaux (**86% selon le SIE**)

L'analyse de la base se poursuivra avec les missions de terrain qui seront effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des projets et programmes

III. Situation des projets d'Accès au mois de Mai 2025

Dans le cadre du Programme pour l'Accès Universel à l'Électricité (PAUE), **30 projets et programmes sont en cours d'exécution ou en phase d'achèvement**. Ces initiatives sont mises en œuvre par **sept structures** : ASER, Senelec, PUDC, MCA, PUMA, ENDEV/GIZ et SOGEM/OMVS.

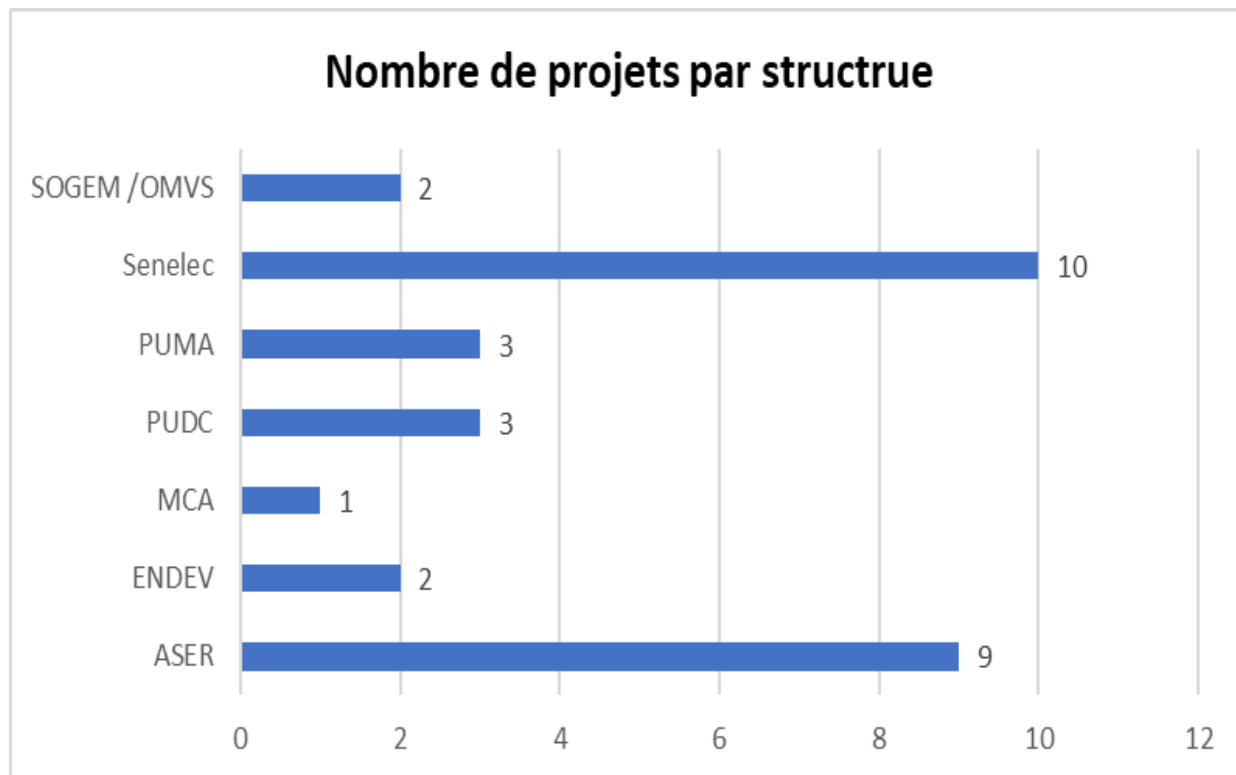


Figure 3: Nombre de projets en cours par structure

Ces projets contribuent directement à la réalisation des objectifs d'accès universel à l'électricité pour l'ensemble des localités du Sénégal.

Pour réaliser ces objectifs, l'état du Sénégal est en partenariat avec des concessionnaires privé d'électrification rurale. Ainsi, des obligations de desserte de localités et de raccordement de ménages sont bien définies pour une période contractuelle de vingt-cinq ans.

Tableau 1: Nombre de ménages et de localités prévues par les projets en cours par Concessionnaire

Concession	Obligation de desserte (localités)	Nombres de ménages à raccorder	Période de desserte
ERA	322	12 325	2024-2028
SCL/Mbour	85	6 487	2023-2027
COMASEL Louga	283	5796	2021-2025
COMASEL Saint Louis	256	2075	2021-2025
Total	946	26 683	

Par conséquent, les obligations d'électrification fixées aux concessionnaires vont permettre de raccorder 26 683 ménages dans les 946 localités qui seront électrifiées par les opérateurs et/ou les projets.

Acteurs	Nombre de Projets	Nb de ménage prévues par les projets (Cibles)
SOGEM/OMVS	2	3 370
Senelec	10	486028
PUMA	3	951
PUDC	3	90 675
MCA	1	12 500
ENDEV/GIZ	2	2 294
ASER	9	138 575
Total général	30	730 794

Tableau 2: Nombre de ménages prévues par les projets en cours par structure

L'analyse de la situation, à partir du tableau de suivi, met en évidence le nombre significatif de localités ciblées par les projets et programmes en cours. Toutefois, il apparaît que 30 % de ces projets avaient initialement prévu d'achever leur mise en œuvre en 2024, mais leur exécution reste toujours en cours du fait de plusieurs contraintes.

Cette situation s'explique par plusieurs facteurs bloquants qui ont freiné l'avancement des travaux. En conséquence, l'objectif d'accès universel initialement fixé pour 2025 est prolongé jusqu'en 2029 par les nouvelles autorités et repris par la nouvelle LPDSE.

Le tableau 3 donne une situation plus détaillée par acteur, avec les dates de début et de fin prévisionnelle de chaque projet.

Mais il faut noter que pour l'ASER un contrat est en cours de validation avec SAGEMCOM pour l'électrification de 1000 localités et la phase 2 du projet PAMACEL pourrait aussi intégrer le portefeuille du PAU avec 1600 nouvelles localités.

2.1 Projets d'électrification en cours

Le suivi des projets d'électrification en cours permet d'évaluer l'état d'avancement des programmes mis en œuvre par Senelec, ASER, PUDC, PUMA, MCA, ENDEV/GIZ et les projets de la SOGEM. Cette analyse porte notamment sur le suivi des marchés, les taux d'exécution physique et financière, ainsi que sur les contraintes rencontrées au cours de leur mise en œuvre.

Chaque structure dispose d'un portefeuille de projets, mobilisant des modèles de financement variés. Sur les 30 projets actuellement en cours, 25 sont financés avec l'appui des bailleurs de fonds, représentant 77 % du montant global mobilisé, contre 23 % financés par l'Etat du Sénégal, à travers des financements directs et/ou des contreparties financières.

Il est important de noter que les niveaux de réalisation des projets diffèrent selon les programmes, en raison notamment des spécificités de chaque projet et de la qualité des informations disponibles lors de la collecte des données.

2.2 Suivi passation de marché

Le processus de passation de marchés constitue une étape déterminante dans l'exécution des projets d'électrification. A ce titre, il a été constaté que pour les 30 projets en cours, un total de 49 marchés ont été élaborés. La plupart des retards enregistrés dans la mise en œuvre des activités sont directement liés aux contraintes rencontrées durant ce processus.

Le suivi du processus de passation de marchés est assuré de manière régulière, en suivant trois grandes phases :

1. Phase d'études et élaboration des Dossiers d'Appel d'Offres (DAO),
2. Phase de lancement et évaluation des appels d'offres,
3. Phase d'attribution, de négociation et de contractualisation.

Ce suivi a mis en évidence des écarts importants dans les délais, atteignant parfois jusqu'à 30 mois de retard sur certaines procédures. Ces retards sont principalement dus à plusieurs facteurs :

- Des attributions différées à cause de recours déposés par des soumissionnaires,
- Le non-respect des calendriers d'ouverture des plis,
- La non-disponibilité à temps des Avis de Non-Objection (ANO) de la part de certains bailleurs pour les attributions définitives,
- La résiliation de certains marchés.

L'analyse du processus de passation de marchés a également révélé des délais anormalement longs, aussi bien pour les études (techniques et impact environnemental) que pour la réalisation des travaux, atteignant un à deux ans dans certains cas, des délais manifestement déraisonnables au regard des impératifs d'exécution des projets.

2.3 Suivi exécution des activités

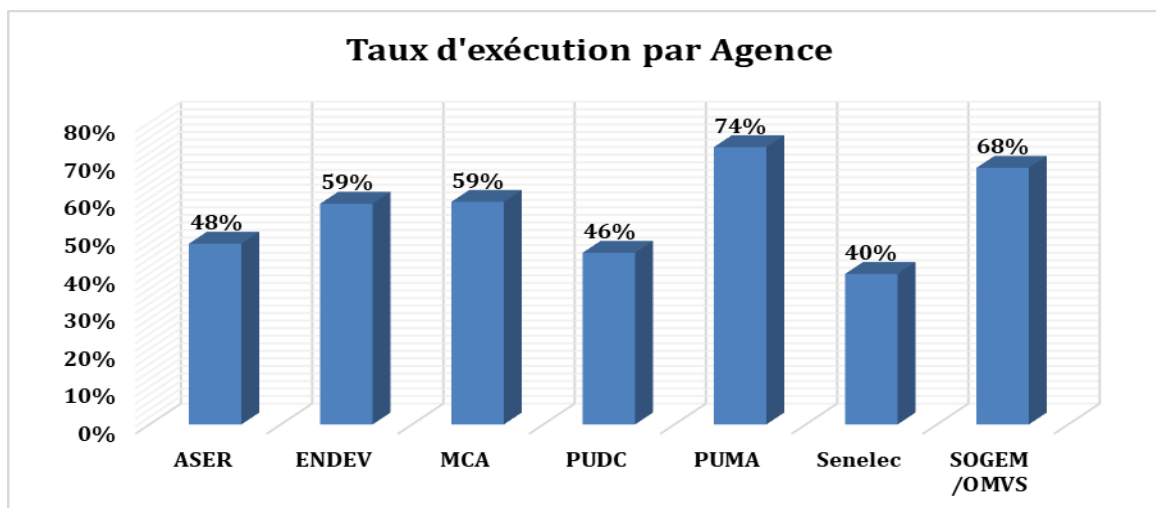


Figure 4: Taux d'exécution par Agence

Le Programme d'Accès Universel (PAU) à l'électricité regroupe principalement des projets et programmes d'extension du réseau électrique, visant à améliorer et à multiplier le nombre de localités électrifiées.

Cependant, l'analyse des niveaux de progression révèle une situation préoccupante. Sur les sept structures chargées de l'exécution des projets, seulement quatre affichent un taux d'exécution supérieur à 50 %. Trois agences présentent des taux oscillants entre 40 % et 48 %, d'après les données collectées. De plus, des insuffisances notables ont été relevées au niveau de la collecte d'informations, notamment en ce qui concerne les taux d'avancement des études d'exécution, des approvisionnements et des travaux, ce qui affecte directement l'évaluation globale de l'état d'avancement des projets.

Mais ces taux par structure sont juste à titre indicatif, car si on prend par exemple le projet AEE POWER qui vient de démarrer, l'intégration dans le portefeuille de ASER va faire forcément baisser le taux. Cependant une analyse par projet sera fait dans ce travail.

Ainsi, le taux d'exécution physique moyen des 30 projets est actuellement de 48 %, un niveau insuffisant au regard des objectifs fixés.

Pour améliorer significativement ces résultats, il est indispensable d'agir sur plusieurs leviers prioritaires :

- Accélérer le paiement des factures transmises à la DODP.
- Respecter les plannings d'exécution et réduire les délais de signature des contrats de rétrocession.
- Valider et régulariser les Plans d'Action et de Réinstallation (PAR) afin de lever les blocages liés aux emprises.

Pour ce qui va suivre, nous allons faire une analyse de la performance des projets pour chaque structure.

2.3.1 Projets de l'ASER

Unité de gestion	Projets et Programmes	Nb de localités prévues	Nb de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
ASER	GAUFF-KFW (300 villages)	374	268	30/06/2025
ASER	PU2023	80	22	04/02/2025
ASER	KNFG (50 villages)	50	47	10/05/2023
ASER	AEE POWER	1600	0	31/03/2027
ASER	BID	133	7	30/04/2024
ASER	BOAD	63	1	31/10/2025
ASER	IRENA	45	0	-
ASER	Projet Fond Vert Climat	450	0	01/07/2028
ASER	Ext_UE Facility II	34	-	31/06/2025
	TOTAL	2829	345	30/06/2025

Figure 5: Taux d'exécution projets ASER

L'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (ASER) a été créée par le décret n° 99-1254 du 30 décembre 1999, avec pour mission principale de faciliter l'accès à l'électricité en milieu rural, afin de soutenir le développement socio-économique des localités concernées.

Dans ce cadre, neuf (09) projets sont actuellement en cours d'exécution sous la maîtrise d'ouvrage de l'ASER. Ces projets visent à électrifier 2 829 localités à travers le pays. À ce jour, 345 localités ont déjà été électrifiées, tandis que les travaux se poursuivent pour les autres.

L'analyse du niveau de réalisation des projets gérés par l'ASER révèle que, sur les neuf (09) projets en cours, deux affichent un taux d'exécution supérieur à 90 %, et cinq au total ont atteint un taux

supérieur à 50 %. Il s'agit notamment des projets GAUFF-KFW (300 villages), PU2023, KNFG, BID et BOAD.

Cependant, quatre projets peinent à enregistrer des avancées significatives :

- Le projet IRENA reste à 0 % d'exécution. La date limite de mobilisation du financement est échue depuis décembre 2024. Une demande de prorogation a été introduite, mais les travaux n'ont toujours pas démarré.
- Le projet Fonds Vert pour le Climat affiche également 0 %, en raison du retard dans l'obtention de l'Avis de Non-Objection (ANO) du bailleur et d'une sous-estimation budgétaire des activités de la composante 2.
- Le projet AEE POWER, avec un taux d'exécution de 2 %, a vu ses activités suspendues par décision de l'ARCOP, ce qui bloque la poursuite des travaux.
- Le projet Ext_UE Facility II, avec un taux de 48 %, a reçu un ordre de service de suspension temporaire des travaux, à cause de la difficulté de mobiliser la contrepartie de l'ETAT et des factures en instances.

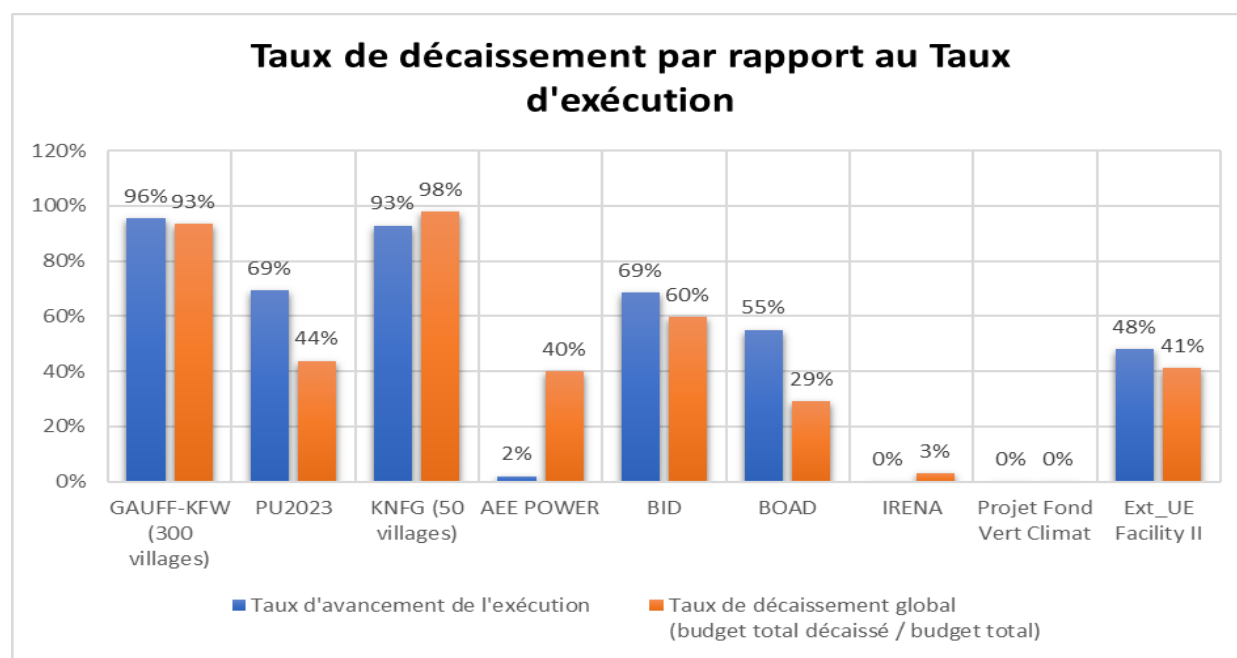


Figure 6: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution ASER

La performance et l'efficacité des projets peuvent être appréciées à travers l'analyse des écarts entre le niveau de décaissement et le niveau d'exécution physique. Cette analyse révèle, dans l'ensemble, une corrélation satisfaisante entre les montants décaissés et l'état d'avancement des projets, traduisant ainsi une certaine efficacité dans leur mise en œuvre.

Cependant, des cas particuliers subsistent, à l'image du projet AEE POWER, qui présente un faible taux d'exécution malgré des décaissements effectués, en raison de l'arrêt des activités imposé par décision de l'ARCOP.

En dehors de ce cas, on note que les niveaux d'exécution restent globalement proportionnels aux décaissements réalisés, ce qui confirme la bonne performance globale du portefeuille de projets en cours.

En résumé pour ASER, une attention particulière doit être donnée aux projets, BID, BOAD, IRENA, Font vert climat et Ext-UE Facility 2.

2.3.2 Projets de Senelec

Dans le cadre du Programme d'Accès Universel à l'Électricité, Senelec pilote actuellement dix (10) projets. Ces projets ciblent au total 4 297 localités, dont 500 ont déjà été électrifiées.

Cependant il faut noter la particularité de Senelec qui compte dans son portefeuille des projets qui interviennent dans le péri-urbain avec une densification de localités déjà électrifiées mais pas couverte à 100%.

Unité de gestion	Projets et Programmes	Nb de localités prévues	Nb de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
Senelec	Boucle Ferlo (DRCO)	134	92	31/12/2026
Senelec	Ile du Saloum	18	9	31/03/2027
Senelec	PADAES	1010	-	01/01/2027
Senelec	PADE	23	16	31/05/2024
Senelec	PADERAU (AFD BEI UE)	560	00	14/12/2027
Senelec	PAMACEL (BAD)	424	306	31/12/2025
Senelec	PASE 2	197	6	31/12/2026
Senelec	BEST - CEDEAO (BM)	1041	36	19/10/2025
Senelec	WELDY LAMONT	790	87	19/06/2026
Senelec	SMART GRID (AFD & UE)	100	16	01/11/2027
	TOTAL	4297	500	31/12/2026

Tableau 3: liste de projet en cours Senelec PAU

L'analyse des niveaux de progression révèle une avancée notable pour les projets PAMACEL et Boucle du Ferlo, contrairement aux projets PADAES, PADERAU et BEST-CEDEAO (BM), qui accusent un retard important.

Il convient de rappeler que la mise en service du projet PADE, initialement prévue pour 2024, est toujours en cours. De son côté, la clôture des travaux du projet PAMACEL est programmée pour 2025, tout comme celle du projet BEST-CEDEAO. Ce dernier affiche toutefois un faible taux d'exécution, principalement en raison du blocage des travaux par la Banque mondiale sur les réseaux Moyenne Tension (MT) et Basse Tension (BT). Ce blocage persiste malgré le fait que le réseau BT ne soit pas concerné par les Plans d'Action de Réinstallation (PAR), qui, par ailleurs, n'ont toujours pas été validés. Cette situation a entraîné un retard de plus de huit (8) mois dans l'exécution des travaux.

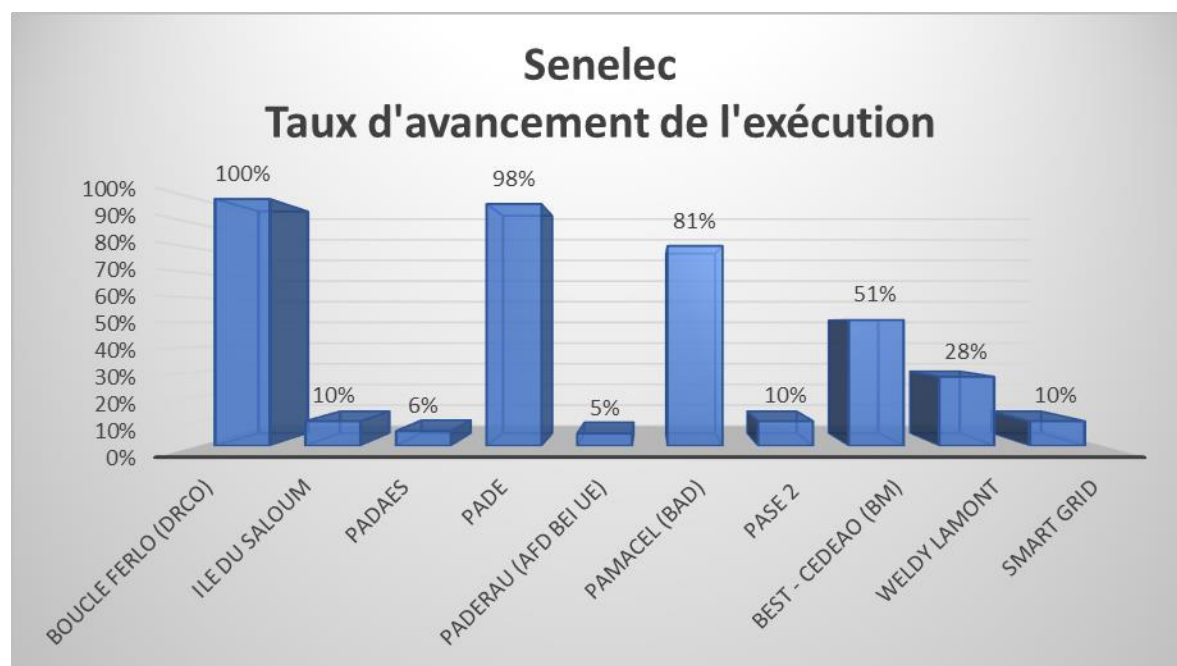


Figure 7: Taux d'exécution projets Senelec

Le taux d'avancement cumulé des études d'exécution et des Études d'Impact Environnemental et Social (EIES), combiné au taux d'avancement des approvisionnements et des travaux, a permis d'estimer le niveau global de progression des projets en cours.

Les projets Boucle Ferlo, PADE et PAMACEL affichent un taux d'exécution supérieur à 80 %, tandis que le projet BEST-CEDEAO est à 51 % et les six autres projets n'ont pas encore dépassé le seuil des 30 %.

Parmi ces derniers, on note des situations particulières :

- Îles du Saloum : le marché n'a pas encore été attribué.

- PASE 2 :
 - Sur le Lot 1, l'attribution est bloquée en raison d'un différend entre le bailleur et Senelec. Toutefois, le bailleur a récemment accepté de suivre la position de Senelec, qui prévoit une relance du lot 1 avec une nouvelle date de fin fixée à décembre 2026.
 - Sur le Lot 2, le marché a été attribué au groupement ETM/Astor, mais les travaux sont suspendus suite à un désaccord avec Senelec concernant le taux de révision des prix. Mais aussi durant l'hivernage 2024, l'entreprise avait complètement arrêté les travaux en évoquant un problème d'accès.

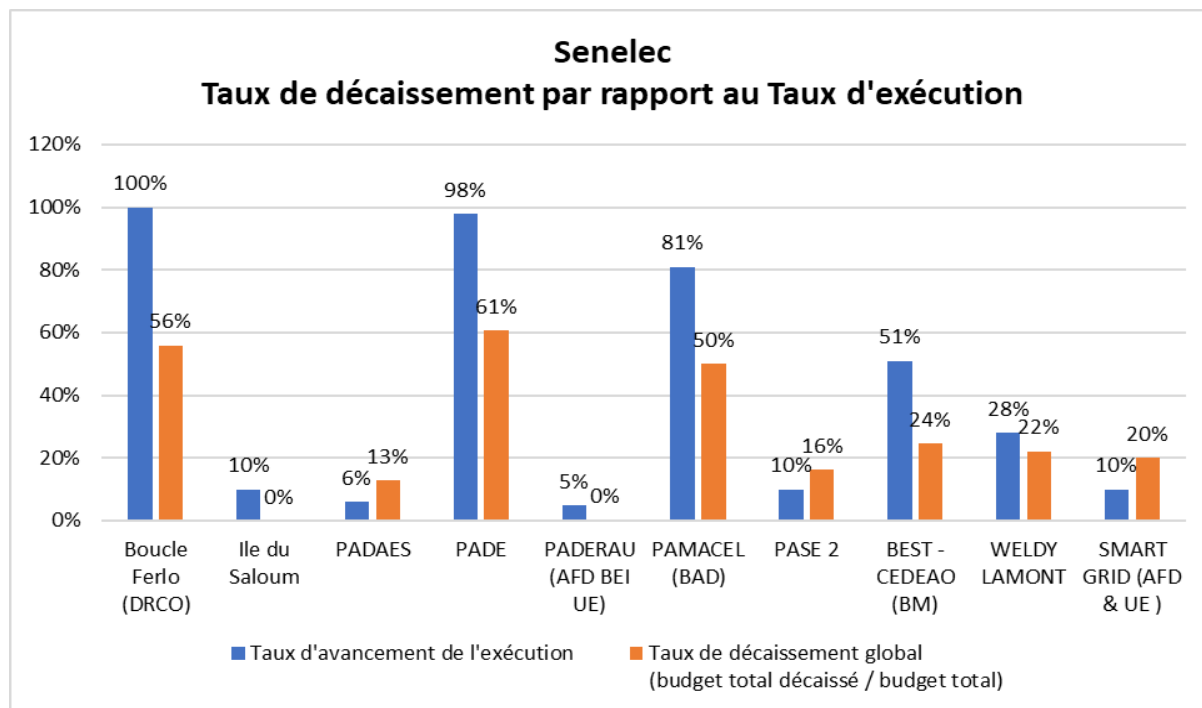


Figure 8: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution Senelec

Globalement, l'analyse des données révèle une mise en œuvre efficace pour sept projets sur dix. Toutefois, des retards liés au processus de passation de marchés impactent significativement les performances des projets Îles du Saloum, PADERAU et PASE, qui enregistrent des niveaux d'avancement très faibles.

En résumé pour Senelec, une attention particulière doit être donnée aux projets, PASE, PADAES, PADERAU, SMART GRID et Îles du Saloum, mais aussi le lot 2 du projet PAMACEL et le projet BEST.

2.3.3 Projets du PUDC

Unité de gestion	Projets	Nb de localités et Programmes prévues	Nb de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
PUDC	Phase 2 - BID solaire	22	19	14/04/2025
PUDC	Phase 2 - FSD: Solaire	24	0	10/03/2026
PUDC	Projet 2000 villages	2000	1037	31/08/2026
	TOTAL	2046	1056	

Tableau 4: liste de projet en cours PUDC PAU

Depuis son lancement en 2015, le Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC) vise à transformer durablement les conditions de vie des populations rurales et à réduire les inégalités entre zones rurales et urbaines.

Dans ce cadre, l'une des composantes majeures du programme, intitulée « Renforcement des infrastructures », a permis d'améliorer l'accès à l'électricité dans plusieurs centaines de villages, en mettant un accent particulier sur le développement de l'énergie solaire, afin de répondre aux enjeux environnementaux actuels.

Le programme prévoit ainsi l'électrification de 2 046 localités, dont 1 056 localités sont déjà électrifiées à ce jour.

Le projet Phase 2 BID Solaire est quasiment achevé, avec un taux de réalisation de 100 %, tandis que le projet 2 000 Villages affiche un taux de progression de 0 % et le projet Phase 2 FSD Solaire seulement 37 %.

Cependant, ces avancées restent insuffisantes au regard des délais initiaux, qui ont été largement dépassés. Selon le PUDC, ces écarts s'expliquent principalement par les impacts de la pandémie de COVID-19 ainsi que par la lenteur dans le traitement des Avis de Non-Objection (ANO).

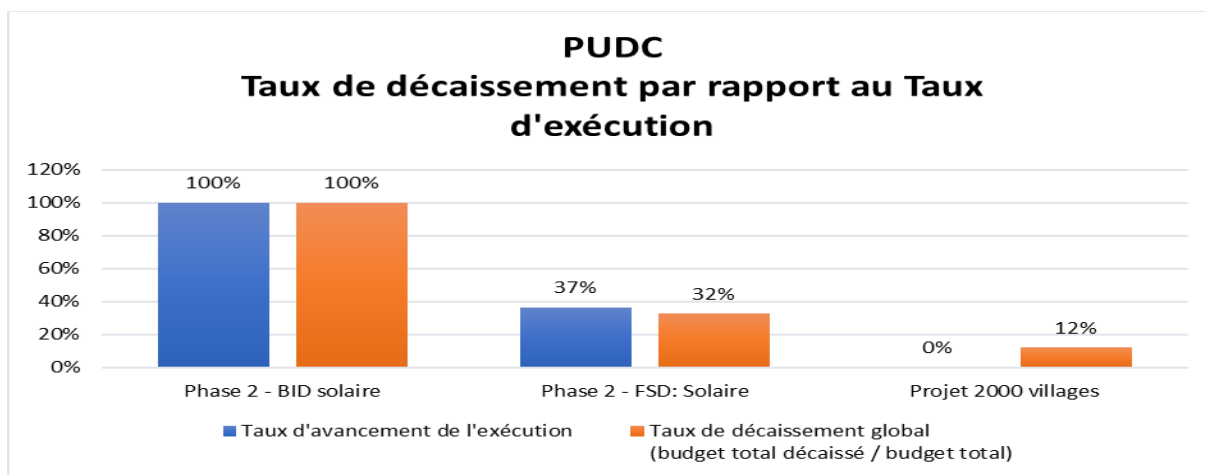


Figure 9: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution PUDC

La comparaison des taux d'avancement met en lumière la dynamique d'exécution des projets tout en révélant certaines difficultés rencontrées lors de leur mise en œuvre.

Pour le projet Phase 2 FSD Solaire, les retards dans le traitement des factures ainsi que la fermeture prématurée de la DODP ont perturbé le déroulement des travaux, conduisant à une suspension temporaire du projet. Toutefois, l'entreprise chargée a depuis été remobilisée et les travaux ont repris.

Pour 2 000 Villages, les activités sont actuellement suspendues, et les informations disponibles ne permettent pas d'évaluer de manière fiable son niveau de performance.

2.3.4 Projets du PUMA

Unité de gestion	Projets et Programmes	Nb de localités prévues	Nombre de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
PUMA	Projet de solarisation de 42 villages dans 07 régions du Sénégal (1 localité restante)	42	41	01/01/2024
PUMA	Projet d'installation de mini central hybride à Kéniéba (Tambacounda)	1	0	31/04/2025
PUMA/PR DC-BM	Projet d'extension du réseau électrique de nouveaux quartiers	10	0	31/12/2025

	dans 10 communes frontalières (Saint louis-Matam-Tambacounda)			
	TOTAL	53	41	12

Tableau 5: liste de projet en cours PUMA PAU

L'objectif du programme est de contribuer à l'accès universel à l'électricité dans les zones frontalières. A ce titre, il prévoit l'électrification de 53 localités d'ici 2025.

Les projets en cours incluent :

- L'électrification solaire photovoltaïque de 42 localités réparties dans sept régions du Sénégal dont 41 réceptionnés et 1 en cours
- La fourniture et l'installation d'une minicentrale hybride à Kéniéba,
- L'extension du réseau électrique de 10 communes dans le cadre du PRDC-BM (Podor, Rosso, Walaldé, Doumnga lao, Diama, Ron kH, Moudiri, Waoundé, Nabadji civil, Agnam civil)

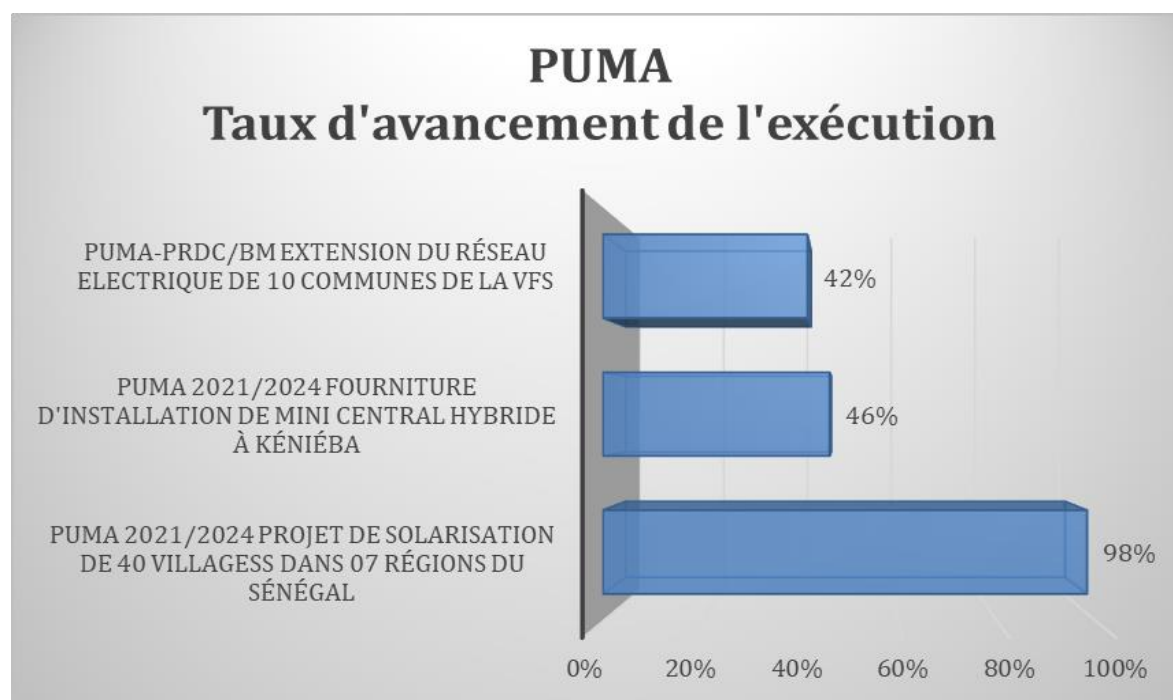


Figure 10: Taux d'exécution projets PUMA

Les trois projets en cours affichent des taux de progression significatifs avec des réalisations notables. Toutefois, les deux n'ont pas respecté les délais prévisionnels de mise en service.

Pour le projet de fourniture et d'installation de la minicentrale hybride, une contrainte majeure a été enregistrée : le marché initial a été résilié puis réattribué en 2024, ce qui a engendré une contre-performance dans l'exécution du projet.

Le projet de résilience et de Développement communautaire de la Vallée du fleuve Sénégal a démarré cette année avec une bonne exécution (42%) la réception est prévue à la fin de l'année.

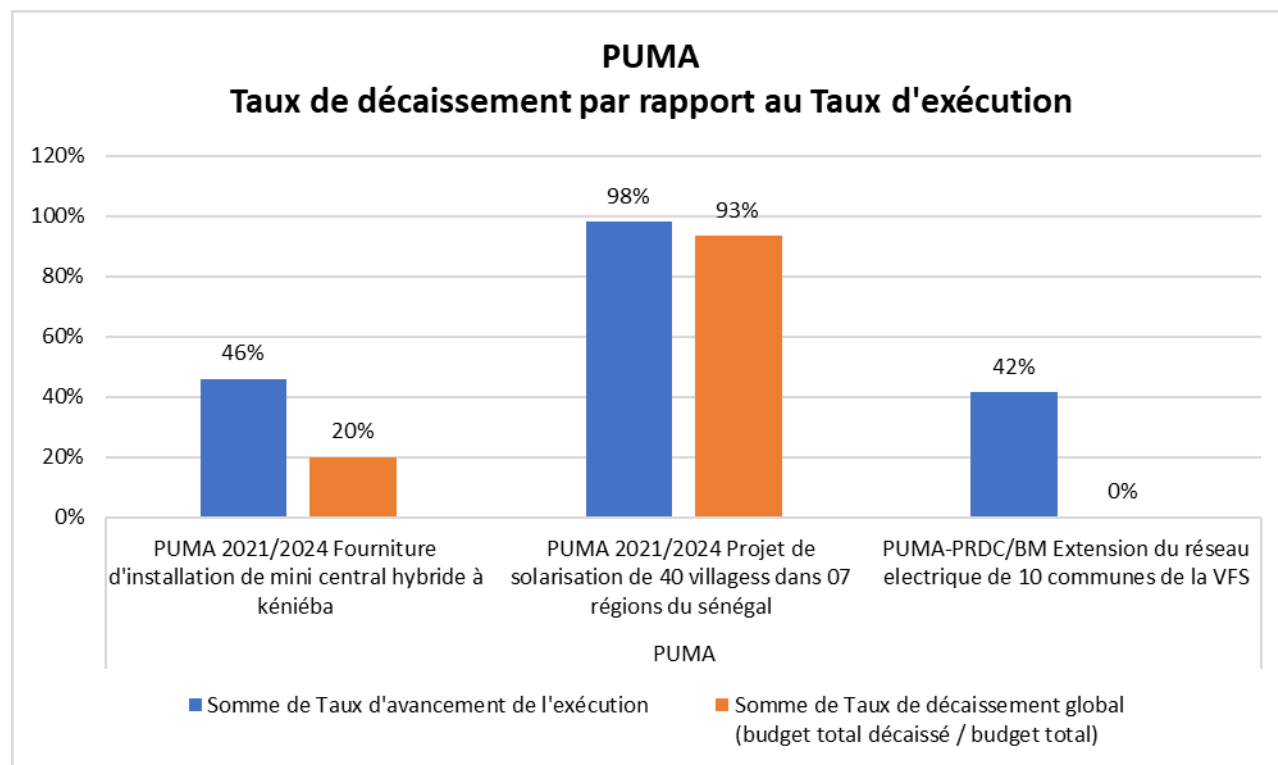


Figure 11: Taux de décaissement par rapport au taux d'exécution PUMA

Malgré les retards constatés sur les trois projets, leur déroulement témoigne d'une bonne performance, avec des réalisations proportionnelles aux niveaux de décaissement.

2.3.5 Projets du MCA

Unité de gestion	Projets et Programmes	Nb de localités prévues	Nb de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
MCA	ACCES	350	10	05/02/2026

Tableau 6: liste de projets en cours MCA PAU

Le Millennium Challenge Account (MCA) contribue au Programme d'Accès Universel à l'Électricité à travers son initiative intitulée « Projet Accès ».

Ce projet vise à augmenter à la fois l'offre et la demande d'électricité de qualité dans les zones rurales et péri-urbaines du Sénégal.

Le nombre de localités ciblées s'élève à 350, et l'exécution est en cours avec un taux de progression actuel de 59 %.

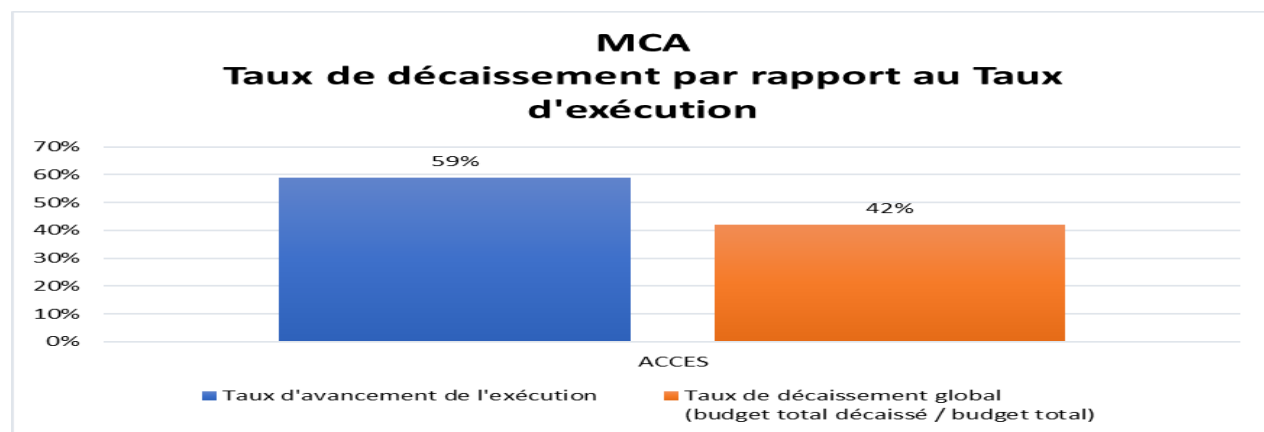


Figure 12: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution MCA

Après une période d'arrêt des activités liée au changement de politique du gouvernement américain — principal bailleur à hauteur de 92 % via le Millennium Challenge Corporation (MCC), avec un financement total de 35 milliards de francs CFA — les États-Unis ont mis fin à tout soutien financier dans le cadre du MCC Power Compact.

Cependant, les autorités sénégalaises ont décidé de poursuivre la réalisation de ce programme avec leurs propres ressources, jusqu'à son achèvement.

2.3.6 Projets ENDEV/GIZ

Figure 13: Taux d'exécution projets ENDEV/GIZ

Dans le cadre de ses activités, ENDEV/GIZ mène actuellement deux projets d'électrification en cours d'exécution. Ces projets visent à électrifier 418 localités d'ici 2026.

A ce jour, le taux de réalisation atteint 71 % pour le projet Pro-Accès et 46 % pour le projet ERSÉN.

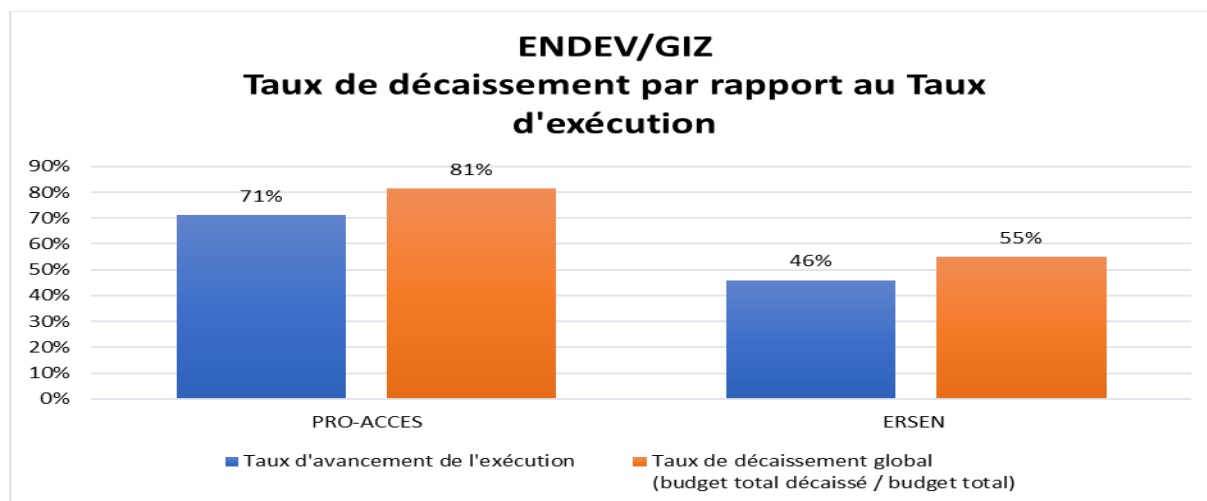


Figure 14: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution ENDEV/GIZ

Les données collectées témoignent de l'efficacité de la mise en œuvre des deux projets. Elles montrent que le niveau de progression suit globalement les décaissements effectués, bien que la durée d'exécution soit encore en cours.

A ce jour, toutes les études d'exécution ont été menées à 100 %, tandis que les taux d'avancement des approvisionnements et des travaux atteignent 68 % pour PRO-ACCES et 40 % pour ERSEN.

2.3.7 Projets SOGEM/OMVS

Les deux projets prévoient l'électrification de 71 localités, avec des taux d'exécution et de décaissement relativement significatifs. Cependant, comme pour plusieurs autres projets, des retards importants sont observés dans leur mise en œuvre.

Unité de gestion	Projets et Programmes	Nb de localités prévues	Nb de localités électrifiées	Date prévisionnelle de fin des mises en service
SOGEM /OMVS	FONDS SOGEM1	26	-	15/07/2022
SOGEM /OMVS	Rabais GOUINA	45	-	

Tableau 7: liste de projet en cours SOGEM/OMVS PAU

En effet, les financements de ces deux projets ont été octroyés en 2019, mais leur exécution est toujours en cours.

Le niveau d'exécution du projet FONDS SOGEM 1 et Rabais Gouina est assez satisfaisant, cependant les délais sont largement dépassés.

Le démarrage du premier marché initial était prévu en juillet 2019 après la signature de l'avenant et la remise des sites. Malheureusement le délai d'exécution n'a pas été respecté à cause de :

- l'inaccessibilité de certains emplacements
- les sanctions économiques de la CEDEAO contre le Mali
- la pandémie de Covid-19

c'est ainsi que les travaux ont été suspendus entre avril 2020 et janvier 2021.

Malgré la reprise (janvier 2021) la SOGEM a résilié le contrat pour insuffisance de performance et l'a réattribué, pour une durée de huit mois, à GERE Technologie.

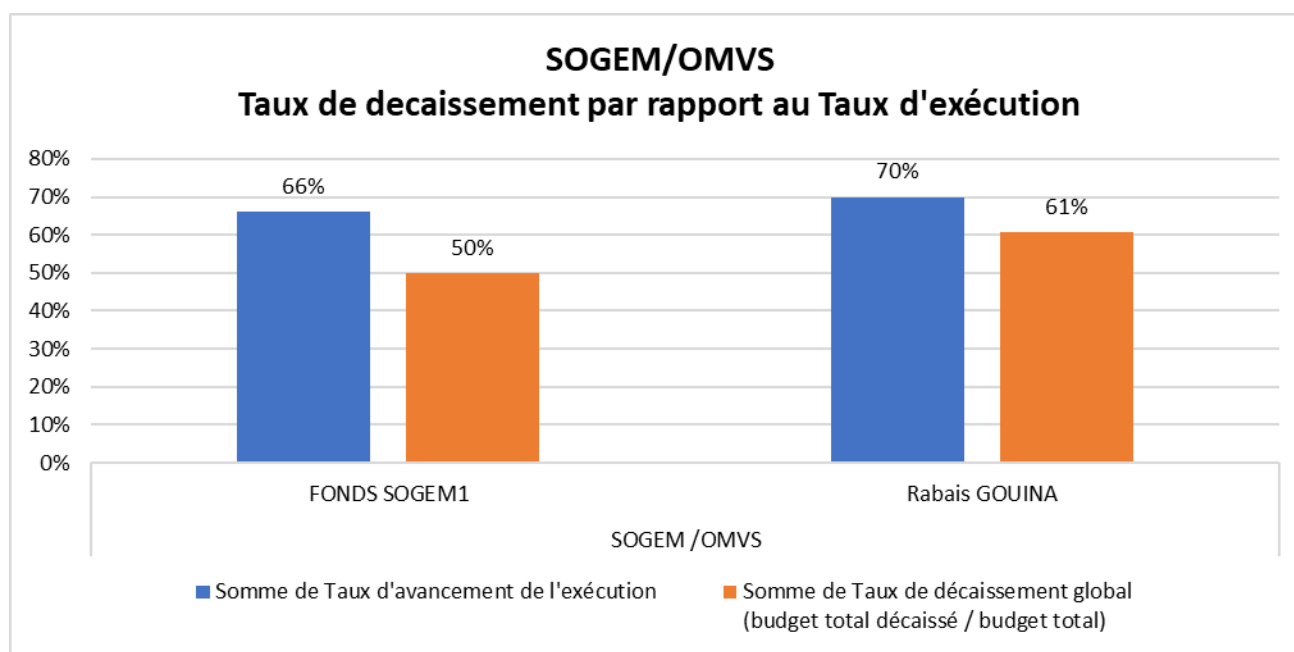


Figure 15: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution SOGEM/OMVS

2.4 Suivi budgétaire

Budget Goba (FCFA)	Bailleurs (FCFA)	Contrepantie Etat (FCFA)	Financement direct Etat (FCFA)
856 752 728 519	659 139 476 061	24 858 003 484	172 755 248 974

Tableau 8: Répartition budget projets

Le budget prévisionnel global des 30 projets s'élève à 856,7 milliards de FCFA. L'état du Sénégal participe à hauteur de 23 % du montant global soit 172 milliards dont 172,7 milliard en financement direct et 24,8 milliards en contrepartie. Les agences d'exécution ont réussi à mobiliser les ressources financières nécessaires pour la mise en œuvre de ces projets d'électrification rurale.

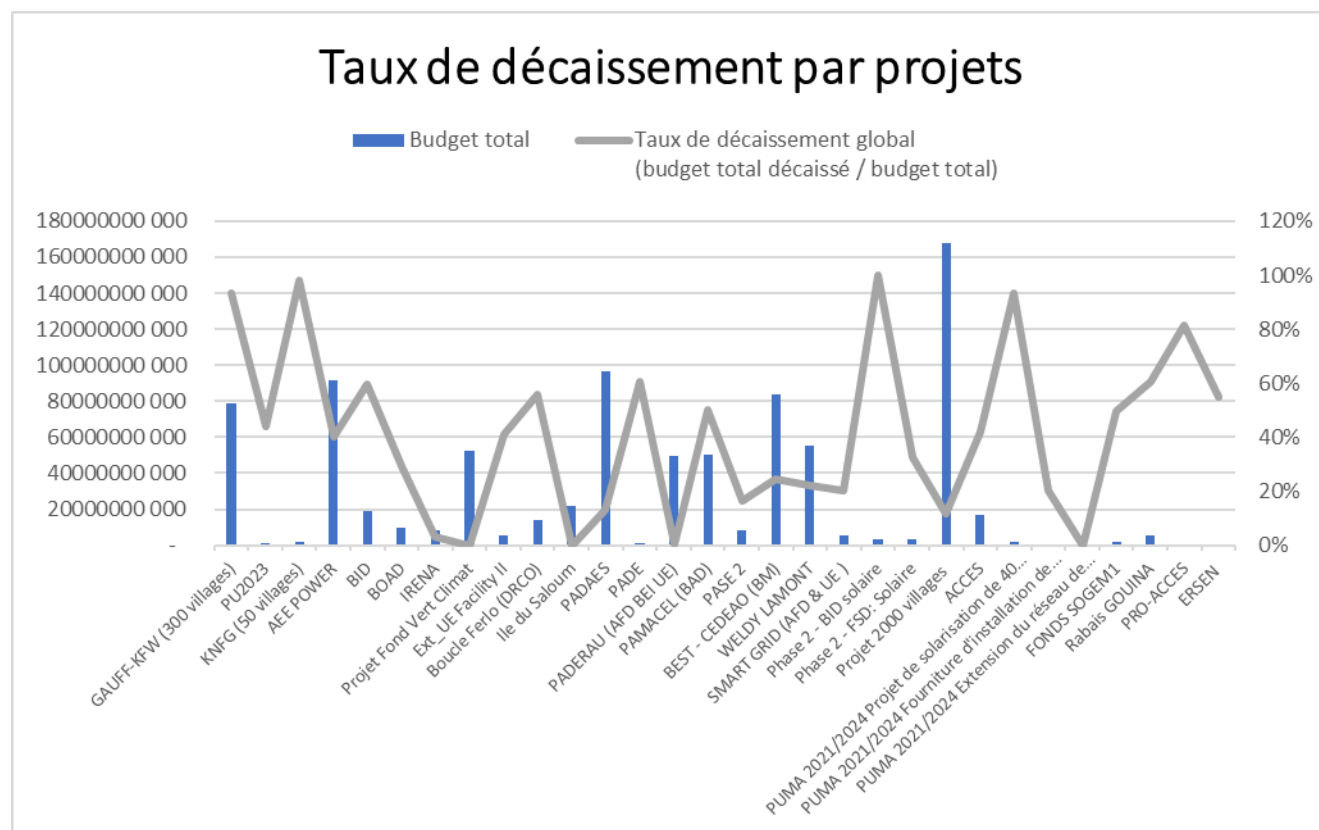


Figure 16: Taux de décaissement par rapport au budget par projet

Cependant, l'analyse révèle un taux de décaissement global de 41%, un niveau relativement faible qui traduit la progression timide constatée dans l'exécution des activités des différents projets.

Il convient de souligner que cette moyenne cache des disparités importantes : certains projets affichent des taux de décaissement supérieurs à 90 %, tandis que d'autres peinent à atteindre 10 %, en raison de retards dans la mobilisation des financements (contrats de rétrocession non encore signés) ou du manque d'informations sur les budgets alloués.

Par ailleurs, les données budgétaires pour certains projets restent incomplètes, notamment celles relatives aux décaissements prévus pour l'année 2025, ce qui limite la visibilité sur la situation financière globale du programme.

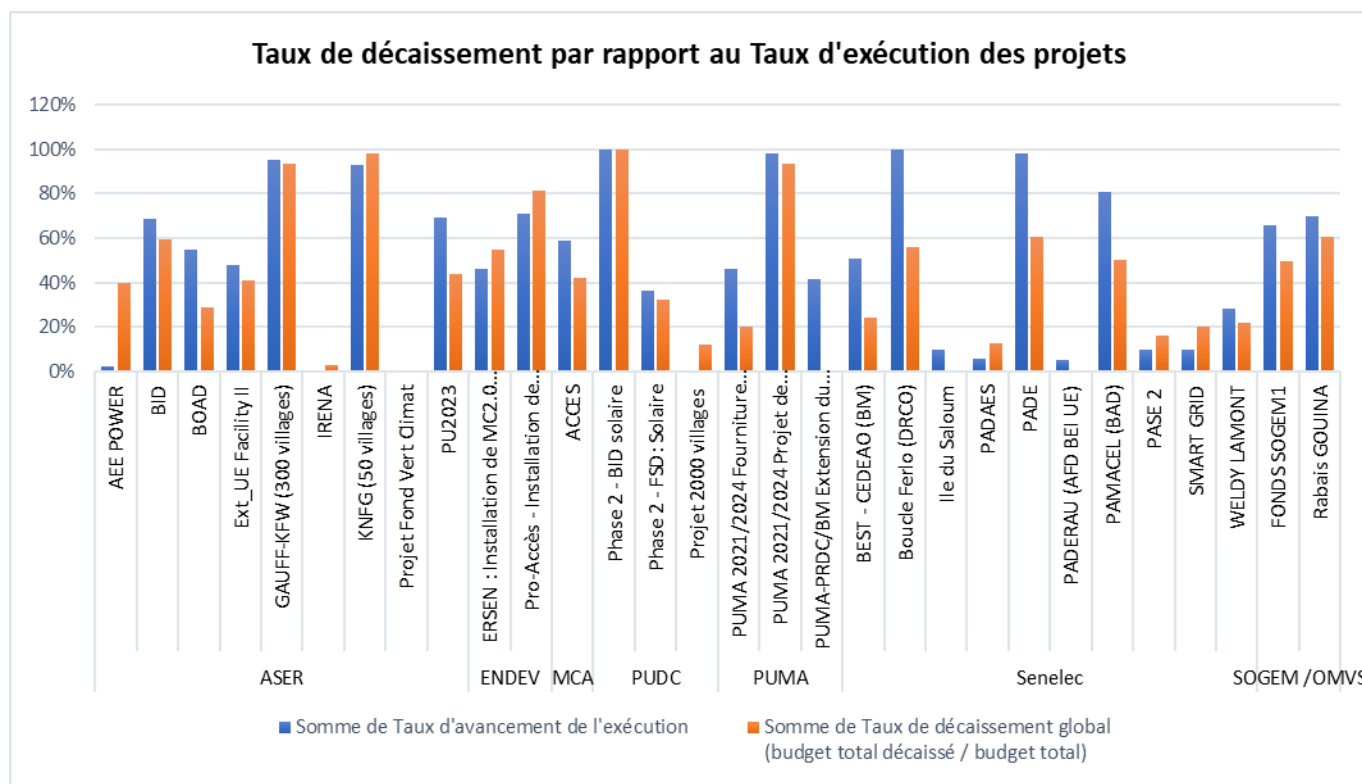


Figure 17: Taux de décaissement par rapport au Taux d'exécution des projets

Le suivi simultané du taux de décaissement et du taux d'exécution constitue un levier essentiel pour garantir le succès des projets financés par des ressources externes. Une évaluation rigoureuse de ces indicateurs permet de prendre des décisions éclairées et de renforcer la performance globale du programme.

2.5 Situation intermédiaire de l'accès au 31 décembre 2026

Cette section présente la situation prévisionnelle de l'électrification nationale à la date du 31 décembre 2026. L'objectif est d'apprécier la progression vers l'objectif d'accès universel à l'horizon 2029, en identifiant les avancées attendues et les écarts éventuels, afin de permettre une réorientation ou un renforcement des actions si nécessaire.

Les prévisions reposent sur deux sources principales :

- La situation actuelle établie à mai 2025, issue du diagnostic consolidé présenté dans les sections précédentes ;
- Les plannings de réalisation transmis par les unités de gestion, couvrant les trimestres T3 et T4 de l'année 2025 ainsi que les quatre trimestres de l'année 2026.

L'intégration de ces informations permet d'établir une projection réaliste de l'état d'avancement des projets à fin 2026.

2.6 Situation actuelle des projets d'électrification (mai 2025)

Unité de Gestion	Electrifiées_projet	En cours_projet	Restant_projet	GrandTotal_projet
SENELC	1 596	2 844	1 066	5 506
ASER	507	3 587	3	4 097
PUDC	1 104	889	1	1 994
PUMA	177	1	1	179
MCA	10	359	0	369
GrandTotal_projet	3 394	7 680	1 071	12 145

Tableau 9: Situation actuelle des projets d'électrification (mai 2025)

Le tableau x présente la répartition des 12 145 localités inscrites dans les projets d'électrification au Sénégal à la date mai 2025, réparties entre les différentes unités de gestion.

- 394 localités sont déjà électrifiées ;
- 680 localités sont en cours de réalisation ;
- 1 701 localités restent encore à engager.

Cela porte à 8 751 le nombre total de localités restant à électrifier entre mai 2025 et 2029, représentant l'effort à fournir pour atteindre l'accès universel à l'électricité.

Ces chiffres montrent l'importance de renforcer la coordination, d'accélérer les projets en retard et de sécuriser les ressources pour achever l'électrification des localités encore non couvertes.

2.7 Projections de réalisation (T3-T4 2025 et T1-T4 2026)

Les prévisions d'électrification d'ici fin 2026, communiquées par les unités de gestion, se présentent comme suit :

LOCALITES PREVUES D'ICI 2026 dans les projets	
SENELEC	3 017
ASER	3 091
PUDC	600
PUMA	122
Total	6 830

Tableau 10:Projection réalisation en 2026

A partir des prévisions cumulées aux réalisations déjà enregistrées, la situation attendue au 31 décembre 2026 est synthétisée dans le tableau ci-dessous :

Unité de Gestion	Electrifiées_projet	En cours_projet
SENELEC	4 613	893
ASER	3 598	496
PUDC	1 704	290
PUMA	299	363
MCA	10	359
Grand Total_projet	10 224	2 401

Tableau 11:Situation prévisionnelle en 2026

2.8 Analyse des projections

Les données projetées indiquent une progression significative dans la mise en œuvre des projets d'électrification entre mai 2025 et décembre 2026, bien que des disparités persistent selon les unités de gestion.

- SENELEC prévoit l'électrification de 3 017 localités supplémentaires, ce qui porterait son total à 4 613 localités électrifiées d'ici fin 2026. Un reliquat de 893 localités resterait encore en cours à cette échéance.
- ASER affiche une dynamique comparable, avec 3 091 localités prévues, pour un total de 3 598 électrifiées et 496 encore en cours fin 2026.
- PUDC envisage 600 localités supplémentaires, portant son total à 1 704 électrifiées, tandis que 290 resteront à finaliser.
- PUMA, avec un portefeuille plus restreint, prévoit 122 nouvelles électrifications, pour un total de 299 électrifiées d'ici fin 2026, contre 363 encore en cours.
- MCA, à ce stade, ne prévoit aucun démarrage effectif d'ici 2026 : seules 10 localités électrifiées sont comptabilisées, avec 359 localités toujours en cours sans visibilité concrète sur leur achèvement.

Avec l'achèvement des chantiers en cours projeté en juin 2027, le taux d'accès sera d'environ **94,69%**.

Chapitre 2 — Plan d'investissement consolidé

I. Introduction

Afin d'atteindre l'horizon 2029, la **mobilisation et la structuration des financements** deviennent le pivot de la stratégie, conditionnant la re- priorisation des projets, l'accélération des procédures et le déploiement des solutions technologiques durables.

Le **Plan d'Investissement Consolidé (PIC)** repose sur une approche de planification qui consiste, à partir de la vision nationale et de la situation de référence, à définir les hypothèses de coûts et le cadre budgétaire global. Cette démarche permet de garantir la cohérence avec les orientations de politique énergétique du Gouvernement, de fixer un cap clair et de donner aux partenaires financiers un référentiel unique et consolidé.

En parallèle, l'élaboration du PIC s'est appuyée sur une méthodologie de travail, visant à produire rapidement des résultats tangibles et exploitables en tenant compte des données démographiques (populations et ménages) et de la distance au réseau existant ou planifié. Cette approche a permis d'identifier en priorité les localités non inscrites dans les projets.

L'estimation des coûts par localité se fonde principalement sur les critères de choix technologiques du plan opérationnel et des coûts de référence actualisés.

Ces approches constituent un outil efficace de validation et de crédibilisation du plan, renforçant ainsi la mobilisation des partenaires financiers et du secteur privé.

II. Méthodologie

L'approche méthodologique adoptée vise à :

- **L'évaluation du gap** à combler : localités à électrifier et ménages à raccorder
- **Définir des objectifs chiffrés par localité**, puis **les agréger** au niveau des **pôles-territoires** et **au niveau national** ;
- **Planifier un calendrier** réaliste et établir un **cadre budgétaire global**.

Elle s'appuie sur deux paramètres principaux :

3. **Profil démographique** et **distance** aux réseaux **existants** ou **planifiés** ;
4. **Hypothèses de coûts par ménage** (investissement et raccordement).

Sur cette base, une **combinaison optimisée de solutions** est retenue, en fonction des spécificités démographiques et géographiques des localités.

Le chapitre présente : **(i) la grille de détermination des solutions**, **(ii) la répartition consolidée par technologie**, et **(iii) l'approche territoriale par pôles de développement**.

III. Identification du Gap

L'état des lieux qui a été réalisé révèle **12 683 localités** électrifiées sur un total de **25 725** localités existant. Ce résultat témoigne des efforts soutenus réalisés au cours des dernières années.

Parallèlement, **6 571 localités** sont actuellement en phase de réalisation dans différents projets nationaux, avec un rythme soutenu qui devrait être achever en 2027. Cependant, 6 471 localités dont **6 456 identifiées avec des coordonnées géorefencées nécessitant un plan de mobilisation des financements pour atteindre l'accès universel.**

Reparti par pôle

Pôle Territoire	Gap de localités par pôle
Pôle Centre	1066
Pôle Diourbel-Louga	2106
Pôle Nord	897
Pôle Nord Est	576
Pôle Sud	623
Pôle Sud Est	959
Pôle Thiès	229
Total	6456

IV. Critères de choix technologies et Hypothèses de coûts

L'approche adoptée pour avoir les objectifs chiffrés par localité pour pouvoir les agréger jusqu'au niveau de chaque pôle-territoire et au niveau national, le calendrier et le cadre budgétaire global repose sur des critères de choix technologiques fondés sur deux (2) paramètres que sont la démographie et la distance par rapport au réseau électrique existant et planifié des localités, ainsi que les hypothèses de coûts par ménage.

Plus précisément, elle repose sur une combinaison optimisée de solutions, adaptées aux caractéristiques démographiques et géographiques des localités. Cette partie présente la grille de détermination des solutions, la répartition consolidée par technologie.

Hypothèses générales

- Moyenne de 10 habitants par ménage
- La demande est estimée sur la base de la population de 2035 calculée à partir d'un taux de croissance annuel de 2,5%
- Le nombre de ménages est calculé en faisant le ratio entre la population de la localité au nombre moyen d'habitants par ménage en milieu rural (10 habitants / ménage), si le ratio population par ménage est supérieur à 15

- L'estimation de la demande dans les localités « mini centrale solaire » et « extension réseau » est faite sur la base du nombre de ménages calculé en 2035
- L'estimation du nombre de kits SHS est faite sur la base du nombre de ménages calculé des localités SHS
- 100% des ménages seront dotés de branchement
- 100% des ménages seront dotés d'installations intérieures Hypothèses pour l'Extension du réseau
- Le besoin de réseau MT par localité est égal à la distance de la localité par rapport au réseau HTA
- 500 W par ménage avec 20% comme taux d'extension pour tenir en compte des usages socio productifs, de l'EP et l'évolution de la demande
- 0,87 de facteur de puissance ($\cos \phi$)
- 95% de rendement
- 0,7 de coefficient de simultanéité
- Étant donnée la faible demande en milieu rural, un seul type de câbles pour le réseau HTA sera considéré, soit 54,6 mm²
- Coefficient de réserve pour les transformateurs : 25% à l'année 10

Hypothèses pour le Réseau BT des localités Extension réseau et mini centrale solaire

- Entre 1 et 10 ménages, 1 km de réseau
- Entre 10 et 50 ménages, 2 km de réseau
- Entre 50 et 100 ménages, 3 km de réseau
- Entre 100 et 200 ménages, 4 km de réseau
- Entre 200 et 500 ménages, 5 km de réseau
- Pourcentage de câble BT 35mm² : 70%, Pourcentage de câble BT 70mm² : 30%
- On considèrera des lampadaires de 50 W chacun, placés tous les 80m sur les supports du réseau BT de la localité. (En d'autres termes, on installera 1 lampadaire tous les 2 supports). Soit un nombre de 32 par localité en tenant compte de l'hypothèse longueur de réseau BT.

Hypothèses pour les Mini centrales solaires photovoltaïques

Dimensionnement des mini centrales solaires sur la base de **0,83W / Wc** avec une majoration de **20 %** pour tenir en compte de l'augmentation rapide de la demande liée à la redynamisation de l'économie des localités, de l'éclairage public et des usages sociocommunautaires

- Système solaire individuel (SHS)

1 SHS / ménage dans les localités qualifiées SHS

Kit de 300 Wc pour les SHS

Hypothèses de coûts (Coûts unitaires de référence)

Le PIC s'appuie sur une estimation actualisée des coûts d'électrification, adaptée aux conditions économiques et techniques récentes. Trois types de solutions sont envisagés

Désignation	2	Prix Unitaire (FCFA)
Réseau HTA		
RECAPITULATIF RESEAU MOYENNE TENSION EN 54,6 mm ²	km	11 000 000
Poste HTA/BT		
Poste H61 30kV/BT- 25 kVA	U	6 500 000
Poste H61 30kV/BT- 50 kVA	U	7 500 000
Poste H61 30kV/BT- 100 kVA	U	8 000 000
Poste H61 30kV/BT- 160 kVA	U	9 000 000
Réseau BT		
RECAPITULATIF RESEAUX BT AERIEN 70 mm ²	km	10 000 000
RECAPITULATIF RESEAUX BT AERIEN 35 mm ²	km	7 500 000
Branchements		
Branchement Monophasé (Compteur inclus)	U	180 000
Branchement Triphasé (Compteur inclus)	U	220 000
Eclairage public		
Eclairage Public avec Lampe LED -50W	U	200 000
Coffret EP équipé précablé de 60 A, non compris le compteur par localité	U	350 000
Installations intérieures		
Installation classique	U	290,000
Mini centrale solaire photovoltaïque		
Maximum OS	Wc	4 618
Minimum OS	Wc	3 005
Moyenne	Wc	3 594
DAO	Wc	2 076
Senelec²	Wc	2 820
Système solaire individuel (SHS)		
Kit Solar Home System complet installé chez le bénéficiaire	Kit	500 000

² Les coûts de référence de Senelec ont été adoptés se basant sur les plus récents dossiers appel d'offres. Il faut juste noter que cette option implique des procédures souvent plus longues et par rapport à l'impérieuse nécessité de

l'accès universel à l'horizon 2029.

Hypothèse de dimensionnement

Réseaux HTA
Étant donnée la faible demande en milieu rural, un seul type de câbles pour le réseau HTA sera considéré, soit 54,6 mm²
Coefficient de réserve pour les transformateurs : 25% à l'année 10
Réseaux BT
Longueur moyenne du réseau BT par localité : 2,5 km/localité
Pourcentage de câble BT 35mm ² : 70%, Pourcentage de câble BT 70mm ² : 30%
On considèrera des lampadaires de 50 W chacun, placés tous les 80m sur les supports du réseau BT de la localité. (En d'autres termes, on installera 1 lampadaire tous les 2 supports). Soit un nombre de 32 par localité en tenant compte de l'hypothèse longueur de réseau BT.
Autres
Facteur de puissance (cosphi) : 0,87

Critères de choix technologiques

Ainsi, il a été défini plusieurs critères optionnels suivants les variantes proposées :

Scenario de base étude plan opérationnel

Distance au réseau	Population	Solution technique recommandée
Toute	≥1000 habitants	Extension réseau
< 1 km	Toute	Extension réseau
1 – 10 km	< 100 habitants	Système individuel / PV autonome
1 – 10 km	≥ 100 habitants	Extension réseau
> 10 km	< 100 habitants	Système individuel / PV autonome
> 10 km	≥ 100 habitants	Mini-réseau PV

Étiquettes de lignes	Nombre de Technologie Optimale	Moyenne de Distance MT (km)	Moyenne de Pop
Centrale Solaire	844	21.7	259.1
Réseau MT	3,963	2.6	251.1
SHS	1,649	9.5	57.1
Total général	6,456	6.9	202.6

Variante 1 (**Prépondérance réseau**) tout réseau jusqu'à 10 km et toute localité de 1000 hbts

Distance au réseau	Population	Solution technique recommandée
Toute	≥1000 habitants	Extension réseau
< 10 km	Toute	Extension réseau
> 10 km	< 100 habitants	Système individuel / PV autonome
> 10 km	≥ 100 habitants	Mini-réseau PV

Étiquettes de lignes	Nombre de Technologie Optimale	Moyenne de Distance MT (km)	Moyenne de Pop
Centrale Solaire	844	21.7	259.1
Réseau MT	5,119	2.9	207.3
SHS	493	23.0	57.1
Total général	6,456	6.9	202.6

Variante 2 (**Prépondérance hors réseau**) optimisé SHS pour toute localité de moins de 100hbts même à 1km

Distance au réseau	Population	Solution technique recommandée
Toute	≥1000 habitants	Extension réseau
Toute	< 100 habitants	Système individuel / PV autonome
1 – 10 km	≥ 100 habitants	Extension réseau
> 10 km	≥ 100 habitants	Mini-réseau PV

Étiquettes de lignes	Nombre de Technologie Optimale	Moyenne de Distance MT (km)	Moyenne de Pop
Centrale Solaire	844	21.7	259.1
Réseau MT	3,368	3.2	300.6
SHS	2,444	6.5	55.9
Total général	6,456	6.9	202.6

V. Évaluation des coûts globaux par technologies

La part majeure des investissements concerne donc l'extension du réseau classique MT/BT, qui permet une desserte durable et fiable dans les zones à forte densité de population. Les mini-réseaux solaires sont adaptés aux zones isolées où l'extension du réseau serait trop coûteuse, tandis que les systèmes solaires domestiques (SHS) visent les localités très dispersées ou peu accessibles, offrant une solution flexible et rapide à mettre en œuvre.

SCENARIOS	BASE	CRITERE VARIANTE 1	CRITERE VARIANTE 2
	3963 localités Extension Réseau 844 localités Mini-Réseaux solaires PV 1649 localités SHS	3368 localités Extension Réseau 844 localités Mini-Réseaux solaires PV 2244 localités SHS	5119 localités Extension Réseau 844 localités Mini-Réseaux solaires PV 493 localités SHS
Source	Coût HTHD (FCFA) avec Critère PO	Coût HTHD (FCFA) avec ASER	Coût HTHD (FCFA) avec SENELEC
Extension réseau MT/BT	231,927,714,551	212,910,528,446	300,154,834,369
SHS	5,860,104,880	8,249,000,800	1,739,716,720
Minicentrale solaire PV	92,075,514,708	92,075,514,708	92,075,514,708
Total frais d'investissements	329,863,334,139	313,235,043,954	393,970,066,797
Frais de gestion et études (5%)	16,493,166,707	15,661,752,198	19,698,503,340
Frais d'usage productif (5%)	16,493,166,707	15,661,752,198	19,698,503,340
Aléas (10%)	32,986,333,414	31,323,504,396	39,397,006,680
Enveloppe globale du PIC	395,836,000,967	376,933,018,234	472,764,078,957

Scenarior de base — Critère étude PO 2019.

Option historique adoptée en 2019 dans le cadre du plan opérationnel d'investissements pour l'accès. Elle s'appuie sur un **critère de sensibilité** combinant **taille démographique** des localités et **distance au réseau**, afin d'arbitrer de façon optimale les priorités de raccordement.

Variante 1 — Prépondérance réseau.

Approche fondée sur le retour d'expérience d'exploitation technique et commerciale. Senelec préconise un **raccordement par extension de réseau** pour **toute localité située à moins de 10 km** d'une infrastructure existante, **quelle que soit sa taille**.

Variante 2 — Prépondérance hors réseau.

Sous-critère du PO visant à **assouplir l'obligation de raccordement systématique au réseau sur 1km de la ligne** : il introduit une dérogation à l'exigence de raccorder **toute localité située à un (1) kilomètre** d'une ligne, lorsque des solutions alternatives s'avèrent plus pertinentes pour une population de moins de 100 habitants.

Certes, l'approche fondée sur les critères de la variante 2 présente des coûts unitaires plus faibles, mais elle s'expose à un risque élevé de refus social pour les localités "sous la ligne". Quant à la variante 1, elle se heurte à un coût global plus élevé et à des délais supplémentaires liés aux études d'impact et aux exigences de bancabilisé/rentabilité.

L'option proposée consiste à maintenir les critères du PO, qui demeurent de loin les plus raisonnables en termes de capacités.

∴

Critères de détermination des solutions techniques d'électrification

Distance au réseau	Population	Solution technique recommandée
 < 1 km	 Toute	Raccordement au réseau MT 
 1 – 10 km	 < 100 habitants	Système individuel / PV autonome 
 1 – 10 km	 ≥ 100 habitants	Raccordement au réseau MT 
 > 10 km	 < 100 habitants	Système individuel / PV autonome 
> 10 km	 ≥ 100 habitants	Mini-réseau PV 

Ainsi, le coût de l'accès se caractérise comme suit :

Source	Coût HTHD (FCFA) avec Critère PO
Extension réseau MT/BT sur 3963 localités	231,927,714,551
SHS sur 1649 localités	5,860,104,880
Minicentrale solaire PV sur 844 localités	92,075,514,708
Total frais d'investissements	329,863,334,139
Frais de gestion et études (5%)	16,493,166,707
Frais d'usage productif (5%)	16,493,166,707
Aléas (10%)	32,986,333,414
Enveloppe globale du PIC	395,836,000,967

Avec ce coût global, le raccordement pour chaque ménage revient à **3,52 millions FCFA à l'Etat.**

VI. Ventilation par pôle territoire

Afin d'optimiser l'impact des investissements et d'adapter la stratégie du gouvernement en matière de développement économique, le pays est subdivisé en 8 pôles territoriaux, chacun présentant des caractéristiques démographiques, économiques et géographiques distinctes.

La ventilation ci-dessous répartit l'enveloppe totale de 396 Mds FCFA proportionnellement au nombre de ménages 2029 par pôle, puis applique la composition technologique globale (Extension ≈ 71 %, Mini-PV ≈ 27 %, SHS ≈ 2 %).

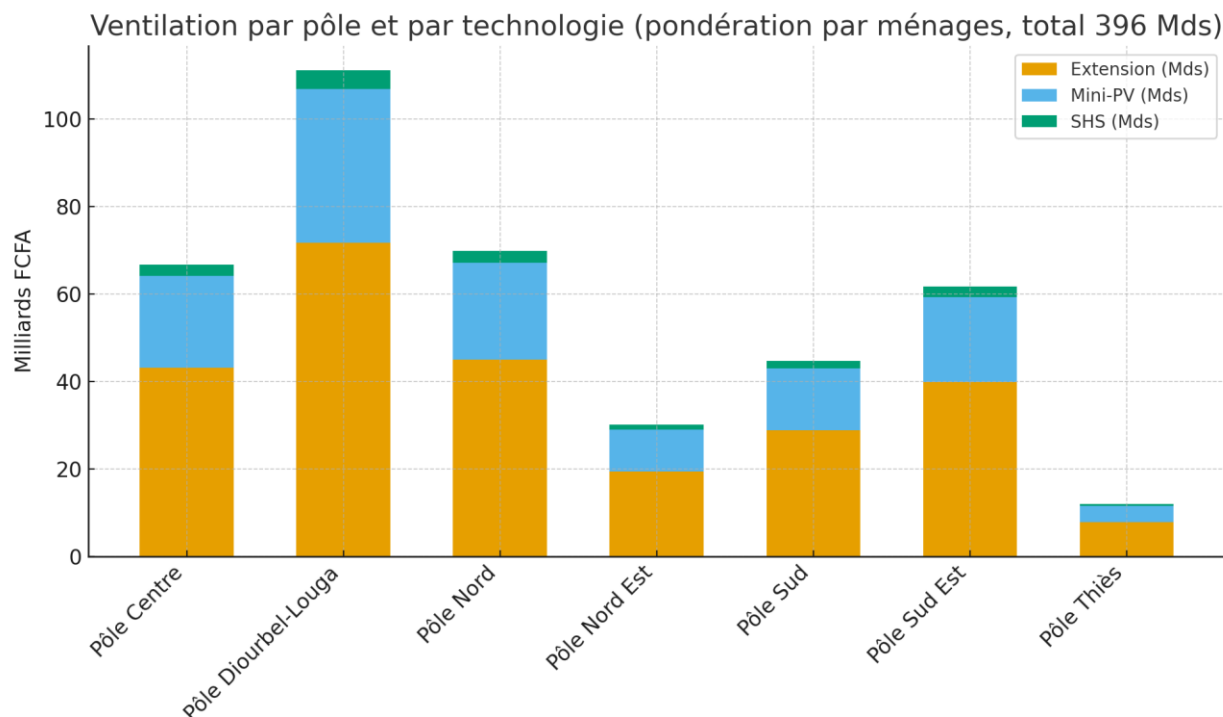
Pôle	Localités non électrifiées	Population 2029	Ménages 2029	Poids ménages	Budget total (Mds)		Extension (Mds)	Mini-PV (Mds)	SHS (Mds)
Pôle Centre	1066	206776	18944	0.168	57.020	B	50.592	5.542	0.885
Pôle Diourbel-Louga	2106	301679	31561	0.280	114.770	A	88.282	23.920	2.567
Pôle Nord	897	170767	19819	0.176	73.776	B	38.864	33.808	1.104
Pôle Nord Est	576	98713	8543	0.075	33.653	C	15.552	17.695	0.405
Pôle Sud	623	132784	12695	0.112	36.644	C	35.026	1.017	0.601
Pôle Sud Est	959	185621	17497	0.155	69.938	B	41.196	27.505	1.237
Pôle Thiès	229	31363	3407	0.030	10.031	C	8.799	1.001	0.231
Total général	6456	1127703	112466	1	395.836		278.313	110.490	7.032

La ventilation par pôles territoriaux permet d'adapter les solutions techniques et financières aux réalités locales, tout en optimisant les coûts d'investissement. Les pôles Centre-Nord et Est-Sud Est, qui concentrent près de la moitié du budget, bénéficient d'un effort soutenu pour accélérer l'accès.

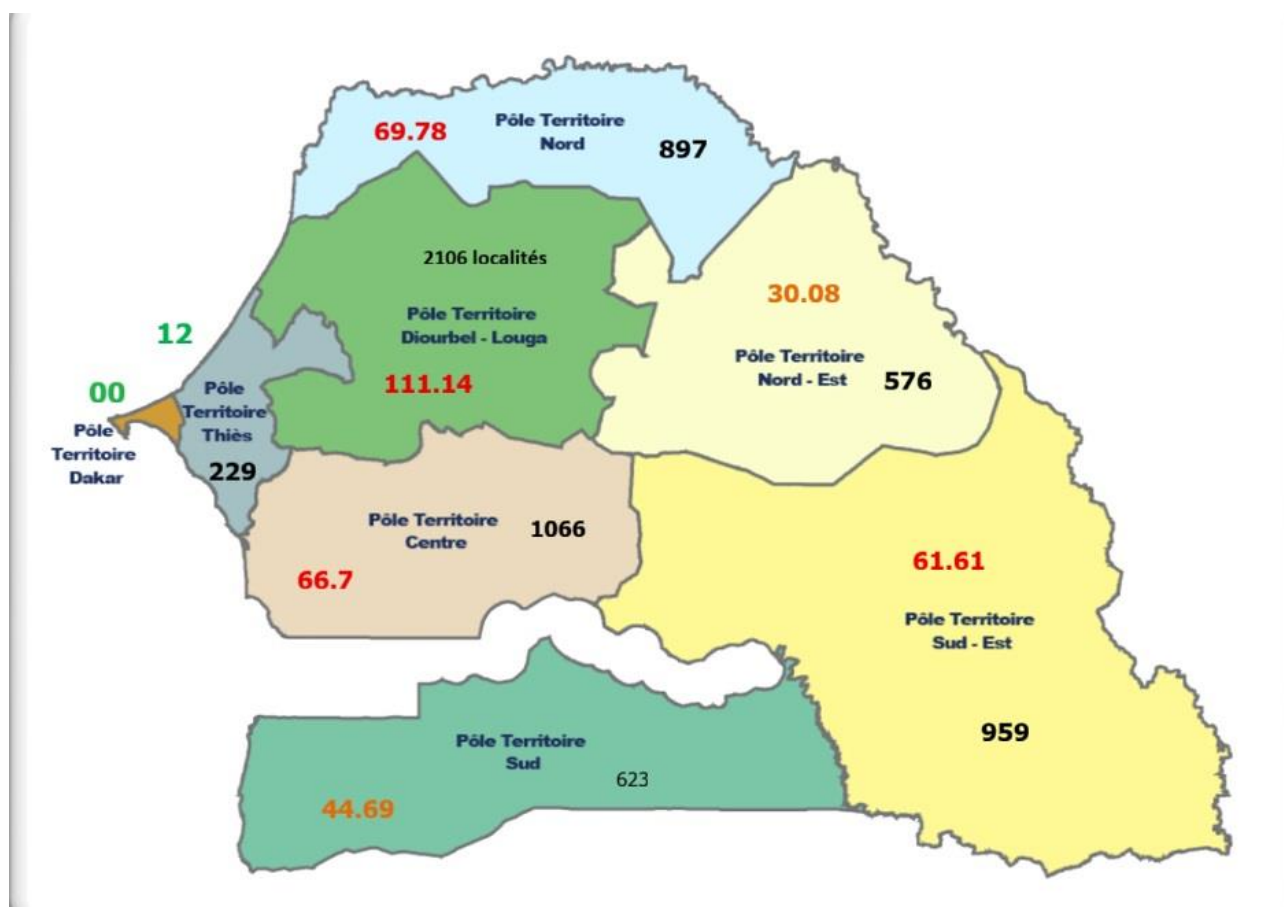
Les pôles à enjeux sociaux élevés comme Casamance et Fleuve Nord sont ciblés pour réduire rapidement les inégalités territoriales, tandis que les pôles Delta & Niayes et Sine-Saloum visent la consolidation et la sécurisation de l'accès déjà partiellement assuré.

Cette approche territoriale favorise également la coordination entre acteurs locaux, facilite la mobilisation des ressources et l'appropriation des projets par les communautés.

Des fiches de projets par pôles seront établies en regroupant au besoin deux (2) pôles par projet.



- **Le pôle Diourbel-Louga** concentre le plus gros besoin d'investissement (**114.770.527.954 FCFA**), lié à son fort déficit d'accès.
- Les **pôles Sud et Sud-Est associé au pôle Diourbel-Louga** représentent à eux deux près de deux tiers des besoins , confirmant la priorité donnée aux zones enclavées.
- **Le pôle Centre** reste stratégique avec plus de **57.020.557.256 FCFA** d'investissements nécessaires.
- **Le pôle Thiès**, déjà fortement électrifiée, affiche des besoins très limités à hauteur de **10.031.712.065 FCFA**.



VII. Approche genre et inclusion sociale

Grâce à la nouvelle base consolidée grâce aux données de l'ANSD, une répartition par genre pour chaque localité a été obtenue. Une approche orientée genre constitue aujourd'hui une exigence dans la priorisation des investissements notamment pour le volet usage productif. Les investissements devront inclure aussi inclure des usages productifs adaptés aux activités économiques des femmes et des jeunes pour le développement de l'entrepreneuriat rural. Cela pourrait entraîner une révision à la hausse des budgets prévus.

Ainsi, la stratégie évalue le nombre de bénéficiaires directs sous forme de personnes ayant accès à l'électricité grâce aux branchements des ménages. Étant donné le grand nombre et la répartition des bénéficiaires sur le territoire national, on suppose que le pourcentage de femmes est pratiquement équivalent à la moyenne nationale. Le genre, la vulnérabilité, le mécanisme de gestion des plaintes et l'inclusion/exclusion sociale devront être pris en compte comme composantes des sauvegardes qui comprennent les exigences institutionnelles, l'AT, les consultations, la participation et le suivi-évaluation des impacts.

Il est important de rappeler que tous les projets prévoient la formation des jeunes et le développement des activités génératrices de revenus pour les femmes et les jeunes.

Montants par pôle et par genre (Mds FCFA)

Ventilation par sexe calculée au prorata de la structure démographique 2023 de chaque pôle.

Pôle	F 2023	H 2023	Pop 2023	Part pop %
Pôle CENTRE	83829	92219	176048	18.56
Pôle DIOURBEL-LOUGA	124740	130987	255727	26.96
Pôle NORD	69178	68233	137411	14.49
Pôle NORD-EST	41280	43221	84501	8.91
Pôle SUD	53766	59085	112851	11.90
Pôle SUD-EST	75646	80903	156549	16.50
Pôle THIES	11887	13608	25495	2.69
Total	460326	488256	948582	100.00

Pôle territorial	Budget_total_Mds	Femmes_Mds	Hommes_Mds
Pôle Centre	66.7	31.76	34.94
Pôle Diourbel-Louga	111.14	54.21	56.93
Pôle Nord	69.78	35.13	34.65
Pôle Nord Est	30.08	14.69	15.39
Pôle Sud	44.69	21.29	23.4
Pôle Sud Est	61.61	29.77	31.84
Pôle Thiès	12.0	5.59	6.41
Total général	396.0	192.44	203.56

Voici les **montants globaux** (tous pôles confondus) ventilés par sexe, sur la base du budget total **396 Mds FCFA** et des parts démographiques 2023 par pôle :

- **Femmes : 192,455 Mds FCFA**
- **Hommes : 203,545 Mds FCFA**

VIII. Stratégie de mobilisation des financements

La réussite du Plan d'Investissement Consolidé (PIC) repose sur la capacité du Sénégal à mobiliser les ressources financières nécessaires pour couvrir un besoin global projeté sur 10 ans estimé à 396 milliards de FCFA sur la période 2025-2029. La stratégie retenue s'appuie sur une diversification des sources de financement afin de stimuler l'implication du secteur privé.

Principes directeurs

- **Diversification** : combiner financements publics, privés, concessionnels et innovants pour répartir les risques.
- **Levier public** : l'État joue un rôle catalyseur par ses contributions directes et la mise en place d'incitations.

- **Intégration du secteur privé** : renforcer les partenariats public-privé (PPP) et encourager les opérateurs indépendants.
- **Innovation financière** : mobiliser les mécanismes verts et climatiques (fonds carbone, green bonds, JETP).
- **Ancrage territorial** : impliquer les collectivités locales et programmes spécifiques (PUDC, PUMA, ENDEV).
- **Gouvernance financière** : comité de pilotage des financements (trimestriel), suivi des écarts engagement/décaissement, clauses de performance.

Répartition des financements prévus

Conformément à la stratégie d'endettement à moyen terme de l'État ainsi qu'aux orientations du MEPC, qui préconisent de privilégier le recours au financement privé, la répartition des financements s'établit comme suit :

Financement	Part (%)	Montant (Mds FCFA)
État (PTF, JETP, BCI et COLLECTIVITE)	33 %	130,68
Financements innovants/verts (fonds verts, carbone)	7 %	27,72
Secteur privé & PPP	60%	237,6
Total	100 %	396,00

Autres instruments financiers alternatifs

- **Redevance d'électrification rurale** : utilisée comme levier pour lever des prêts.
- **Fonds de garantie** : pour inciter le secteur privé à investir dans les mini-réseaux et SHS.
- **Émissions obligataires pour l'accès** : dédiées aux infrastructures énergétiques durables.
- **Financements climat et carbone** : valorisation des émissions évitées grâce aux énergies renouvelables.
- **Mobilisation de fonds de solidarité Accès** : RSE, Téléthon, Redevance Accès à travers le kilowattheure facturé au client Senelec.
- **Autres mécanismes dédiés** : PforR (PTF) ; Titrisation.

IX. Risques Financiers et Mesures d'Atténuation

- les principaux risques identifiés sont notamment les suivants : **Retards de décaissement** seront atténués par un renforcement du suivi budgétaire et la mise en place de mécanismes d'alerte précoce.
- **Dépendance aux financements extérieurs** pourra être limitée par une diversification accrue des sources de financement, notamment le secteur privé.
- **Inflation sur les coûts des équipements**, influençant la rentabilité des projets, sera contenue grâce à des achats groupés, des contrats à long terme, et la promotion de la production locale.

X. Renforcement du secteur privé et des acteurs locaux

L'intérêt d'ouvrir davantage le champ au secteur privé dépasse la seule quête de l'accès universel. À l'image du Maroc et de la Tunisie, qui exportent des services énergétiques et mettent sur le marché d'Afrique subsaharienne leurs équipements, le Sénégal manquerait un tournant stratégique s'il atteignait l'accès universel sans développer, parallèlement, une industrie électrique compétitive. La structuration de cette filière est déterminante pour permettre à nos entreprises de capter le potentiel régional — conception, fabrication, intégration, maintenance et services — et de créer de la valeur au-delà de nos frontières.

À ce jour, ce sont surtout nos cabinets d'études qui ont relevé ce défi ; il convient désormais d'étendre cet élan à l'ensemble des métiers de la chaîne de valeur. À l'horizon 2029, plusieurs actions structurantes peuvent être mises en œuvre pour consolider les acquis du secteur privé national et accélérer la dynamique d'électrification :

- La mise en place d'un **cluster énergétique national** réunissant les acteurs publics, privés et financiers afin de promouvoir le développement d'une industrie électrique nationale compétitive, intégrée et orientée vers la production locale d'équipements.
- La **levée des contraintes d'accès au financement** pour les opérateurs privés nationaux par la mise en place de mécanismes de garantie, de subventions ciblées et de dispositifs d'accompagnement technique.
- L'**allègement des barrières administratives** et des délais dans le traitement des projets portés par le secteur privé, afin de stimuler l'initiative locale.
- L'**assouplissement des critères d'éligibilité** aux projets financés par les bailleurs, notamment dans les marchés d'électrification rurale, pour favoriser l'inclusion des PME locales et l'adaptation aux réalités du terrain

Pour garantir la durabilité et l'efficacité des investissements, le PIC prévoit :

- La création d'un fonds de garantie dédié aux PME locales afin de stimuler leur implication dans les projets d'électrification ;
- La mise en place d'incitations fiscales et la facilitation de l'accès au crédit, pour dynamiser les investissements privés et les partenariats public-privé.
- La réservation d'une part importante des investissements aux secteurs privés

XI. Calendrier indicatif

Ce calendrier propose une feuille de route progressive et structurée pour la mise en œuvre des financements et des projets d'électrification rurale. Chaque étape a été pensée afin de sécuriser les ressources, d'assurer la cohérence des interventions et de poser les bases d'une croissance durable du secteur :

- 2025-2026 : cette phase initiale est consacrée à la mobilisation intégrale des financements requis par :
 - la recherche et consolidation des financements des projets maturés à travers l'organisation de table ronde des bailleurs ou de la négociation d'extension des projets en cours.
 - la mobilisation des financements concessionnels et des partenariats public-privé (PPP)
 - l'intégration des fonds verts, des financements carbone et la diversification des sources financières, afin de soutenir l'expansion des projets et renforcer la résilience du modèle
 - la mise à disposition de la dotation budgétaire de l'Etat, des contreparties nationales et des premiers engagements des partenaires techniques et financiers (PTF), condition sine qua non du démarrage effectif des opérations.
 - La mise en place d'un mécanisme de financement impliquant une contribution des ménages.
 - La mise à jour de la loi N°2006-18 portant création de la Redevance d'électrification rurale (RER) en élargissant l'assiette de la Redevance d'électrification rurale (RER) à toutes les autres catégories de clients.
 - L'application d'une redevance d'électrification rurale aux producteurs.

2027 : Cette étape correspond :

- la mise en œuvre de l'évaluation ex ante pour asseoir une situation de référence.
- au démarrage effectif de la mise en œuvre du plan d'investissement consolidé (PIC) suivant le calendrier des activités indiqué en annexe x.
- 2028 : Poursuite des travaux du PIC suivant le calendrier des activités indiqué en annexe x.
- 2029 : Finaliser les travaux d'accès et mettre en place un dispositif pérenne de maintenance et de densification, garantissant la viabilité des infrastructures.

XII. Suivi Financier

Le suivi de l'exécution financière s'appuiera sur des indicateurs clés, permettant de garantir la transparence, la maîtrise des coûts et l'efficacité des investissements :

- Le taux d'exécution annuelle des budgets alloués par projet et par acteur.
- Le montant des fonds effectivement mobilisés selon les différentes sources (État, bailleurs, fonds verts, secteur privé).
- Le respect du calendrier financier, avec des points réguliers de contrôle et d'ajustement.
- Le suivi du coût moyen par ménage, selon le type de solution mise en œuvre.

XIII. Synthèse

Le PIC 2025-2029, avec un budget estimé à 396 milliards Francs CFA, qui sera consolidé avec le PIMC, offre un cadre rationnel et réaliste pour atteindre l'accès universel à l'électricité.

La combinaison des solutions techniques et l'approche territoriale permettront de répondre efficacement aux disparités régionales, tout en garantissant la pérennité des installations. Le renforcement institutionnel et l'implication du secteur privé renforceront la gouvernance et la mobilisation des ressources.

La diversification des instruments financiers, incluant les obligations vertes et les mécanismes de financement climat, constitue une opportunité pour sécuriser les ressources.

Ce plan donne les moyens au Sénégal de garantir à chaque citoyen, où qu'il vive, un accès équitable, fiable, durable et abordable à l'électricité d'ici 2029, contribuant ainsi à la croissance inclusive et à la réduction de la pauvreté.

Chapitre 3 — Plan d'amélioration et d'opérationnalisation

I. Introduction

Ce chapitre porte sur la **mise en œuvre opérationnelle** de la stratégie et l'amélioration de l'exécution des projets.

Il vise à transformer l'ambition nationale d'accès universel à l'électricité en résultats mesurables, en réduisant les délais opérationnels et financiers pour que chaque localité voie son électrification accélérée et durable.

Il a pour objectif d'instaurer une gouvernance claire, des procédures simplifiées et des outils numériques (SSE/SIG et e-procurement) pour fiabiliser les décisions, accroître la transparence et diminuer les risques de perte de financements.

Il vise aussi à sécuriser les flux financiers par une programmation budgétaire réaliste, des Accords de Niveau de Service (SLA) sur les décaissements et la passation des marchés, des mécanismes incitatifs pour prévenir la démobilitation des entreprises, à garantir la qualité technique et sociale des interventions en intégrant des standards techniques, des PGES adaptés et un mécanisme de gestion des plaintes pour assurer l'acceptabilité communautaire et la durabilité des ouvrages.

Enfin, le chapitre pose des cibles opérationnelles et des indicateurs clairs (délais ANO, pourcentage d'exonérations traitées, taux de conformité PGES, etc.) afin de piloter, apprendre et ajuster en continu la mise en œuvre vers l'accès universel.

II. Diagnostic des contraintes

Il repose sur une analyse stratégique (PESTEL et SWOT) et formule des recommandations concrètes pour lever les blocages.

Contraintes	Description des contraintes
Administratives	1-Lenteurs lors de l'approbation des contrats par le MFB ; 2- Lenteurs dans les procédures de passation des marchés : Double revue des dossiers (directives des bailleurs); 3-Lenteurs dans l'obtention des autorisations (quitus environnementales, lettre de crédit, avis de non objections des bailleurs...) ; 4- Lenteur dans la délivrance des titres d'exonération des équipements et difficulté d'obtention des conventions fiscales et douanières ; 6. Lenteur dans la délivrance des ANO des demandes de prorogation de la date limite de mobilisation du financement; 7. Faible standardisation des DAO et recours limité à la préqualification, entraînant des recours/annulations et des retards.

Contraintes	Description des contraintes
Financières	1.Mise à disposition de la contrepartie de l'Etat dans les différents projets et programmes ; 2. Indisponibilité des fonds dans les différents projets et programmes 3. Prise en charge de la TVA par la DODP ; 4. Paiement des factures par le trésor et la DODP ; 5. Décaissement par les bailleurs ; 6. Mise à disposition des lignes de crédits par les banques. 7. Pertes financières dues aux doublons de localité 8. Démobilisation des entrepreneurs dû aux retards de paiement (factures et TVA).
Techniques	1. Inaccessibilité de sites lors de la phase d'exécution des travaux ; 2.Non-conformité des ouvrages durant l'exécution des travaux : difficultés à faire respecter aux entrepreneurs les spécifications techniques des travaux ; 3.Mobilisation partielle des moyens matériels et logistiques par les entrepreneurs ; Défaillance des entreprises des travaux ; 4.. Difficultés travaux ; 5.. Mauvaise coordination lors de la livraison du matériel destiné aux projets; 6.. travaux ; 7.Changements de fournisseurs en cours d'exécution 8.Ralentissement des travaux avec études et réalisations des PAR 9. Qualité inégale des dossiers d'offres et délais d'analyse des offres prolongés faute de critères de notation clairs et vérifiables.
Institutionnelles	Manque de coordination entre les acteurs
Réglementaires	1.Lenteurs dans l'obtention des autorisations d'abattage et d'élagages 2. Certaines mesures du PGES projet ne sont pas inclus dans les DAO et/ ou sont difficilement applicable lors de l'exécution des travaux 3. Non-respect de la réglementation dans l'implantation de la base chantier ou des zones de stockage tampon du matériel des travaux et mêmes des centrales
Sociétales	1. Résistance des communautés à la solution solaire ; 2. Lenteur dans le paiement des impenses 3. Absence de Mécanisme de Gestion des plaintes 4. Emplacement des centrales ou postes h61 qui poses des problèmes dans l'exécution du projet

Analyse PESTEL : Opérationnalisation des projets d'accès universel à l'électricité

Dimension	Constats
Politique	Volonté politique d'atteindre l'accès universel à l'électricité d'ici 2029, mais lourdeurs administratives persistantes.
Économique	Dépendance aux financements extérieurs ; retards de décaissement, manque de budget pour le paiement des PAP.
Social	Résistances communautaires en l'absence de mécanismes de gestion des plaintes ; faible implication des leaders locaux en amont.
Technologique	Faible intégration des outils digitaux pour le suivi et la gestion des projets Faible usage d'outils e-procurement et de workflow numérique pour le traitement des AO/ANO, limitant la traçabilité et les délais.
Environnemental	Retards dans l'obtention des autorisations environnementales (Eaux & Forêts, Quitus environnemental) ; problème de mise en œuvre insuffisante des PGES car certaines mesures ne sont souvent pas inadaptées aux projets d'électrification.
Légal	Cadre réglementaire peu flexible, non spécifique aux enjeux de l'électrification rurale et délais d'exonération douanière trop longs. Procédures de passation des marchés longues et séquentielles (Code des marchés + exigences bailleurs), avec double/triple revue (UGP–DCMP–bailleurs) rallongeant l'approbation des contrats.

Matrice SWOT : Opérationnalisation des projets d'accès universel à l'électricité

Forces (Strengths)	Faiblesses (Weaknesses)
Engagement politique fort pour l'accès universel à l'électricité	Lenteurs dans l'obtention des exonérations douanières
Expérience accumulée par les UGP	Longs délais de validation des ANO (Avis de Non-Objection)
Existence de plusieurs lignes de financement	Faible mise en œuvre des PGES, souvent inadaptés aux réalités des projets d'électrification rurale

Forces (Strengths)	Faiblesses (Weaknesses)
	Retards de paiement des PAP qui bloquent les libérations d'emprises
	Problèmes d'obtention des autorisations (Eaux & Forêts)
	Procédures administratives lentes et redondantes
	Lenteurs dans l'exécution des projets par rapport aux délais contractuels
	Manque de ressources endogène pour financer l'accès universel à l'électricité
Opportunités (Opportunities)	Menaces (Threats)
Digitalisation des procédures (ANO, décaissements)	Blocages récurrents des chantiers à cause des populations non indemnisées, Conflits sur la libération d'emprise
Innovations technologiques dans les réseaux « Off Grid »	Inadéquation entre les exigences des bailleurs et les réalités administratives locales
Intérêt croissant des partenaires techniques et financiers	Risque de perte de financement en raison du non-respect des DLM (dates limites de mobilisation)
	Démobilisation des entreprises suite aux retards de paiements Entreprise défaillante Blocage du matériel au port défaut de TE Lenteurs et complexité de la passation des marchés (AO/évaluations/ANO/DCMP), impactant les délais et les coûts. Standardisation insuffisante des DAO et peu de préqualification, favorisant les litiges et défaillances d'entreprises.

III. Recommandations

Administratives et réglementaires :

Renforcer la gouvernance et la coordination en améliorant le comité de pilotage Programme accès universel avec des réunions trimestrielles et des mécanismes de suivi clairs.

Créer un tableau de bord partagé et une plateforme numérique de collaboration entre les parties prenantes (UGP, bailleurs, autorités locales, ministères).

Simplifier les procédures d'exonération douanière via un mécanisme de fast-track avec la DGID et la Douane (supprimer l'étape APIX si possible).

Dématérialiser de bout en bout la chaîne AO, Évaluation et ANO via un guichet unique (ou plateforme) interconnecté (DCMP, DODP, UGP, bailleurs) afin de réduire les délais d'approbation des contrats et de traitement des ANO.

Signer une convention-cadre avec le Ministère chargé de l'environnement (Eaux & Forêts) pour accélérer les autorisations (abattage, élagage, emprise). Il existe des conventions signées directement entre Senelec et la Direction des Eaux et Forêts. Il est recommandé de porter ce type de convention à un niveau ministériel afin de permettre leur extension à toutes les structures d'exécution des projets d'accès, pour un cadre opérationnel unifié.

Signer une convention-cadre tripartite entre les ministères chargés de l'énergie, des finances et du budget et de la coopération : afin de lever toutes les contraintes douanières, fiscales et des lenteurs administratives dans l'instruction des conventions de financement (Planifier le financement systématique des études (EIES et PAR) et le paiement des PAP dans la LFI/LFR) ; Élaborer une clause contractuelle spécifique à la gestion des PAP...) Financières.

Prévoir le financement des études (EIES et PAR) ainsi que le paiement des PAP dans les budgets annuels (LFI/LFR).

Créer une cellule de veille sur les paiements critiques et intégrer une clause contractuelle d'accélération des décaissements dans les conventions.

Digitaliser les circuits d'exonération, de paiement et de décaissement.

Techniques

Négocier avec les bailleurs et le MFB des procédures allégées spécifiques aux projets d'accès universel.

Capitaliser sur les enseignements tirés du projet Compact Énergie du MCA en veillant à pérenniser l'ensemble des dispositifs liés aux procédures de décaissement et de validation. **Améliorer les DAO afin de recruter des entreprises performantes** : intégrer une grille de notation de performance, pondération technique, Intégrer des critères de performance historique vérifiables, Limiter le volume de marchés en cours par entreprise.

Étendre la préqualification et les listes restreintes par lots ; recourir à des accords-cadres/achats groupés pour les fournitures récurrentes.

Rendre obligatoire une évaluation ex-ante et un audit de capacité des entreprises avant attribution.

Revoir les PGES pour les adapter aux types de chantiers d'électrification (environnement rural, faible densité).

Sociétales

Institutionnaliser le Mécanisme de Gestion des Plaintes (MGP) à travers des relais communautaires, des registres numériques et des canaux de communication populaires.

Impliquer les populations et leaders communautaires dès la phase de planification.

XIV. Axes d'orientation stratégique

Axe 1 – Réforme des procédures d'approbation et de décaissement

Objectif : réduire les délais de mise en œuvre.

- Action : Mise en place d'un système digital de suivi et traitement des ANO, exonérations et décaissements.

Axe 2 – Amélioration du système de sélection des entreprises attributaires

Objectif : garantir la sélection d'entreprises qualifiées et performantes.

- Action :
 - Elargir les mesures dérogatoires prévues par le Décret n°2022-2295 du 28 décembre 2022 portant Code des Marchés Publics, spécialement pour les projets d'accès à l'électricité. Cela peut être porté soit dans le manuel de procédures que Senelec est en train d'élaborer, soit dans un manuel de procédures spécifique aux projets d'accès.
 - Révision des DAO standards avec introduction de critères de performance technique et historique.

Axe 3 – Intégration environnementale et sociale adaptée

Objectif : assurer la conformité et l'acceptabilité sociale des projets.

- Action :
 - Adapter les PGES aux spécificités locales, intégrer les PAP dans le financement initial, mécanisme de gestion des plaintes renforcé.
 - Intégrer la dimension genre et inclusion sociale, en cohérence avec les orientations de la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (LPDSE 2025).

Axe 4 – Renforcement de la coordination institutionnelle

Objectif : améliorer la synergie entre acteurs.

- Action : Il convient de noter que l'arrêté ministériel n°026592 du 22 juillet 2021 portant mise en place du Comité de Pilotage Programme accès universel (COPIL) existe, mais souffre d'inefficacité en raison des difficultés à se tenir régulièrement, le comité étant présidé par le Ministre dont l'agenda est souvent surchargé. Il est proposé de maintenir le COMPIL tout en

le réformant : soit par la désignation d'un président délégué, soit par une réorganisation permettant une périodicité fonctionnelle des réunions avec des unités d'appui technique permanentes.

XV. Plan d'action et indicateurs de suivi

Axe stratégique	Action clé	Responsable(s)	Échéance	Indicateurs de Suivi
Réforme des procédures	Dématérialiser les procédures d'ANO et de demande de décaissement (guichet unique)	DCMP, DODP, UGP Bailleurs	T4 2026	- % des ANO traitées via la plateforme - Délai moyen de traitement des ANO réduit à <20 jours
	Instaurer un mécanisme fast-Track pour les exonérations douanières des projets d'accès	MFB DGID, Douane,	T4 2026	- Délai moyen d'obtention des exonérations - % des exonérations obtenues en moins de 3 semaines
	Mettre en place une cellule d'alerte de « décaissement critique »	UGP, MFB, DODP	Immédiat	- Nombre d'alertes traitées dans les délais - Taux de blocages financiers anticipés
Amélioration du système de sélection des entreprises attributaires	Réviser les DAO standards pour intégrer une grille de notation basée sur performance historique	UGP, DCMP Bailleurs	T4 2026	Nouvelle grille intégrée dans X % des DAO - % des marchés attribués à des entreprises notées $\geq 70/100$
	Intégrer critères de surcharge/litige et les critères de sauvegardes environnementales dans les DAO	UGP, Cellule technique marchés	T4 2026	- Nombre de soumissionnaires disqualifiés pour surcharge ou litiges - Respect des plannings contractuels
Intégration environnemental	Signer une convention cadre avec le ministère de	METE, UGP	T1 2026	- Convention cadre signée

e et sociale adaptée	l'environnement (Eaux et Forêts) pour anticiper sur la délivrance des autorisations d'abattage et d'élagage Réaliser les études environnementales en amont des travaux et s'assurer qu'ils sont adaptés aux projets d'électrification rurale			-Nombre de quitus environnemental disponible - % de projets conformes aux PGES
	Signer une convention-cadre tripartite entre les ministères chargés de l'énergie, des finances et du budget et de la coopération: afin de lever toutes les contraintes douanières, fiscales et des lenteurs administratives dans l'instruction des conventions de financement.	MEPM ; MEPC ; MFB	T3 2026	Convention cadre signée -Nombre de quitus environnemental disponible
Coordination institutionnelle renforcée	Instaurer des réunions trimestrielles du Comités de pilotage PAU avec des unités d'appui technique permanentes	COPIL	T4 2025	- Nombre de réunions tenues/an - Nombre de décisions appliquées
Acceptabilité sociale et adhésion communautaire	Mettre en œuvre un Mécanisme de Gestion des Plaintes (registre, hotline, focal points)	UGP, Équipe sociale	T4 2025	- Nombre de plaintes traitées - Délai moyen de traitement des plaintes
	Impliquer les leaders communautaires et autorités locales dès la conception des projets	UGP, Préfets, Communes	Permanent	- Nombre de réunions communautaires tenues - Taux d'adhésion

				locale mesuré par enquête
--	--	--	--	---------------------------

Indicateurs passation des marchés :

KPI	Définition	Cible et date
Délai médian AO (publication et notification)	Jours calendaires	≤ 90 j
% AO traités via e-GP	Nb AO e-GP / Nb AO total	≥ 80%
% DAO standardisés utilisés	Nb AO avec DAO standard / total	≥ 90%
% AO avec préqualification/accord-cadre	AO préqualifiés ou sous AC	≥ 50%
Taux de recours/annulations	Nb recours/annulations / AO	≤ 5%
Délai moyen ANO (UGP, DCMP, Bailleur)	Jours par segment et global	UGP ≤10 j; DCMP ≤15 j; Bailleur ≤10 j; total ≤35 j

Mini-workflow e-procurement avec SLA (Accord de Niveau de Service proposé :

Préparation DAO standard + grille notation (UGP) : 30 j max

Publication AO sur e-GP et préparation des offres : 10j ;

Dépôt offres (e-soumission) : 1j ;

Évaluation technique & financière (panel dédié) : 15 j ;

Rapport d'évaluation validé UGP : 5 j ;

ANO DCMP : 15 j ;

ANO bailleur (si applicable) : 10 j ;

Notification d'attribution : 3 j ;

Objectif délai total: ≤ 90 jours (de la publication à la notification).

- Préparation DAO + grille (UGP): 30 j;
- Publication et préparation des offres:10 j;
- Dépôt e-offres: 1j; Évaluation: 5 j; Validation UGP: 5 j;
- ANO DCMP: 10 j; ANO bailleur: 15 j; Notification: 4 j;
- Objectif total: ≤ 90 jours.

Gouvernance opérationnelle

Confier au PMO/UGP un "Procurement Task Force" interinstitutionnel (UGP–DCMP–DODP–bailleurs) avec des réunions bimensuelles pour le suivi des goulots et arbitrages en temps réel.

1. Enseignements internationaux et benchmarking

En complément du diagnostic interne, une analyse des expériences réussies en Afrique du Nord, notamment au Maroc, a été menée afin d'identifier des modèles reproductibles susceptibles d'accélérer l'électrification au Sénégal.

Cette étude de cas fournit plusieurs enseignements :

- **Leadership et institutionnalisation du programme** : le Programme d'électrification rurale global (PERG) du Maroc a été placé directement sous l'égide de l'État et piloté par l'Office national de l'électricité et de l'eau potable (ONEE). Ce leadership institutionnel fort a permis d'assurer la cohérence de la planification, la mobilisation des ressources et la mise en œuvre. Le rapport recommande de renforcer le rôle de coordination des instances sénégalaises (notamment le COMPIL) en leur donnant un secrétariat technique permanent et des moyens adéquats.
- **Modèle de financement soutenable** : le Maroc a adopté un financement tripartite associant l'État, l'ONEE et une participation symbolique des bénéficiaires. Ce mécanisme a permis de maximiser l'effet de levier des financements publics et de favoriser l'adhésion communautaire. Pour le Sénégal, la participation des ménages – modulée selon leur capacité contributive – pourrait compléter les contributions de l'État et des partenaires techniques et financiers.
- **Planification centralisée et mix technologique** : l'ONEE a assuré une planification nationale intégrant à la fois l'extension du réseau, les mini-réseaux et les systèmes solaires autonomes. Cette flexibilité a permis d'adapter les solutions aux réalités géographiques et économiques. Le rapport souligne la nécessité d'accélérer l'intégration des technologies hybrides et renouvelables au Sénégal, notamment dans les zones enclavées où le raccordement classique est coûteux.
- **Mise en œuvre intégrée et contrôle de la qualité** : au Maroc, l'ONEE a internalisé une grande partie des travaux (études, exécution et contrôle qualité), garantissant une meilleure maîtrise des délais et des coûts. En comparaison, la multiplicité des maîtres d'ouvrage au Sénégal nuit à l'efficacité. La stratégie proposée recommande de renforcer les synergies institutionnelles et d'envisager des mécanismes d'exécution intégrés pour certaines zones.
- **Dialogue communautaire et acceptabilité sociale** : l'expérience marocaine montre qu'une forte communication et sensibilisation auprès des communautés locales permet d'éviter les blocages liés à la libération des emprises et au refus de branchement. Au Sénégal, l'engagement communautaire est intégré aux axes du plan d'amélioration : il s'agit

d'impliquer systématiquement les populations et les leaders locaux dès la conception des projets et de mettre en place un mécanisme de gestion des plaintes.

2. Financement et décaissement

Un diagnostic sur les décaissements a été fait avec la Direction de l'ordonnancement des dépenses publiques. Cette direction assure, pour le compte du Ministère en charge des Finances et du Budget, la mobilisation des financements extérieurs dans les conditions prévues par les conventions de financement.

En tant qu'ordonnateur délégué des ressources extérieures, elle assure le contrôle et le suivi de l'exécution financière des projets et programmes financés sur ressources extérieures.

Le dispositif de suivi/évaluation des décaissements de la DODP vise à assurer une gestion rigoureuse, transparente et efficiente des décaissements liés à l'exécution des projets financés sur ressources extérieures. Son objectif est de :

- suivre en temps réel l'évolution des décaissements par projet, par source de financement et suivant crédits de paiement ;
- informer la hiérarchie et les parties prenantes (partenaires techniques et financiers, ministères sectoriels, UGP) pour faciliter la prise de décision.

Pour la fluidité de l'information, plusieurs canaux d'information et de communication sont mobilisés dans le cadre du suivi de la mobilisation des financements extérieurs avec les départements sectoriels. Ces mécanismes permettent une coordination régulière et un échange d'informations à jour sur l'état d'avancement des projets. Il s'agit notamment de :

1. Comités de pilotage et Comités techniques

Ces instances multipartites réunissent périodiquement les ministères sectoriels, les bailleurs, les unités de gestion de projets (UGP) et les directions techniques du Ministère des Finances. Elles permettent de faire le point sur la mobilisation des financements, les difficultés rencontrées et les arbitrages nécessaires à la bonne exécution des projets.

2. Les revues annuelles conjointes

Ces revues annuelles conjointes sont organisées avec les partenaires techniques et financiers, et ont pour objectif d'examiner la performance des projets en cours de mise en œuvre, de faire le point sur les résultats atteints et les contraintes rencontrées, et de proposer des solutions pour remédier aux insuffisances et améliorer la performance du portefeuille des projets.

3. Revues des décaissements

Ces rencontres organisées par la DODP avec les UGP et les Agences d'exécution (AGEX) ont pour objectif de passer en revue la performance des projets afin d'en améliorer sensiblement le niveau des décaissements. En outre, les principales difficultés ou contraintes sont adressées pour en proposer des solutions qui permettent une bonne mise en œuvre.

4. Missions de supervision ou d'appui

Elles sont organisées avec les partenaires techniques et financiers, incluant généralement les représentants des ministères sectoriels, de la Direction générale du Budget, dont la DODP et d'autres structures concernées. Elles sont l'occasion d'évaluer sur le terrain la performance et le taux de décaissement des projets.

Le diagnostic a fait ressortir également qu'il existe des critères de priorisation appliqués pour le traitement des décaissements et ils sont de deux ordres :

1. Priorité selon les dates de clôture des projets ou les Dates Limites de Versement

Les projets disposant d'échéances contractuelles proches (clôture financière ou DLV fixée par les partenaires techniques et financiers) sont généralement traités en priorité afin d'éviter la perte de ressources mobilisées, les pénalités ou les désengagements budgétaires.

2. Instructions hiérarchiques

Certaines priorités sont fixées directement par la hiérarchie, en fonction de l'importance stratégique des projets. Ces instructions s'imposent dans la planification du traitement.

Concernant les retards observés dans le traitement des décomptes, ils s'expliquent principalement par les facteurs suivants :

1. Modulation des dépenses intervenant en fin d'année budgétaire

En fin d'exercice, des contraintes liées à l'exécution budgétaire deviennent plus fortes, notamment en raison de la modulation des dépenses décidée pour respecter les plafonds de déficit.

2. Dotation en Crédits de Paiement (CP) insuffisante sur la Loi de Finances Initiale (LFI)

Dans plusieurs cas, des projets sont insuffisamment dotés en crédits de paiement. L'insuffisance ou l'absence de redéploiements en cours d'exercice limite ainsi la capacité de règlement des dépenses.

3. Qualité des dossiers de paiement (régularité et éligibilité)

Certaines demandes de paiement sont transmises avec des pièces justificatives incomplètes, des incohérences, ou sans conformité aux procédures d'exécution des dépenses publiques. Cela entraîne nécessairement des rejets pour compléments ou corrections, rallongeant les délais de traitement.

A l'issue du diagnostic, les recommandations suivantes peuvent être formulées il a été recommandé pour renforcer l'efficacité dans la mobilisation des ressources financières nécessaires et de garantir un rythme soutenu d'exécution des projets énergétiques, notamment dans le domaine de l'électrification rurale :

1. **Amélioration de la qualité des dossiers de paiement**

Il est essentiel que les unités de mise en œuvre veillent à la **régularité, à la complétude et à l'éligibilité des pièces justificatives** jointes aux demandes de paiement. Cela permet de réduire les rejets, de limiter les retards de traitement, et de renforcer la crédibilité des projets vis-à-vis des structures de contrôle et des bailleurs de fonds.

2. **Renforcement de la planification budgétaire et de la programmation des décaissements**

Il est recommandé d'instaurer une **programmation réaliste des besoins en crédits de paiement**, alignée sur les PTBA des projets. Une meilleure anticipation permettrait d'éviter les tensions de trésorerie, les ruptures de crédits.

Ainsi, au regard de l'analyse, le suivi du financement portera principalement sur les points suivants :

- Budget **prévisionnel** : Ce qui est prévu dans le plan de financement.
- Montant **engagé** : Contrats signés, bons de commande émis.
- Montant **décaissé** : Ce qui est réellement payé aux prestataires.
- **% de réalisation financière** : Décaissé ÷ Prévisionnel × 100.
- Écart : Prévisionnel – Décaissé.
- Commentaires : Causes des retards, ajustements budgétaires, économies, etc.
- Sources de financement (Etat et autres/bailleurs)

L'outil qui sera utilisé est la feuille Excel de compilation des projets de l'UCS. Il permet de caractériser chaque projet et de présenter son état d'avancement.

3. **Les actions d'opérationnalisation**

En cohérence avec ces analyses, le plan d'opérationnalisation devra:

- **Établir un calendrier détaillé** répartissant les 6 852 localités sans financement en tranches annuelles (2025-2029) **en fonction des capacités** de financement et de réalisation.
- **Mettre en cohérence les différents programmes** (PAUE, PADERAU, PAMACEL, 2000 villages, mini-réseaux) afin d’éviter les chevauchements. Le calendrier unique prévu par l’axe 1 servira de référence aux maîtres d’ouvrage.
- **Renforcer les capacités des acteurs** : formation sur l’élaboration des dossiers d’appel d’offres, gestion financière, utilisation de la plateforme S&E et bonnes pratiques en exploitation des mini-réseaux.
- **Déployer les solutions hors réseau** dans les pôles enclavés en priorité (Kédougou, Kolda, Tambacounda). Le plan d’action doit inclure la sélection de sites pilotes pour les mini-réseaux et les SHS, ainsi que des mesures d’accompagnement (maintenance, formation des opérateurs locaux).
- **Piloter la transition numérique** : la plateforme intégrée (SSE+SIG) est la colonne vertébrale du plan. Sa mise en œuvre doit être synchronisée avec la collecte de données de référence et l’harmonisation des outils existants.
- **Assurer la durabilité financière** : négocier des accords de co-financement et mobiliser les ressources identifiées (État, PTF, fonds verts, secteur privé). Un mécanisme de récupération des coûts via des redevances adaptées aux ménages ruraux et un fonds de compensation tarifaire doivent être envisagés.
- **Communication et mobilisation communautaire** : impliquer les collectivités locales et les bénéficiaires dès la planification pour garantir l’adhésion, prévenir les conflits et maximiser les usages productifs.

4. Recommandations et axes d’orientation

Les recommandations se structurent autour de quatre axes :

- **Réforme des procédures d’approbation et de décaissement** : digitaliser les ANO et les demandes de décaissement via un guichet unique, instaurer un mécanisme fast-Track pour les exonérations douanières et mettre en place une cellule d’alerte sur les paiements.
- **Amélioration du système de sélection des entreprises** : réviser les dossiers d’appel d’offres pour intégrer des critères de performance et d’historique, limiter le nombre de marchés par entreprise et instituer une évaluation ex-ante des capacités des soumissionnaires.

- **Intégration environnementale et sociale** : adapter les PGES aux réalités des projets d'électrification rurale, prévoir et financer systématiquement l'indemnisation des personnes affectées, institutionnaliser un Mécanisme de Gestion des Plaintes et intégrer la dimension genre et inclusion sociale.
- **Renforcement de la coordination institutionnelle et de l'acceptabilité sociale** : rendre opérationnel le Comité de pilotage multisectoriel (COPIL) par la désignation d'un président délégué et la tenue de réunions trimestrielles, mettre en place une plateforme collaborative partagée et impliquer les populations et leaders communautaires dès la planification des projets.

Un plan d'action détaillé accompagne ces axes, avec des indicateurs de suivi (délais moyens de traitement des ANO, pourcentage d'exonérations obtenues en moins de trois semaines, taux de projets conformes aux nouveaux PGES, nombre de réunions du comité de pilotage, etc.) et des échéances allant du troisième trimestre 2025 à 2026. Les résultats mettent en évidence :

- Des écarts régionaux persistants, certaines régions comme Kédougou, Kolda et Tambacounda accusant encore de forts retards ;
- Une multiplicité de projets portés par des unités de gestion aux performances hétérogènes ;
- Une prépondérance du réseau interconnecté comme solution principale, avec un potentiel croissant pour les solutions solaires décentralisées dans les zones isolées ;
- Des lacunes structurelles dans les données (coordonnées géographiques, population, statut des localités), qui compliquent encore une planification optimale.

Par ailleurs, les projections actualisées à l'horizon décembre 2026 montrent que :

- 830 localités seront effectivement électrifiées d'ici cette date, soit environ 78 % des 8 751 localités restantes à couvrir pour atteindre l'accès universel ;
- 2 401 localités devront donc être électrifiées entre 2027 et 2029, ce qui représente une charge de réalisation significative sur les trois dernières années du programme.

À la lumière de ces constats, il est indispensable d'engager rapidement :

- Un renforcement de la coordination institutionnelle, notamment entre les acteurs publics, les bailleurs de fonds et les opérateurs privés ;
- Une accélération ciblée des projets en retard, en particulier dans les régions à faible taux de couverture ;

- Une amélioration continue du système de données, avec une mise à jour régulière des bases géographiques et statistiques ;
- Un suivi-évaluation rigoureux et périodique, adossé à des indicateurs clairs, pour piloter efficacement les efforts vers les zones et technologies prioritaires.

Ces éléments sont essentiels pour permettre au Sénégal de tenir son engagement stratégique d'accès universel à l'électricité d'ici 2029, tout en garantissant l'équité territoriale, l'efficacité de l'investissement public et une transition vers un mix énergétique durable et inclusif.

Chapitre 4 — Suivi-Évaluation intégré

I. Introduction

Pour s'assurer que les objectifs de la stratégie nationale d'accès à l'électricité sont atteints, que les ressources sont bien utilisées et pour tirer des leçons pour les futures initiatives, une stratégie de suivi-évaluation (S&E) est essentielle.

Cette stratégie qui doit découler des différents diagnostics préétablis sur le secteur de l'électrification, un calendrier de suivi sera aussi mis en place. Des réunions périodiques de suivi seront aussi organisées et un document de capitalisation produit à la fin des activités. L'objectif du Suivi-évaluation est d'assurer une mise en œuvre efficace, transparente et équitable de la stratégie d'accès universel à l'électricité, tout en mesurant les progrès, l'impact et les obstacles afin de guider les décisions politiques et opérationnelles. Il s'agira spécifiquement de :

- suivre l'**efficacité opérationnelle** de sa mise en œuvre ;
- mesurer la **portée et l'impact** de la stratégie ;
- vérifier l'**adhésion communautaire** et la **satisfaction des bénéficiaires** ;
- identifier les **difficultés et les leçons apprises**.

II. Méthodologie

Pour évaluer le dispositif existant et proposer des améliorations, il a été effectué une revue documentaire et une analyse du dispositif de suivi-évaluation.

Pour faire ce travail, une dizaine de réunions a été tenue mais également l'administration de questionnaires aux directions (DEPSE, DEL, DAGE et DODP), à l'UCS – PAU, aux UGP (PAMACEL, PADAES, PADERAU, BEST), aux Projets Boucle du Ferlo, WELDY et aux programmes intervenant dans l'électrification rurale (PUMA et PUDC).

1. Revue documentaire

L'accès universel à l'électricité constitue un levier essentiel pour le développement socio-économique, la réduction des inégalités et l'amélioration du bien-être des populations au Sénégal. Le pays a réalisé d'importants progrès dans l'accès à l'électricité avec un taux d'électrification nationale de 86 % en 2024 et 69,8 % en milieu rural. Il faut cependant noter que ces taux, surtout en milieu rural cachent des disparités entre les localités. Dans ce cadre, une stratégie nationale d'accès universel à l'électricité à l'horizon 2029 est en train d'être élaborée.

Pour atteindre les objectifs de cette stratégie, un dispositif de suivi-évaluation est nécessaire pour assurer la conduite des projets et programmes en garantissant la redevabilité envers les acteurs et garantir un mécanisme d'apprentissage.

Ainsi, pour bâtir un dispositif de suivi robuste, harmonisé, intégré et axé sur les résultats, il est nécessaire de s'appuyer sur un diagnostic approfondi des pratiques actuelles et d'identifier les forces et faiblesses du système existant.

Le dispositif de suivi des projets et programmes publics au Sénégal repose sur plusieurs textes législatifs et réglementaires, parmi lesquels :

- ✓ **la Constitution du Sénégal**, qui consacre la redevabilité de l'action publique ;
- ✓ **la Loi organique relative aux lois de finances (LOLF)** de 2011, instaurant le budget-programme ;
- ✓ le décret n°2024-946 du 08 avril 2024 relatif aux attributions du Ministre de l'Energie, du Pétrole et des Mines ;
- ✓ **la Stratégie nationale de développement de la statistique (SNDS)**, qui appuie la production et le suivi des données.

En plus de ces textes législatifs et réglementaires, les principaux documents consultés sont les différents rapports diagnostic du système de suivi-évaluation du secteur, notamment :

- ✓ Livrable 1 : état des lieux des pratiques de SE dans le secteur de l'énergie ;
- ✓ Livrable 2 : orientations pour la suivi-évaluation dans le sous-secteur de l'électricité ;
- ✓ Le Manuel de suivi-évaluation ;
- ✓ Le catalogue des indicateurs ;
- ✓ Les bases de données UCS ;
- ✓ le plan opérationnel pour la mise en œuvre du programme d'électrification rurale "accès universel-se4all" » ;
- ✓ le Manuel des procédures du système de suivi-évaluation du MFB.

2. Analyse du dispositif existant

a). Au niveau de la tutelle

- Direction de la Planification, des Études et du Suivi-Évaluation

Dans le secteur de l'énergie, au niveau central, la DPESE pilote le suivi-évaluation et centralise les informations. Elle agrège les données du secteur de l'énergie. Elle procède au traitement des données pour sortir les informations requises pour le suivi du niveau d'avancement des indicateurs, tels que définit dans le cadre de performance des programmes identifiés dans la Lettre de politique de Développement du Secteur.

Dans la pratique un manuel de suivi, le Cadre de Mesure de Résultat et un catalogue des indicateurs sont utilisés.

Un SIG a également été mis en place pour le suivi de l'électrification rurale. Il devra à terme être interopérable avec les autres systèmes développés par les entités sous tutelle. Le SPE assure le suivi des projets et programmes prioritaires.

Dans le cadre de ses activités de suivi-évaluation et de planification la direction produit les livrables ci-dessous.

Tableau 12: Matrice des livrables par la DPESE

Type de Rapport et document de planification	Entités impliquées dans l'établissement du rapport	Périodicité	Description du rôle et de la responsabilité de chaque entité
LPS	Toutes les parties prenantes	Quinquennal	La DPESE coordonne l'élaboration de la LPS
Plan d'Action	Tous les acteurs du secteur	Quinquennal	Les entités soumettent leur PA et le DPESE centralise et consolide
PTBA	Structures opérationnelles	Annuelle	Les structures opérationnelles soumettent leur PTBA et la DPESE centralise et consolide
Revue Annuelle conjointe	DPESE	Annuelle	La DPESE élabore une RAC sectorielle
Rapports d'activités trimestriels	Tous les acteurs du secteur	4 fois par an	Les entités renseignent le canevas et la DPESE centralise et consolide
Rapport d'activités annuel	Tous les acteurs du secteur : SENELEC, ASER, ANER, PNB, SAR, AEME, EnDev, PETROSEN, RGS	Annuelle	Les entités renseignent le canevas et la DPESE centralise et consolide
Rapport d'évaluation à mi-parcours de la LPS	DPESE, les acteurs clés	2 ans et demi	La DPESE coordonne l'activité
Rapport d'évaluation finale de la LPS	DPESE, les acteurs clés	5 ans	La DPESE coordonne l'activité

- Unité de Coordination et de Supervision du Programme d'Accès Universel

L'Unité de Coordination et de Supervision (UCS) du Programme d'Accès Universel à l'Électricité (PAU) au Sénégal a pour rôle principal de coordonner, suivre et veiller à la mise en œuvre du programme d'accès universel à l'électricité, dans le but d'atteindre l'objectif d'accès universel à une énergie de qualité, en quantité suffisante, à moindre coût et de manière durable. Dans le suivi et l'évaluation des résultats, l'UCS met en place des outils de suivi et d'évaluation pour mesurer l'avancement du programme et identifier les obstacles éventuels.

Ce SSE permet à l'UCS de mesurer les taux d'exécution physique et financière, d'identifier les contraintes rencontrées et de proposer des recommandations pour optimiser la réalisation des projets. L'exploitation d'outils de collecte et de traitement de données a permis d'assurer le suivi et l'analyse des projets d'électrification en cours (ASER, Senelec, MCA, PUMA, PUDC, et les projets régionaux CEDEAO, OMVS, OMVG) en évaluant leur niveau d'avancement, tant physique que financier, et en recensant les difficultés rencontrées. Ils comportent plusieurs onglets :

- Tableau de bord de l'UCS
- Liste des projets en cours
- Suivi des phases d'étude et de passation de marchés
- Suivi des travaux
- Suivi budgétaire

Les rôles et responsabilités

✓ Mise en place de trois comités :

- Comité de pilotage :

Le Comité de Pilotage a pour mission de piloter, de donner des orientations et de dégager les axes stratégiques du Programme d'Accès Universel à l'Électricité en 2025.

- Comité de données

Le rôle du sous-comité Données est de permettre à l'UCS de disposer des informations nécessaires pour le suivi du PAUE. La DPESE coordonne le sous-comité Données. Il se réunit tous les 2 mois, avant la réunion de l'UCS, sur convocation de son coordonnateur.

- Comité de raccordement

Le sous-comité Raccordements a comme objectif de parvenir à réduire les délais observés entre la fin des travaux dans le cadre d'un projet et le raccordement effectif des abonnés. Il est coordonné et présidé par la Direction de l'Électricité (DEL/MPE).

- Points focaux

Chacune des institutions membres de l'UCS désigne nominativement une personne, pour la représenter au sein de l'UCS.

Au niveau opérationnel, représenté par les structures sous tutelle, un dispositif de suivi des projets existe au niveau de chaque entité représentée comme suit :

b) Au niveau des structures sous tutelle

SENELEC

Description de l'existant

Pour le suivi du plan stratégique, des rapports annuels d'activités techniques et d'exécution financière sont produits au plus tard le 31 mars de chaque année. Concernant le suivi des grands projets d'investissements une cellule dédiée a été créée pour centraliser le suivi et l'évaluation. Cette cellule élabore des rapports trimestriels et annuels et sert d'interface entre Senelec et la tutelle technique pour le volet suivi-évaluation.

La collecte des données s'effectue à l'aide de deux supports :

- ✓ Deux modèles de rapport Word (trimestriel et annuel) ;
- ✓ Un modèle Excel de matrice mensuelle.

Le tableau ci-dessous présente les indicateurs suivis dans le rapport trimestriel, issus du contrat de performance entre la tutelle technique et Senelec. En annexe figure le modèle de matrice mensuelle utilisé par la cellule. La collecte des matrices est effectuée le 5 de chaque mois, tandis que le rapport trimestriel est produit le 20 du mois suivant la fin du trimestre.

Par ailleurs, la tutelle technique a conçu des canevas de collecte, principalement sous format Excel, dont l'outil le plus exhaustif est le *logiciel de programmation et de suivi des projets*. La cellule coordonne la collecte des données au sein de Senelec.

Les informations relatives aux études et à la planification sont validées par la Direction des Études Générales après analyse et traitement des données collectées.

La digitalisation du suivi-évaluation est à l'étude. Actuellement, Senelec utilise divers outils (Power BI, SharePoint, Excel, Word), mais une harmonisation est prévue dans le cadre du projet de digitalisation.

Un manuel de suivi-évaluation était en cours d'élaboration avec le MCC. DEG est responsable de la validation des données sur l'électrification rurale.

- AGENCE SÉNÉGALAISE DE L'ELECTRIFICATION RURALE

Le travail de suivi, réalisé par le bureau suivi, se fait suivant une situation de référence fixée à partir de laquelle les informations sont collectées à partir d'un échantillonnage réalisé par les bureaux de contrôle, auprès des concessionnaires d'électrification rurale qui sont par la suite traitées et analysées en interne à l'ASER.

Deux niveaux de contrôle des données existent au niveau de l'ASER dont le premier se trouve au niveau du Département des Opérations qui exerce un premier niveau de contrôle avec l'appui d'un consultant qui suit les travaux sur le terrain. Un second niveau à travers le département suivi-évaluation pour comparer les données envoyées par les Concessionnaires et les résultats du rapport du consultant, avant validation et diffusion.

En termes de collecte de données, un protocole de collecte à travers Word est établi à travers des fiches élaborées, affectées à chaque projet et actualisées mensuellement et permettant de sortir des rapports par trimestre. Une plateforme de collecte de données et aussi en cours d'élaboration et permettra d'avoir un format uniforme de collecte afin que chaque opérateur puisse renseigner à temps réel des réalisations effectuées.

- AGENCE NATIONALE POUR LES ENERGIES RENOUVELABLES

Depuis le démarrage de l'Agence, la pratique de suivi – évaluation existe par la création d'une division chargée de la planification et d'exécution des projets et d'une autre chargée du suivi.

La collecte de données se fait suivant différents types d'outils en particulier les guides d'entretien et questionnaires, avec des fréquences variées dépendant de la complexité du projet. Les missions de terrain peuvent être organisées pour certains projets et pour d'autres à l'instar du projet d'éclairage public, le suivi peut se faire à distance. La fréquence du suivi peut être permanent.

- PROGRAMME D'URGENCE DE MODERNISATION DES AXES ET TERRITOIRES FRONTALIERS (PUMA)

Le suivi-évaluation du PUMA est partie intégrante de son dispositif managérial avec le Département Planification, Suivi-évaluation et Stratégie et son service suivi-évaluation et système d'information géographique. Le travail de suivi-évaluation est effectué à travers ce département et appuyé par les bureaux de zones qui se chargent de la collecte et de la transmission des données auprès des entreprises, concessionnaires, bénéficiaires. Les comités régionaux de suivi dirigés par les Gouverneurs et qui regroupent les sectoriels, jouent également un rôle déterminant dans ce dispositif. Des fiches de collecte sont développées sur Excel et reportées sur Ms Project. Les rapports d'exécution périodiques sont validés par le Comité de pilotage unique (COPIL) des programmes d'équité territorial (PUMA, PUDC et Promovilles) dans lequel le Ministère de l'Energie, du Pétrole et

des Mines est représenté. La plateforme SIG du PUMA a intégré le Géoportail du Sénégal disponible sur ce lien : <https://www.geosenegal.gouv.sn/portail-sig-du-puma.html>.

- PROGRAMME D'URGENCE DE DEVELOPPEMENT COMMUNAUTAIRE

Le système de suivi-évaluation du PUDC est un dispositif multi-projets qui intègre en son sein l'ensemble des projets mis en œuvre par le PUDC. Il s'applique à tous les projets mis en œuvre dans le cadre du PUDC, à toutes autres structures partenaires et aux bénéficiaires directs et indirects des interventions du programme. Ce dispositif a été renforcé avec l'avènement de la réforme sur les finances publiques relative au budget-programme.

 **Le dispositif de suivi-évaluation** revêt aussi une importance capitale dans le système de S&E du PUDC. Il est mis en œuvre à travers deux composantes : (1) le suivi et (2) l'évaluation.

La composante suivie est exécutée à travers les mécanismes suivants :

- Suivi opérationnel (Suivi de processus) : réalisé à toutes les étapes de mise en œuvre du projet (de la passation de marché à la réception et transfert des ouvrages). Un lien doit être établi entre la passation de marchés, le niveau de décaissement (matrice de suivi des engagements) et la mise en œuvre physique de chaque activité/contrat (matrice de suivi des projets).
- Suivi des indicateurs du CMR : il est facilité par l'utilisation d'un Tableau de suivi des indicateurs de résultats (TSIR) tels qu'indiqué dans le CMR. Pour ce suivi, la vérification de la qualité des données en rapport avec le suivi opérationnel est systématique. Cette évaluation de la qualité des données est réalisée sur la base du guide de contrôle de la qualité des données de suivi-évaluation du PUDC.
- **Le rapportage** : Le rapportage est la consignation dans des rapports, des résultats du suivi-évaluation. Les rapports sont destinés aux décideurs, aux partenaires techniques et financiers, aux parties prenantes, etc., ceci en fonction de la liste de diffusion définie. **Les résultats de l'analyse qui suit le traitement des données, conduisent à la production d'une information décisionnelle et à la proposition d'une conduite à tenir pour l'atteinte des objectifs du programme.**
- **La revue périodique** : Les partenaires financiers en collaboration avec les ministères de tutelle effectuent des revues périodiques des résultats du Programme (généralement, chaque partenaire financier effectue au moins deux (02) missions d'appui et de supervision par an). Elles consistent à superviser la mise en œuvre des engagements du projet et la

réalisation des activités sur le terrain, évaluer les performances et émettre des recommandations pour l'atteinte des résultats prévus. A l'issue de ces revues, le partenaire émet une Aide-mémoire de la mission d'appui et de supervision afin de constater les réalisations et de matérialiser les différentes recommandations. Un plan de mise en œuvre des recommandations est établi et validé par les différentes parties prenantes. Le suivi de la mise en œuvre des recommandations de l'Aide-mémoire est coordonné par le Suivi-Évaluation en concertation avec l'équipe opérationnel.

- **Le suivi et la gestion des risques** : La gestion des risques consiste à identifier et évaluer les risques potentiels pouvant mettre en danger le bon déroulement du Projet ainsi que les événements de toute nature susceptibles d'altérer la capacité du Projet à atteindre ses objectifs. Une fois répertoriés, les risques sont priorisés en fonction de leur nature, de la probabilité qu'un événement lié survienne, et de l'impact que ce dernier aurait sur le Projet. Les conséquences d'un incident lié à un risque identifié doivent donc être évaluées afin d'en mesurer la gravité. Un plan d'action est mis en place en fonction de la gravité potentielle d'un incident afin d'empêcher l'incident concerné d'impacter négativement et durablement le déroulement du projet. A cet effet, une matrice de suivi et de gestion des risques stratégiques et opérationnels a été établie au sein du PUDC. Il faut préciser que les risques issus de l'analyse des hypothèses du cadre logique du projet sont pris en compte dans la matrice de suivi et de gestion des risques.

Pour le suivi de l'exécution du PTBA et de la planification mensuelle, le Suivi évaluation utilise la « matrice de suivi des projets » qui renseigne sur une fréquence mensuelle le niveau d'exécution.

- ✓ **L'évaluation** : Elle permet, par la mise en œuvre d'approches méthodologiques spécifiques, de fournir des informations sur les effets et impacts imputables à l'intervention du PUDC. Ainsi, en plus des évaluations statutaires (l'évaluation ex-ante ou à priori, l'évaluation de la situation de référence, l'évaluation à mi-parcours, l'évaluation finale ou terminale, l'évaluation ex-post (rétrospective) ou à posteriori), l'équipe suivi-évaluation du PUDC mène des évaluations dites des « ad-hoc ou des études socio-économiques thématiques » sur les interventions et réalisations spécifiques dans le but de préparer l'évaluation à mi-parcours ou finale et de documenter les expériences concluantes de l'interventions du programme.

Au PUDC, les évaluations « ex-ante », de « situation de référence », « à mi-parcours », « finale » et « ex-post » seront systématiquement externalisés suivant des Termes De Références (TDR) très précis.

Le dispositif global d'évaluation du PUDC prévoit pour l'ensemble des réalisations du PUDC la réalisation d'enquêtes de base auprès des bénéficiaires en vue de l'évaluation des changements spécifiques apportés grâce à l'intervention. Des structures habilitées et partenaires dans le cadre du

volet PUDC-ACADEMY, comme le Consortium pour la recherche économique et sociale (CRES), l'Université Gaston Berger (UGB), l'ANSD, les ISEP, etc. ont été ciblées pour réaliser lesdites activités sous la supervision de l'unité suivi-évaluation du programme.

Par ailleurs, le PUDC dispose d'un Système Informatisé de Suivi-Évaluation (SISE) mis en place pendant la première phase du programme et mis à jour en 2021 pour intégrer l'aspect multi-projets entamé à partir de la deuxième phase. L'objectif principal de la mission du SISE est de doter le programme d'un système informatisé, fonctionnel et fiable pour la gestion de la planification, du suivi-évaluation. Les outils du SISE ont été développés en prenant en compte toutes les exigences en matière de suivi-évaluation du programme, notamment la désagrégation des indicateurs selon les dimensions spécifiques (genre, environnement, etc.). Le système de suivi évaluation est disponible sous les liens suivants : <http://www.pudc.prose-agri.net/> dans les serveurs de Prose. Pour permettre une meilleure appropriation des outils de l'application, le Suivi-Évaluation avec l'appui du Technicien Informatique du PUDC a formé le personnel au niveau national et au niveau des équipes des PRI.

Le PUDC dispose également d'un Géoportail qui est une plateforme qui couple les données du Système d'Information Géographique (SIG) à celles du SISE. Le géo portail web facilite à tout citoyen de géolocaliser et visualiser les différentes réalisations du programme sur l'étendue du territoire national.

c). Analyse FFOM

L'analyse **FFOM** (Forces, Faiblesses, Opportunités, Menaces) du cadre existant a permis de faire ressortir les points suivants :

FORCES	FAIBLESSES
✓ Existence de bases de données sectorielles (ex : recensement des ménages non électrifiés). ✓ Existence d'équipe chargé de suivi-évaluation au niveau des différentes entités du secteur ✓ Existence de plateforme de suivi-évaluation en cours de déploiement au niveau national ✓ Existence d'un dispositif de suivi décentralisé (Bureaux de zone et comité régionaux pour PUMA, Pôle Régional d'Intervention (PRI) au niveau du PUDC, directions régionales du MEPM avec des	✓ Données souvent fragmentées entre les acteurs (opérateurs privés, collectivités locales). ✓ Insuffisance des ressources dédiées au suivi-évaluation ✓ Retard pris par le déploiement des plateformes de collecte des données et du suivi-évaluation ✓ Inexistence de bureau chargé du suivi des programmes au niveau de la Direction de l'Électricité.

divisions Energie et Hydrocarbures, Directions régionales de Senelec) ✓ Existence de l'UCS –PAU qui a permis la mise à jour de la base de données uniformisée avec une tenue régulière des réunions des comités raccordement et données ✓ Missions d'évaluation effectuées pour les projets financés par les bailleurs ✓ Existence de documents de planification stratégique à tous les niveaux central et opérationnel avec des indicateurs clairement définis. ✓ La nouvelle organisation du Ministère qui définit les rôles et responsabilités	✓ Manque de ressources pour l'hébergement des plateformes de la DEPSE (SSE, SIG) ✓ Manque d'harmonisation des outils ✓ Absence de coordination et d'interopérabilité des plateformes ✓ Dispersion des informations entre les entités. ✓ L'horizon de l'arrêté de l'UCS limité à 2025 ✓ Lenteur sur la mise à disposition des informations par les parties prenantes ✓ L'évaluation des projets sous financement État reste encore timide ✓ Retard dans la réception technique des travaux par la SENELEC ✓ Retard dans la mise en service du réseau ✓ Retards relatifs au long processus de passation des marchés ✓ Absence de dispositions pouvant sanctionner les consultants recrutés en cas de retard ✓ Entreprises défaillantes impliquant le rallongement des délais d'exécution, des surcoûts et de manque de qualité. ✓ Absence d'indicateurs clairs pour mesurer l'impact socio-économique (ex : création d'emplois locaux).
OPPORTUNITES	MENACES
✓ Alignement avec les Objectifs de Développement Durable (ODD 7), Vision 2050, LPDSEM. ✓ L'appui des PTF ✓ Les problèmes rencontrés dans la base des localités ✓ Disponibilité d'un SSN coordonné par l'ANSI pouvant faciliter la triangulation des données. ✓ Volonté politique pour l'Accès universel à l'électricité en 2029	✓ Mobilisation des fonds de contrepartie ✓ Lenteurs dans les réponses aux demandes d'avis de non-objection ; ✓ Retards dans le paiement des décomptes aux entreprises ✓ Retards notés dans l'exécution des travaux selon les plannings définis par les entreprises attributaires des contrats. ✓ Retards notés dans la mise à disposition des crédits approuvés au titre de la dotation du Budget de l'Etat du Sénégal.

✓ Engagement des PTF à soutenir les projets d'électrification	✓ Délais anormalement longs constatés sur les demandes d'approbation des marchés au niveau du ministère des finances et budget
---	--

III. Évaluation des projets, programmes et politiques

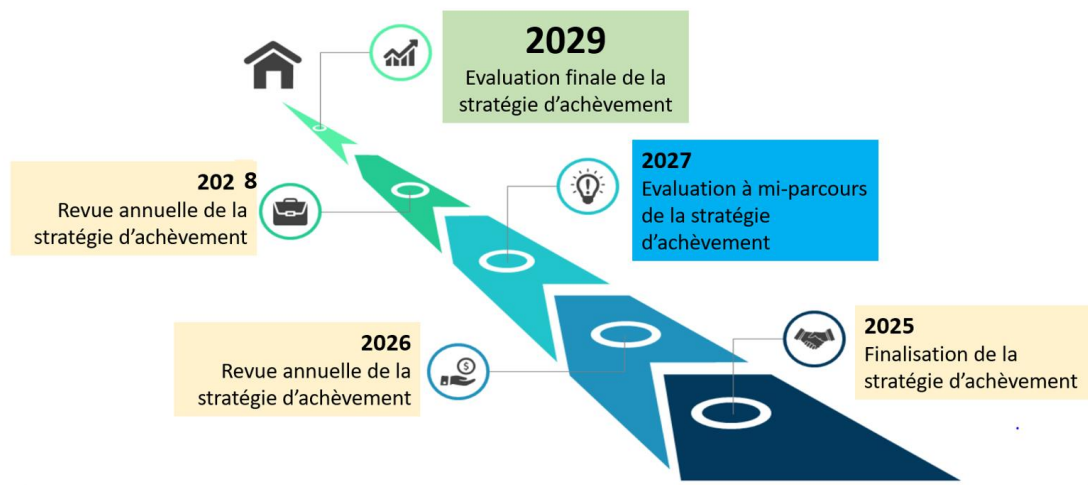
L'évaluation s'intéresse à une ou plusieurs actions, un ou plusieurs projets ou programmes ou bien même à la stratégie ou à la gouvernance d'une structure ou dispositif.

L'évaluation ex ante, avec l'accompagnement de la Direction Générale de la planification et des politiques économiques (DGPPE), une des principales structures techniques du Ministère de l'Économie, du Plan et de la Coopération (MEPC), constitue un appui stratégique aux ministères sectoriels dans le processus de formulation et la maturation de leurs projets d'investissement. Ce processus vise à analyser en amont la pertinence, la faisabilité technique, économique et financière, ainsi que l'impact potentiel des projets sur le développement national. La DGPPE intervient à travers un encadrement méthodologique, un appui à l'analyse des indicateurs de performance et une évaluation multicritère des projets proposés. Elle facilite également la cohérence avec les priorités sectorielles et les documents de planification nationaux.

Cependant force est de constater qu'il existe un déficit de ressources financières pour la maturation des projets. Pour les projets financés par les bailleurs, des missions d'évaluation sont souvent effectuées tandis que pour les projets sous financement État l'évaluation reste encore timide.

Pour l'évaluation à mi-parcours et finale, leur réalisation est conduite par la DPESE respectivement deux ans et demi après la signature la LPDSEM et à la fin de sa période de mis en œuvre. Elle porte sur le niveau de réalisation des activités et le niveau d'atteinte des résultats et des objectifs et les changements produits par la mise en œuvre des projets et programmes du secteur de l'énergie particulièrement du sous-secteur de l'électricité.

A l'issue de l'analyse, il est recommandé de renforcer le budget des projets sur financement État pour prendre en charge l'aspect « Évaluation » aussi bien pour les projets que les politiques.



IV. Proposition de Stratégie de Suivi-Évaluation

1. Proposition de Dispositif Intégré

a) Architecture Technique

- Évaluation du SSE afin de prendre en charge toutes les préoccupations par rapport à l'objectif
- Lien entre SSE et comité SIG du MEPM partie prenante du dispositif de SE qui sera mis en place (proposition d'une plateforme intégrée du SSE et SIG).
- Communication sur l'existant sur les outils de SE (DEPSE, Cellule de Suivi des entités)

Objectif :

- **Consolider les données** des différents porteurs de projets.
- **Automatiser les alertes** (retards, dépassements budgétaires, etc.).

Mettre en place un système (Web) de suivi du programme	De façon générale, l'enjeu est de rendre inter-opérationnels l'ensemble des systèmes d'information de tous les acteurs afin de disposer d'une mise à jour en temps réel du système d'information de référence. • Mettre en ligne la base de référence actualisée (base de données interactive) ; • Rattacher cette base à un système SIG avec un système d'analyse géospatial ; • Assurer une bonne gestion du système avec un programme de suivi et des mises à jour régulières ;
--	---

	Pour les nouveaux projets, s'assurer de la conformité des choix des localités avec la base de référence (le choix est obligatoirement opéré par l'administrateur de la base de données, pour éviter tout doublon et exiger le respect des critères de priorité).
--	--

Fonctionnalité de la plateforme

Les différentes fonctionnalités de la plateforme web de gestion des données sont composées de :

- **L'interface de la plateforme** qui permet de présenter la stratégie et le programme PAUE ainsi que les autres Fonctionnalités de la plateforme.
- **La base de données** qui sera configurée selon les différentes Entités du programme pour stockées toutes les données générées par les projets. Toutes les outils et fiches de collectes seront logées par type de technologie, par concessionnaire et par pôle géographique. Elle permettra la saisie des données, l'importation de données sous format Excel ou autres, l'exportation des bases de données et la récupération de données venant d'autres plateformes.
- **Bibliothèque virtuelle : cette partie permet de classer et partager toutes les productions du programme** (Rapport trimestriel, rapport annuel, rapport d'étude, Compte rendu, Bulletin d'infos etc.)
- **Tableaux de bord** : Cette section présentera les résultats des différents projets sous format de tableau, diagramme et autres formats adéquats. Chaque entité et/ou projet aura ses différents tableaux en relation avec la base de données stockée. Les tableaux seront désagrégés à différentes échelles : niveau village, commune, département, région et par pôle.
- **SIG & Cartographie** : Cette section va présenter les informations du programme avec les différents résultats qui pourront être visualisés à partir de la carte géoréférencée. Ceci servira d'outils pour corriger les disparités qui peuvent exister entre les zones en termes d'intensité des interventions et du niveau de couverture. Ce SIG sera mise en relation avec les tableaux de bords de chaque entités et projets.

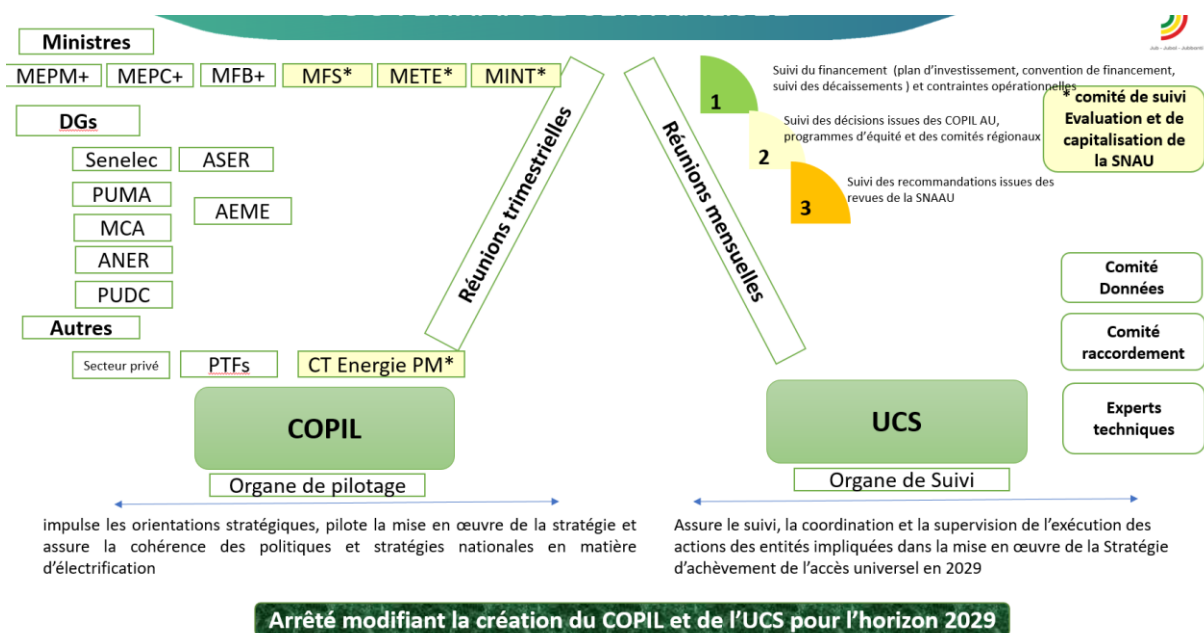
b) Gouvernance Partagée (retenu dans gouvernance)

• GOUVERNANCE CENTRALISEE

Le schéma actuel avec l'UCS doit être maintenu. Cependant, l'arrêté devra être mis à jour car l'horizon s'arrête en 2025.

Pour le suivi de la stratégie d'achèvement et du financement à travers le plan d'investissement, il a été proposé le comité de Suivi – Évaluation et de Capitalisation de la SNAU.

Le COPIL doit être élargi au Ministre de la famille et de la Solidarité, du Ministre chargé de l'environnement, et du Ministre de l'intérieur mais également du Conseiller technique du Premier Ministre.



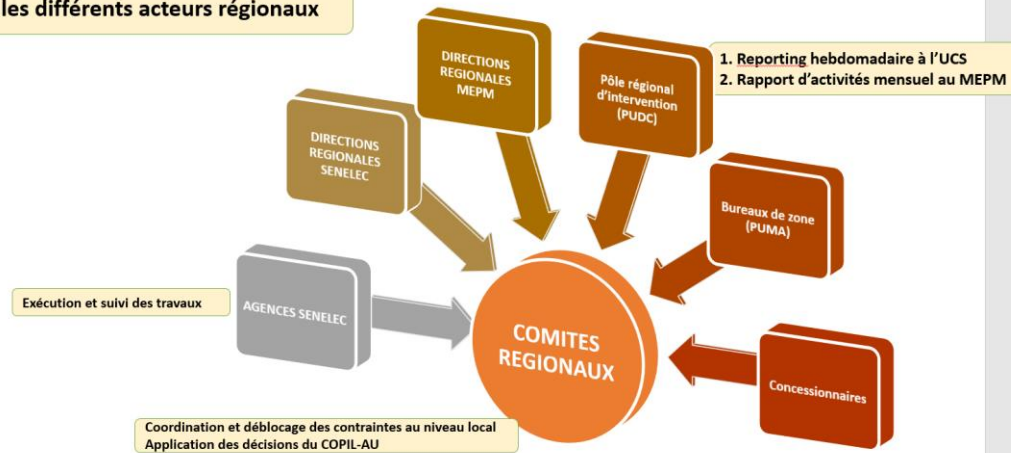
• GOUVERNANCE DECENTRALISEE

Le dispositif de Suivi proposé se fera à travers les comités régionaux dirigés par les Gouverneurs dans chaque région.

Après finalisation de la stratégie, sa présentation devra être faite auprès de chaque comité régional de développement (CRD) en faisant focus sur leur périmètre.

Des revues de la stratégie peuvent être organisées chaque année avec les CRD.

Synergie entre les différents acteurs régionaux



Reunion Présentation de la Stratégie d'achèvement aux différents comités régionaux en faisant focus sur leur périmètre (pôles territoriaux)

- **MATRICE RACI**
 - **Approbation** : DEPSE
 - **Responsable** : UCS
 - **Consulté** : Entités

Tableau 13: Matrice RACI

ACTIVITES	DGE	Senelec	ASER	PUMA	PUDC	ANER	AEME	UCS	DEPSE
Faire l'état des lieux des pratiques de SE dans le secteur de l'énergie	I	C	C	C	C	C	C	R	A
Faire des recommandations pour le suivi- évaluation dans le sous-secteur de l'électricité	I	C	C	C	C	C	C	R	A
Définir le catalogue des indicateurs et la base de données UCS	I	C	C	C	C	C	C	R	A

Elaborer le manuel du dispositif de suivi-évaluation des projets d'électrification	I	C	C	C	C	C	C	R	A
--	---	---	---	---	---	---	---	---	---

c) Gestion des Risques

Tableau 14: Matrice des risques

Risque	Probabilité	Impact	Mesure d'atténuation
Risques Financiers			
Retard de paiement	Moyenne	Élevé	Mise en place de fonds de garantie
Dépassement de budget	Moyenne	Élevé	Veiller au respect des délais contractuels avec les entreprises
Risques Sociaux			
Résistance communautaire	Faible	Élevé	Impliquer les bénéficiaires depuis le début du projet- Campagnes de sensibilisation en langues locales
Retard de paiement des impenses	Faible	Moyen	Sécuriser les fonds de contreparties
Barrière linguistique entre équipe projet et bénéficiaire	Moyenne	Élevé	Avoir un comité de Gestion local avec des traducteurs
Risques Techniques			
Défaillance technique des équipements (panne ou dysfonctionnement)	Moyenne	Élevé	Faire des révisions régulièrement sur les équipements installés

Risques liés à la Gestion de Projet			
Mauvaise estimation des besoins en approvisionnement du projet	Moyenne	Moyen	Faire une planification par analogie avec des projets similaires déjà exécutés
Coordination insuffisante au sein des directions d'exécution	Moyenne	Moyen	Tenir de manière régulière les réunions de coordination
Absence de dispositif de suivi-évaluation	Moyenne	Moyen	Mise en place d'un dispositif de suivi évaluation efficace

2. Théorie du changement

La théorie du changement illustre **le chemin logique entre les actions menées et l'impact attendu** de la stratégie d'électrification universelle. Elle repose sur l'idée que si des ressources adéquates sont mobilisées et des activités bien planifiées sont mises en œuvre, alors des résultats intermédiaires peuvent être atteints, conduisant à l'impact final souhaité : **un accès universel à une électricité fiable, abordable et durable d'ici 2029.**

1. Intrants (ressources mobilisées)

- Financements publics et privés
- Ressources humaines qualifiées
- Cadre réglementaire favorable
- Technologies adaptées (réseau, solaire, mini-réseaux, stockage)
- Données fiables via les SIG et plateformes numériques

2. Activités clés

- Extension du réseau électrique national
- Déploiement de solutions hors réseau (kits solaires, mini-réseaux)
- Raccordement/abonnement des ménages
- Campagnes de sensibilisation et information communautaire
- Renforcement des capacités locales
- Mise en place du système de suivi-évaluation (plateforme, indicateurs, rapports)

3. Résultats attendus à court/moyen terme

- Nombre accru de localités électrifiées
- Hausse des ménages disposant de solutions d'électrification hors réseau
- Réduction des interruptions de service (qualité améliorée)
- Meilleure disponibilité et fiabilité des données S&E

4. Effets à moyen terme

- Réduction des inégalités d'accès entre zones rurales et urbaines
- Développement des activités économiques locales grâce à l'énergie
- Amélioration du bien-être des populations (éducation, santé, emploi)

5. Impact à long terme

- **Accès universel à l'électricité d'ici 2029**
- Réduction de la pauvreté énergétique
- Inclusion sociale et croissance économique durable
- Contribution à l'atteinte des ODD (notamment ODD 7)

3. Mise en œuvre de la Stratégie de Suivi-Évaluation

La mise en œuvre du système de suivi-évaluation (S&E) de la Stratégie d'achèvement de l'accès universel à l'Électricité (S2AUE) nécessite un ensemble cohérent de **ressources financières et techniques**, adaptées aux objectifs du système, à la taille du programme ou projet, et au contexte institutionnel. Voici une vue d'ensemble des principales ressources nécessaires :

Les ressources techniques concernent les compétences, outils, technologies et systèmes requis pour un suivi-évaluation efficace.

Tableau 15: Des ressources humaines

Rubriques	Ressources	Observations
Compétences humaines	▪ Spécialistes S&E (expérience en conception d'indicateurs, méthodologies quantitatives et qualitatives ; d'analyses des données et d'orientation à la prise de décision) ▪ Responsables de collecte de données (formés aux outils pour s'assurer de la disponibilité des données auprès des parties prenantes) ▪ Responsables SIG : pour une cartographie et un suivi en temps réel de la SNAUE ▪ Responsables de projets (sensibilisés aux enjeux S&E pour assurer le reporting)	Mise en place d'un comité technique de suivi-évaluation de la S2AUE
Outils méthodologiques	▪ Cadre logique ou cadre de mesures des résultats (CMR) ▪ Plan de suivi-évaluation ▪ Tableaux de bord (Excel, Power BI, etc., MS Project)	S'appuyer sur les outils déjà mis en place pour l'élaboration du

	- Manuel et guide S&E - Outils de reporting	manuel de S&E de la SNAUE
Technologies et équipements	- Ordinateurs et tablettes - Connexion Internet (pour le transfert de données, si numérique) - Logiciels de collecte, traitement et analyse des données : - Collecte : KoboToolbox, ODK, SurveyCTO - Analyse : Excel, SPSS, R, Stata - Visualisation : Power BI, Tableau - Gestion de projet : Trello, Asana, DevResults, etc.	Prévoir un renforcement de capacité et en équipements des parties prenantes
Systèmes et infrastructures	- Systèmes d'information fiables (bases de données sécurisées) - Politiques ou protocoles de gestion des données - Système de gestion des performances (si organisation à grande échelle)	Mise en place d'un système informatisé de suivi-évaluation et de capitalisation de la SAAUE

Les ressources financières sont essentielles pour couvrir l'ensemble des coûts liés à la conception, la mise en œuvre, le fonctionnement et la pérennisation du système de S&E. voir annexe 5 pour le budget previsionnel de l'atelier

V. Conclusion et Recommandations

Ce dispositif de SE vise à transformer les données en décisions éclairées, en s'appuyant sur:

- **La transparence** : Données accessibles à tous les acteurs concernés.
- **L'agilité** : Mécanismes de correction rapide (ex : revues mensuelles pour les projets en retard).
- **L'inclusion** : Implication des communautés dans l'évaluation des impacts.

Pour atteindre ces objectifs, les recommandations suivantes ont été faites :

- **R1.** Procéder à la signature de protocole d'accord entre PUMA et SENELEC. Cette convention permettra de bénéficier non seulement de l'appui de la SENELEC dans la validation des dossiers d'exécution mais aussi de la célérité dans la réception technique des travaux, dans l'acquisition de compteurs pour les exploitants concernés et dans la mise en service des réseaux d'extensions électriques réalisés ;
- **R2.** Faire une liste d'entreprises défaillantes à blacklister qui sera partagée à l'ensemble des acteurs d'électrification en relation avec la DCMP ;
- **R3.** Impliquer la DEL et l'UCS-SPE du MEPM dans les missions de terrain pour un Reporting et assurer le suivi au niveau du comité de raccordement et comité de suivi-évaluation et de capitalisation de la SNAU qui sera mis en place ;
- **R4.** Suivre l'exécution budgétaire des projets d'électrification au MFB (action de la DAGE du MEPM en relation avec les entités et l'UCS) ;

- **R5.** Disposer d'un système de suivi fonctionnel et son rattachement à une base à un système SIG avec un système d'analyse géospatial pouvant permettre à toutes les parties prenantes au programme d'accès d'avoir les informations à temps réels ;
- **R6.** Organisation d'un atelier de partage avec les RAF et Gestionnaires de projets sur les procédures et qualité des dossiers à propos des **(i).** Décaissements extérieurs et **(ii).** Procédures de passation de marché ;
- **R7.** Classer les projets d'électrification parmi les projets prioritaires pour atteindre l'accès en 2029, instruction de la plus haute autorité à la DODP ;
- **R8.** Tenue du COPIL même avec l'indisponibilité des Ministres (ils devront se faire représenter par leur **SG**).

Les coûts liés à la mise en place du dispositif de suivi-évaluation est intégré dans la composante frais de gestion du PIC.

Annexes

I. Coût par région et par technologie

Extension réseau

Désignation	Budget MT (FCFA HT HD)
Pôle Centre	42,160,173,225
FATICK	9,713,127,769
KAFFRINE	23,649,626,188
KAOLACK	8,797,419,268
Pôle Diourbel-Louga	73,568,857,148
DIOURBEL	16,977,071,805
LOUGA	56,591,785,343
Pôle Nord	32,386,712,330
SAINT LOUIS	32,386,712,330
Pôle Nord Est	12,960,737,107
MATAM	12,960,737,107
Pôle Sud	29,188,374,189
KOLDA	24,823,687,494
SEDHIOU	1,437,517,691
ZIGUINCHOR	2,927,169,003
Pôle Sud Est	34,330,257,431
KEDOUGOU	5,403,564,422
TAMBACOUNDA	28,926,693,009
Pôle Thiès	7,332,603,121
THIES	7,332,603,121
Total général	231,927,714,551

Minicentrale

Désignation	Somme de Budget PV
Pôle Centre	4,619,132,861
KAFFRINE	4,245,410,126
KAOLACK	373,722,735
Pôle Diourbel-Louga	19,933,493,961
DIOURBEL	513,456,517

LOUGA	19,420,037,444
Pôle Nord	28,173,385,073
SAINT LOUIS	28,173,385,073
Pôle Nord Est	14,746,225,052
MATAM	14,746,225,052
Pôle Sud	847,710,910
KOLDA	847,710,910
Pôle Sud Est	22,921,343,358
KEDOUGOU	3,240,581,020
TAMBACOUNDA	19,680,762,337
Pôle Thiès	834,223,493
THIES	834,223,493
Total général	92,075,514,708

Système Solaire Individuel

Désignation	Somme de Budget SHS
Pôle Centre	737,824,960
FATICK	330,154,560
KAFFRINE	274,172,080
KAOLACK	133,498,320
Pôle Diourbel-Louga	2,139,755,520
DIOURBEL	451,203,760
LOUGA	1,688,551,760
Pôle Nord	920,049,600
SAINT LOUIS	920,049,600
Pôle Nord Est	338,007,200
MATAM	338,007,200
Pôle Sud	500,958,160
KOLDA	334,905,440
SEDHIOU	84,038,640
ZIGUINCHOR	82,014,080
Pôle Sud Est	1,030,576,000
KEDOUGOU	189,505,360
TAMBACOUNDA	841,070,640
Pôle Thiès	192,933,440
THIES	192,933,440
Total général	5,860,104,880

II. Indicateurs de suivi et performance

Tableau de suivi des indicateurs de performance

LOGIQUE D'INTERVENTION	INDICATEURS	VALEURS DE REFERENCE (2024)	VALEURS CIBLES				
			2025	2026	2027	2028	2029
ACCES UNIVERSEL A UNE ENRGIE COMPETITIVE ET DURABLE							
Résultat immédiat: Amélioration de l'accès à l'électricité	Taux d'électrification nationale	86,2%	89,1	92	94,9	97,8	100%
	Taux d'électrification rurale	69,8%					
	Taux d'électrification urbaine	98%					
	Taux de couverture						
Extrant 1 : Extension et densification des réseaux électriques	Nombre de km de réseaux HT						
	Nombre de km de réseaux MT						
	Nombre de km de réseaux BT						
Extrant 2 : Services énergétiques hors réseau densifiés	Part du hors réseau dans le taux d'électrification (%)						

LOGIQUE D'INTERVENTION	INDICATEURS	VALEURS DE REFERENCE (2024)	VALEURS CIBLES				
			2025	2026	2027	2028	2029
Indicateurs de Suivi	Nombre de Copil tenu		1	1	1	1	1
	Nombre de comité de Suivi évaluation organisé		4	4	4	4	4
	Nombre de rapport trimestriel		4	4	4	4	4
	Nombre de rapport annuel		1	1	1	1	1
	Nombre de maturation et de formulation par projet	0	1				
	Nombre d'évaluation Ex ante par projet	0	1				
	Nombre d'évaluation à Mi parcours par projet	0	1				
	Nombre d'évaluation Post	0					

III. Fiches projets du Plan d'investissement Consolidé

Fiche par pôle

FICHE PROJET – PÔLE CENTRE

Périmètre : Pôle Centre (1 066 localités non électrifiées). Population cible 206 776 habitants, 18 944 ménages à raccorder.

Objectif du projet : Raccorder l'ensemble des ménages non desservis à l'horizon 2029 via : extension du réseau interconnecté, minicentrales solaires hybrides et kits solaires individuels (SHS).

Description technique :

- 1) Extension / renforcement du réseau MT/BT (43,01 Mds FCFA) ;
- 2) Minicentrales solaires + mini-réseaux locaux (21,12 Mds FCFA) ;
- 3) SHS pour les ménages isolés (2,57 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 66,7 Mds FCFA

Priorité : Priorité B dans la grille de hiérarchisation

Effets attendus : Couverture électrique de 18 900 ménages. Amélioration de la continuité de service et réduction de la fracture territoriale dans le Centre.

Impact socio-économique : Sécurisation de l'accès à l'électricité pour les services sociaux de base (santé, éducation), soutien aux activités productives locales (transformation agricole, artisanat, froid).

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : mobilisation des financements et contractualisation PPP/PTF ; 2027-2028 : travaux réseau + mise en service des minicentrales ; 2029 : raccordement résiduel et déploiement SHS.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	43,01	Travaux lourds d'extension MT/BT, poteaux, câbles, postes. Ciblage ≥50 % d'exécution par des entreprises sénégalaises.
PTF / Bailleurs	21,12	Minicentrales solaires hybrides et mini-réseaux ruraux (production + stockage + BT locale).

Financements innovants / climat / carbone	2,57	Subvention SHS et branchement ménages vulnérables via fonds verts, carbone, JETP.
---	------	---

FICHE PROJET – PÔLE DIOURBEL-LOUGA

Périmètre : Pôle Diourbel-Louga (2 106 localités non électrifiées). Population cible 301 679 habitants, 31 561 ménages.

Objectif du projet : Accélérer l'accès universel dans le pôle classé priorité A, pour combler le déficit d'accès et réduire les disparités régionales, avec une cible complète d'ici 2029.

Description technique :

- 1) Extension réseau interconnecté (71,66 Mds FCFA) ;
- 2) Minicentrales solaires / mini-réseaux ruraux (35,19 Mds FCFA) ;
- 3) SHS individuels (4,29 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 111,14 Mds FCFA

Priorité : Priorité A

Effets attendus : Plus de 31 000 ménages raccordés/alimentés. Réduction des zones de très faible taux de couverture et apaisement de la pression migratoire rurale.

Impact socio-économique : Stabilisation de l'activité agricole et de transformation (froid solaire, irrigation), développement d'activités productives (femmes et jeunes).

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : contractualisation PPP et mobilisation bailleurs ; 2027 : démarrage massif des chantiers réseau et mini-réseaux ; 2028-2029 : branchements finaux et déploiement SHS.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	71,66	Extension du réseau MT/BT. Contrats de performance régulés (CRSE).

PTF / Bailleurs	35,19	Mini-réseaux solaires hybrides financés sur ressources concessionnelles (AFD, BAD, BEI...).
Financements innovants / climat / carbone	4,29	SHS subventionnés via fonds verts / carbone pour ménages isolés.

FICHE PROJET – PÔLE NORD

Périmètre : Pôle Nord (897 localités non électrifiées). Population cible 170 767 habitants, 19 819 ménages.

Objectif du projet : Acheter l'accès universel dans le Nord en capitalisant sur le maillage HT existant, avec focalisation sur l'extension moyenne tension et la qualité de service rurale.

Description technique :

- 1) Extension / densification réseau (45,00 Mds FCFA) ;
- 2) Minicentrales solaires hybrides + stockage (22,09 Mds FCFA) ;
- 3) SHS (2,69 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 69,78 Mds FCFA

Priorité : Priorité B

Effets attendus : Couverture d'environ 20 000 ménages restants. Amélioration de la continuité et de la sécurité d'alimentation dans les zones frontalières / vallée du fleuve.

Impact socio-économique : Support à la chaîne de valeur agricole (riz, horticulture irriguée, froid), création d'emplois locaux pour la pose, l'exploitation et la maintenance.

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : études d'exécution, libération d'emprises, bouclage financier ; 2027-2028 : travaux réseau et mise en service des mini-réseaux hybrides ; 2029 : raccordement final via SHS.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / concessionnaires ruraux	45,00	Extension/densification réseau MT/BT, avec obligations de desserte multi-annuelle.
PTF / Bailleurs	22,09	Minicentrales solaires hybrides + stockage batterie et réseau BT interne.
Financements innovants / climat / carbone	2,69	SHS pour ménages dispersés et services sociaux isolés (santé, écoles).

FICHE PROJET – PÔLE NORD-EST

Périmètre : Pôle Nord-Est (576 localités non électrifiées). Population cible 98 713 habitants, 8 543 ménages.

Objectif du projet : Couvrir les localités isolées du Nord-Est via une combinaison d’extensions ciblées et de mini-réseaux solaires autonomes, ce pôle étant moins dense mais fortement enclavé.

Description technique : 1) Extension réseau (19,40 Mds FCFA) ; 2) Minicentrales solaires / mini-réseaux autonomes (9,52 Mds FCFA) ; 3) SHS individuels (1,16 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 30,08 Mds FCFA

Priorité : Priorité C

Effets attendus : Alimentation de plus de 8 500 ménages très dispersés. Accès à l’électricité pour les services sociaux de base (santé, éducation).

Impact socio-économique : Réduction du coût du kWh hors réseau en remplaçant les groupes diesel par du solaire hybride + stockage ; amélioration sécurité/éclairage domestique.

Jalons clés / Horizon : 2025 : bouclage financement PTF et structuration PPP local ; 2026-2028 : déploiement mini-réseaux et extensions ciblées ; 2029 : couverture finale via SHS.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	19,40	Extension réseau MT/BT dans les zones techniquement raccordables.

PTF / Bailleurs	9,52	Mini-réseaux solaires hybrides financés par ressources concessionnelles.
Financements innovants / climat / carbone	1,16	SHS subventionnés pour ménages isolés et infrastructures sociales.

FICHE PROJET – PÔLE SUD

Périmètre : Pôle Sud (623 localités non électrifiées). Population cible 132 784 habitants, 12 695 ménages.

Objectif du projet : Accélérer l'accès dans les zones Sud, marquées par un déficit historique d'infrastructures et une forte dispersion des localités rurales, en sécurisant l'alimentation électrique avant 2029.

Description technique :

- 1) Extension réseau MT/BT (28,82 Mds FCFA) ;
- 2) Minicentrales solaires / mini-réseaux (14,15 Mds FCFA) ;
- 3) SHS individuels (1,72 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 44,69 Mds FCFA

Priorité : Priorité C

Effets attendus : Réduction de la fracture territoriale dans le Sud (Casamance élargie). Amélioration de l'accès au froid médical et à l'éclairage domestique.

Impact socio-économique : Inclusion territoriale et maintien de l'activité économique locale (pêche, transformation agricole, services), amélioration des conditions de vie et de sécurité nocturne.

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : structuration marchés PPP et accords bailleurs ; 2027-2028 : exécution des travaux réseau et mini-réseaux ; 2029 : compléments SHS et transfert aux opérateurs locaux.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	28,82	Extension réseau MT/BT confiée à des opérateurs privés nationaux.
PTF / Bailleurs	14,15	Minicentrales solaires hybrides et mini-réseaux ruraux.
Financements innovants / climat / carbone	1,72	SHS pour ménages isolés / services sociaux via fonds verts et crédits carbone.

FICHE PROJET – PÔLE SUD-EST

Périmètre : Pôle Sud-Est (959 localités non électrifiées). Population cible 185 621 habitants, 17 497 ménages.

Objectif du projet : Couvrir les localités résiduelles du Sud-Est, zone à forte contrainte d'accès physique (éloignement, enclavement), par extensions ciblées et mini-réseaux solaires autonomes.

Description technique : 1) Extension réseau MT/BT (39,73 Mds FCFA) ; 2) Minicentrales solaires hybrides + stockage (19,51 Mds FCFA) ; 3) SHS (2,37 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 61,61 Mds FCFA

Priorité : Priorité B

Effets attendus : Traitement prioritaire des zones historiquement sous-desservies dans l'Est / Sud-Est ; amélioration de l'accès des ménages et des services sociaux de base.

Impact socio-économique : Réduction des inégalités territoriales et amélioration de l'ancrage socio-économique local dans les zones enclavées ; sécurisation de l'accès à l'énergie pour les activités productives.

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : finalisation du montage financier et contractualisation PPP/PTF ; 2027-2028 : déploiement réseau et mini-réseaux ; 2029 : couverture finale via SHS.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	39,73	Extension réseau MT/BT, obligations de desserte sur zones éloignées.
PTF / Bailleurs	19,51	Mini-réseaux solaires hybrides pour les localités où l'extension est trop coûteuse.
Financements innovants / climat / carbone	2,37	SHS pour ménages isolés et services sociaux (santé, écoles).

FICHE PROJET – PÔLE THIÈS / DELTA & NIAYES

Périmètre : Pôle Thiès / Delta & Niayes (229 localités non électrifiées). Zone horticole et halieutique à forte valeur ajoutée. Population cible 31 363 habitants (3 407 ménages), déjà bien maillée en réseau mais avec des poches résiduelles non raccordées et des besoins en énergie productive (chaîne du froid, pompage).

Objectif du projet : Terminer l'accès universel via la densification BT, les branchements sociaux et le déploiement de plateformes énergétiques productives (froid solaire type PICFAN, pompage solaire).

Description technique :

- 1) Densification du réseau BT et branchements sociaux (7,74 Mds FCFA) ;
- 2) Mini-réseaux / plateformes solaires productives froid & pompage (3,8 Mds FCFA);
- 3) SHS résiduels pour hameaux isolés (0,46 Mds FCFA).

Coût total estimatif : 12 Mds FCFA

Priorité : Priorité C (zone économique stratégique Delta & Niayes : consolidation de l'accès et soutien direct aux chaînes de valeur horticole et halieutique).

Effets attendus : Raccordement des derniers ménages ; amélioration de la qualité de service BT ; réduction des pertes post-récolte (froid solaire), sécurisation de la valeur agricole locale.

Impact socio-économique : Contribution directe à la souveraineté alimentaire nationale via meilleure conservation des produits maraîchers et halieutiques ; création d'emplois locaux qualifiés.

Jalons clés / Horizon : 2025-2026 : mise en place des hubs énergétiques productifs (froid solaire, pompage) ; 2027-2028 : densification BT et branchements sociaux ; 2029 : clôture et transfert d'exploitation/maintenance locale.

Montage financier proposé

Source de financement	Montant (Mds FCFA)	Observation / rôle
Secteur privé / PPP / entreprises locales	7,74	Densification BT + branchements sociaux, modèle délégation de service.
PTF / Bailleurs	3,8	Plateformes solaires productives (froid solaire type PICFAN, pompage, mini-réseaux).
Financements innovants / climat / carbone	0,46	SHS résiduels et équipements verts (pompage solaire, froid solaire).

VI. Liste membres du groupe de travail

L'élaboration du document a été réalisée selon une approche participative impliquant l'ensemble des acteurs chargés de la mise en œuvre des projets et programmes d'accès à l'électricité. Cette démarche s'est appuyée sur les acquis et enseignements capitalisés au cours des phases précédentes.

Sous la direction de la Directrice générale de l'Énergie, Madame Fatou Mbow Ly, les travaux ont réuni les principales parties prenantes ci-après :

Ministère de l'Énergie, du Pétrole et des Mines (MEPM)

Moulay Idriss FALL, DEL/DGE
Mactar NDIAYE, CT électricité
Abdoul Aziz NDIAYE, DGE
Mamadou DIOUF, DPESE
Amadou Makhtar SARR, DPESE
Basile NDIONE, UCS
Idrissa DIA, UCS
Marietou NIANG, SPE
Aissatou TRAORE, SPE

Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale

Rokhaya Diao GUEYE, Conseiller du DG
Moustapha Cisse NDIAYE, DFER
Assane SENE, CPE
Malick GNAMBA, Ingénieur
Gnilane NDOUR, responsable SIG
Cheikh T. KAMARA, DA

Agence Nationale pour les Energies renouvelables

Madiop NDIAYE, Chef de projet

SENELEC

Modou NDIAYE, DPE/DER
Mamadou KEBE, DEG
Ndeye Fatou MBOW, DQSE
Mapenda FAYE, DPE/CSE
Maodo SENE, DPE/DER
Margot R. LY, DPE/CSE

MEPC / MFB / PUDC / PUMA / MCA-SN

Pape Semou DIOUF — DESPP/MEPC
Lucie MBAYE — FSE
Omar DIOP — PUMA
Diabel SECK — PUDC
Massene SENE — PUDC
El Hadj M. GUEYE — MCA-SN2/DPR