

Un Peuple – Un But – Une Foi

République du Sénégal

Ministère du Pétrole et des Energies



**AGENCE SENEGALAISE D'ELECTRIFICATION RURALE**

« L'Electricité Partout et pour Tous pour un Développement Durable »

A photograph of a large field of solar panels under a bright sun at sunset or sunrise. In the background, two electricity pylons are visible against the sky.

**« ELABORATION D'UN PLAN OPERONNEL POUR LA  
MISE EN OEUVRE DU PROGRAMME  
D'ELECTRIFICATION RURALE "ACCES UNIVERSEL-  
SE4ALL" »**

Juillet 2020



## TABLE DES MATIERES

<b>TABLEAUX</b> .....	<b>3</b>
<b>FIGURES</b> .....	<b>4</b>
<b>ACRONYMES</b> .....	<b>6</b>
<b>RESUME EXECUTIF</b> .....	<b>7</b>
<b>1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA MISSION</b> .....	<b>12</b>
1.1 Contexte de la mission.....	12
1.2 Objectifs de la mission .....	13
1.3 Résultats attendus et rappel de la méthodologie générale de la mission .....	13
1.3.1 Résultats attendus .....	13
1.3.2 Rappel de la méthodologie générale de la mission .....	13
<b>2 CONCEPTION DU PLAN OPERATIONNEL DU PROGRAMME ACCES UNIVERSEL 2025</b> ....	<b>15</b>
2.1 Vision.....	16
2.2 Orientations stratégiques .....	16
2.2.1 Phase 1 : Préparation du cadre de mise en œuvre (2019-2020).....	16
2.2.2 Phase 2 : Finalisation PNUER (2020-2021) .....	17
2.2.3 Phase 3 : Programme de couverture universelle à l'horizon 2023 .....	17
2.2.4 Phase 4 : Programme d'achèvement de l'accès universel SE4ALL 2023-2025.....	17
<b>3 SITUATION DE REFERENCE DECEMBRE 2018</b> .....	<b>17</b>
3.1 Contraintes identifiées et incidences.....	17
3.2 Situation de référence de l'électrification rurale à fin 2018.....	19
3.2.1 Situation à fin 2018 des réalisations.....	19
3.2.2 Situation de référence des dorsales.....	27
3.2.3 Situation des projets en cours de réalisation à fin 2018.....	29
3.2.4 Synthèse état des lieux.....	32
3.2.5 Répartition des localités selon la taille des villages .....	32
<b>4 PORTEFEUILLE DE PROJETS</b> .....	<b>35</b>
4.1 Approche de détermination du portefeuille de projets .....	35
4.1.1 Approche Méthodologique .....	35
4.1.2 Méthodes de détermination des solutions techniques d'électrification rurale.....	35
4.1.3 Approche retenue pour la présente étude.....	35
4.2 Résultats et synthèse du portefeuille de projets .....	37
4.2.1 Synthèse globale.....	37
4.2.2 Analyse des résultats obtenus par l'application des critères de choix des solutions techniques .....	38
4.3 Analyse par département des résultats d'électrification .....	41
<b>5 ELABORATION DU MACRO-PLANNING DU PLAN DE TRANSFORMATION</b> .....	<b>49</b>
<b>6 LE DISPOSITIF DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN OPERATIONNEL ET L'EVALUATION DES BESOINS EN RENFORCEMENT DES CAPACITES</b> .....	<b>51</b>
6.1 La gouvernance proposée pour le Plan de Transformation et les PTA.....	51
6.1.1 Schéma organisationnel du programme.....	52
6.1.2 Le Comité de Pilotage .....	54
6.1.3 La Coordination du programme.....	54
6.1.4 Le Comité Technique de Suivi .....	55
6.1.5 Les structures opérationnelles de l'ASER .....	55
6.2 Les structures d'appui technique au programme.....	56
6.3 La Direction opérationnelle du programme .....	57
<b>7 REVUE DU DISPOSITIF DE SUIVI-EVALUATION</b> .....	<b>62</b>
7.1. L'évaluation des besoins en renforcement des capacités.....	65
7.2. Plan de renforcement des capacités et coût .....	65
<b>8 COUT ET FINANCEMENT DU PROGRAMME</b> .....	<b>69</b>

<b>8.1</b>	<b>Hypothèses techniques .....</b>	<b>69</b>
<b>8.2</b>	<b>Coûts de référence .....</b>	<b>69</b>
<b>8.3</b>	<b>Technologies à moindre coût .....</b>	<b>71</b>
<b>8.4</b>	<b>Résultats .....</b>	<b>72</b>
8.4.1	Programme de finalisation du PNUER .....	72
8.4.2	Programme de finalisation du PNUER .....	73
8.4.3	Programme de densification de l'accès universel : 2023-2025.....	81
<b>8.5</b>	<b>Synthèse des résultats .....</b>	<b>81</b>
<b>9</b>	<b>FEUILLE DE ROUTE.....</b>	<b>85</b>
<b>10</b>	<b>ANNEXES (VOIR CLE USB).....</b>	<b>87</b>
<b>10.1</b>	<b>Annexe 1 : Base de données des localités à électrifier .....</b>	<b>87</b>
<b>10.2</b>	<b>Annexe 2 : Cartes de la situation de référence des localités à électrifier par département décembre 2018 .....</b>	<b>87</b>
<b>10.3</b>	<b>Annexe 3 : Calcul des projets par Solutions Techniques et par Département .....</b>	<b>87</b>
<b>10.4</b>	<b>Annexe 4 : Programme de densification .....</b>	<b>87</b>

## TABLEAUX

Tableau 1 :	Situation de référence de l'électrification rurale .....	21
Tableau 2:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Dakar .....	22
Tableau 3:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Diourbel .....	22
Tableau 4:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Fatick.....	22
Tableau 5:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kaffrine .....	23
Tableau 6:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kaolack .....	23
Tableau 7:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kédougou.....	23
Tableau 8:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kolda.....	24
Tableau 9:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Louga.....	24
Tableau 10:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Matam .....	24
Tableau 11:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Saint-Louis .....	25
Tableau 12:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Sédhiou.....	25
Tableau 13:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Tambacounda .....	25
Tableau 14:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Thiès .....	26
Tableau 15:	Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Ziguinchor .....	26
Tableau 16:	Situation de référence des dorsales par région.....	27
Tableau 17:	Situation de référence des dorsales par Département .....	27
Tableau 18:	Situation des projets en cours par région .....	29
Tableau 19:	Situation des projets en cours pour région de Dakar.....	29
Tableau 20:	Situation des projets en cours pour région de Diourbel.....	29
Tableau 21:	Situation des projets en cours pour région de Fatick .....	29
Tableau 22:	Situation des projets en cours pour région de Kaffrine.....	30
Tableau 23:	Situation des projets en cours pour région de Kaolack .....	30
Tableau 24:	Situation des projets en cours pour région de Kédougou.....	30
Tableau 25:	Situation des projets en cours pour région de Kolda .....	30
Tableau 26:	Situation des projets en cours pour région de Louga .....	30
Tableau 27:	Situation des projets en cours pour région de Matam.....	31
Tableau 28:	Situation des projets en cours pour région de Saint-Louis.....	31
Tableau 29:	Situation des projets en cours pour région de Sédhiou .....	31
Tableau 30:	Situation des projets en cours pour région de Tambacounda .....	31
Tableau 31:	Situation des projets en cours pour région de Thiès .....	31
Tableau 32:	Situation des projets en cours pour région de Ziguinchor .....	32
Tableau 33:	Synthèse globale du gap pour atteindre l'accès universel.....	32
Tableau 35:	Synthèse de l'analyse de sensibilité sur des distances de 5Kms, 7 Kms et 10 Kms.....	36
Tableau 35:	Répartition des localités par solution technique et par région.....	37
Tableau 36:	Population desservie par solution technique par région .....	38
Tableau 37:	Répartition des solutions techniques par taille de localité.....	39
Tableau 38:	Répartition des localités par solution technique pour la région de Dakar .....	41
Tableau 39:	Population desservie par solution technique pour la région de Dakar.....	41
Tableau 40:	Répartition des localités par solution technique pour la région de Diourbel.....	41
Tableau 41:	Population desservie par solution technique pour la région de Diourbel .....	41
Tableau 42:	Répartition des localités par solution technique pour la région de Fatick.....	41

Tableau 43: Population desservie par solution technique pour la région de Fatick .....	42
Tableau 44: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kaffrine .....	42
Tableau 45: Population desservie par solution technique pour la région de Kaffrine .....	42
Tableau 46: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kaolack .....	42
Tableau 47: Population desservie par solution technique pour la région de Kaolack .....	43
Tableau 48: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kédougou .....	43
Tableau 49: Population desservie par solution technique pour la région de Kédougou .....	43
Tableau 50: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kolda .....	43
Tableau 51: Population desservie par solution technique pour la région de Kolda .....	44
Tableau 52: Répartition des localités par solution technique pour la région de Louga .....	44
Tableau 53: Population desservie par solution technique pour la région de Louga .....	44
Tableau 54: Répartition des localités par solution technique pour la région de Matam .....	45
Tableau 55: Population desservie par solution technique pour la région de Matam .....	45
Tableau 56: Répartition des localités par solution technique pour la région de Saint-Louis .....	45
Tableau 57: Population desservie par solution technique pour la région de Saint-Louis .....	45
Tableau 58: Répartition des localités par solution technique pour la région de Sédhiou .....	46
Tableau 59: Population desservie par solution technique pour la région de Sédhiou .....	46
Tableau 60: Répartition des localités par solution technique pour la région de Tambacounda .....	46
Tableau 61: Population desservie par solution technique pour la région de Tambacounda .....	46
Tableau 62: Répartition des localités par solution technique pour la région de Thiès .....	47
Tableau 63: Population desservie par solution technique pour la région de Thiès .....	47
Tableau 64: Répartition des localités par solution technique pour la région de Ziguinchor .....	47
Tableau 65: Population desservie par solution technique pour la région de Ziguinchor .....	47
Tableau 66: Macro-planning « Localités électrifiées » .....	50
Tableau 67: Personnel de la direction du programme .....	58
Tableau 68: cadre de mesure et de suivi des indicateurs du programme .....	63
Tableau 69: Synthèse des besoins en renforcement de capacités de l'ASER .....	65
Tableau 70: Plan renforcement de capacités de l'ASER .....	66
Tableau 71 Fourniture et pose réseau MT aérien 30kV - 54,6 mm <sup>2</sup> Almélec .....	69
Tableau 72 Poste Haut de Poteau sans le Transformateur .....	69
Tableau 73 Réseau de distribution Basse Tension du Village .....	70
Tableau 74: Coût de 1 km liaison BT Préassemblé 70 mm <sup>2</sup> Almélec .....	70
Tableau 75: Coût des transformateurs .....	71
Tableau 76 Coût des kits solaires .....	71
Tableau 77: Dorsales à réaliser dans la sous-composante 2.1 .....	72
Tableau 78 Projets à finaliser .....	73
Tableau 79: Synthèse du Sous-Programme .....	73
Tableau 80: Alimentation MT .....	74
Tableau 81: Poste aérien H61 à réaliser .....	74
Tableau 82: Transformateurs aérien H61 à réaliser .....	74
Tableau 83: Coût des Réseaux BT à réaliser dans les localités .....	74
Tableau 84: Coût des Branchements BT à réaliser .....	75
Tableau 85 Coût des Installations intérieures .....	75
Tableau 86: Coût des Equipements de production énergétique : .....	76
Tableau 87: Coût des Equipements de commande et de synchronisation .....	77
Tableau 88: Coût du Génie Civil .....	77
Tableau 89: Coût du Réseau BT .....	77
Tableau 90: Coût des Branchements BT .....	78
Tableau 91: Coût des Installations intérieures .....	78
Tableau 92 Coût de l'éclairage public .....	79
Tableau 93 Coût du volet production d'énergie .....	80
Tableau 94 Coût des installations intérieures .....	80
Tableau 95: Répartition par région du gap de ménages à électrifier en 2025 .....	81
Tableau 96: Coût du programme .....	82
Tableau 97: Plan de financement indicatif .....	83
Tableau 98: répartition des investissements (FCFA) par département et par solution technique d'électrification (hors dorsales) .....	84

## FIGURES

Figure 1: Méthodologie générale de la mission .....	14
Figure 2: Cadre logique .....	16
Figure 3: Carte localités électrifiées 2018 .....	20

Figure 4: Taux de couverture par région en décembre 2018 .....	21
Figure 5: Carte des dorsales par département .....	28
Figure 6 Répartition des localités à électrifier par taille de population .....	33
Figure 7: Localités rurales non électrifiées .....	34
Figure 8 Répartition des localités par solution technique .....	37
Figure 9: Répartition de la population desservie par solution technique .....	38
Figure 10 : Répartition solution technique d'électrification selon les tailles de localités .....	40
Figure 11: Répartition des hameaux par région .....	40
Figure 11: Synoptique du plan de transformation .....	49
Figure 12: Schéma organisationnel de gestion du programme.....	52
Figure 13: Répartition en % des investissements du Sous-Programme « Raccordement au réseau MT » : .....	76
Figure 14: Répartition en % des coûts des centrales mini-grids .....	79
Figure 15: Répartition en % des coûts de la sous-composante PV autonome-SHS .....	80
Figure 16: Répartition en % du coût du Programme d'achèvement.....	81

## ACRONYMES

<b>ANER</b>	Agence Nationale pour les Énergies Renouvelables
<b>ANSD</b>	Agence Nationale de la Statistique et de la Démographie
<b>ASER</b>	Agence sénégalaise d'électrification rurale
<b>CRSE</b>	Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité
<b>DEL</b>	Direction de l'Electricité
<b>ERIL</b>	Électrification Rurale d'Initiative Locale
<b>FCFA</b>	Franc des colonies françaises d'Afrique (UEMOA)
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>KFW</b>	Kreditanstalt für Wiederaufbau
<b>kW</b>	kilowatt
<b>kWh</b>	kilowatt-heure
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>OMVS</b>	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal
<b>OMVG</b>	Organisation pour la mise en valeur du fleuve Gambie
<b>PASER</b>	Programme d'Action Sénégalais d'Électrification Rurale
<b>PLE</b>	Plan d'électrification local
<b>PNER</b>	Programme National d'Électrification Rurale
<b>PNUD</b>	Programme des Nations Unies pour le développement
<b>PNUER</b>	Programme National d'Urgence d'Électrification Rurale
<b>PPER</b>	Programme Prioritaire d'Électrification Rurale
<b>PPP</b>	Partenariat Public-Privé
<b>PSE</b>	Plan Sénégal Émergent
<b>PUDC</b>	Programme d'Urgence de Développement Communautaire
<b>SE4ALL</b>	Sustainable Energy for All
<b>SIE</b>	Système d'information énergétique
<b>SIG</b>	Système d'information géographique

## RESUME EXECUTIF

### Contexte et ancrage du programme

Après avoir hissé le taux d'électrification rurale de 8 % en 2000 à 42 % en 2018, avec des perspectives plutôt intéressantes que laisse entrevoir l'exécution des projets et programmes en cours, le Sénégal ambitionne désormais d'atteindre l'accès universel au service électrique en milieu rural en 2025. Pour ce faire, le Sénégal vient de finaliser l'élaboration d'un programme intégré d'investissement d'accès universel aux services électriques durables à l'horizon 2025. Parallèlement, l'ASER, maître d'ouvrage délégué du Gouvernement en matière de développement de l'électrification rurale au Sénégal, a mis en place une nouvelle organisation permettant de faire face aux défis actuels. Pour garantir une mise en œuvre réussie de ce programme, l'ASER a aussi élaboré un Plan de Développement Stratégique (PSD) qui définit les grands axes autour desquels s'articuleront son intervention, durant la période 2019-2023, et a entrepris de formuler ce plan opérationnel de mise en œuvre du programme d'investissement permettant au Sénégal d'atteindre son objectif d'accès universel en 2025.

La planification du programme vise à opérationnaliser l'Orientation stratégique 2 du PSD de l'ASER – « Améliorer significativement l'accès à l'électricité en milieu rural » dont l'objectif devrait se matérialiser par la couverture électrique de 100% des villages du Sénégal et le raccordement de 85% des ménages en 2023 et l'accès universel en 2025. En vue d'atteindre cet objectif, quatre phases, correspondant chacune à un Programme spécifique sont proposées :

- Phase 1 : Préparation du cadre de mise en œuvre (2019-2020)
- Phase 2 : Finalisation PNUER (2020-2021)
  - Réalisation des dorsales complémentaires 2020 : réalisation de 1078 km de ligne MT
  - Finalisation des projets en cours : 2020-2021, soit 3214 localités à électrifier
- Phase 3 : Programme de **couverture universelle** à l'horizon 2023
- Phase 4 : Programme de densification de l'**accès universel** SE4ALL 2023-2025

### Une situation de référence de l'électrification rurale dressée à fin 2018 comme base d'élaboration du portefeuille de projets.

Au terme d'une revue documentaire exhaustive, un effort considérable a été déployé pour reconstituer une base de données de travail fiable, réconciliant les données de l'ANSD et de l'ASER partagées par le client. Au total on dénombre 4138 localités rurales qui sont électrifiées sur un total de 21170 localités. Ce qui a permis de rendre l'électricité disponible à 4 460 052 personnes vivant dans les localités électrifiées sur une population rurale totale 8 644 376, soit un taux de couverture de 52%. Le taux d'accès est estimé à 42%.

Les projets en cours dans 3214 localités ont également été recensés. Leur finalisation permettra d'électrifier 19% de localités qui restent à couvrir à travers le pays permettant la couverture de 42% de la population. C'est une contribution importante dans la poursuite de l'accès universel, dont l'évaluation a permis de mesurer l'écart à parcourir vers l'accès universel du service électrique. Globalement, **13 819** localités restent à électrifier soit une population de **2 997 937** à couvrir à l'horizon 2025 (voir tableau ci-après).

Régions	Localités Restant à électrifier 2018 sans projets en cours		Etat ER 2018	Projets en cours		Etat ER projeté 2021	Gap à l'horizon 2025	
	Nbre Localités	Population	TC	Nbre Localités	Population	TC	Nbre Localités	Population 2025
DAKAR	4	2 409	98%	1	957	99%	3	2 148
DIOURBEL	1 663	301 671	76%	301	119 639	84%	1 362	274 335
FATICK	1 394	351 043	41%	270	159 107	64%	1 124	295 585
KAFFRINE	1 193	336 793	31%	199	133 817	54%	994	305 241
KAOLACK	1 308	375 445	39%	420	196 354	66%	888	257 083
KEDOUGOU	423	100 329	12%	102	51 096	50%	321	77 111
KOLDA	1 846	406 393	17%	486	241 707	59%	1 360	261 542
LOUGA	2 506	354 791	47%	228	56 916	54%	2 278	403 397
MATAM	762	137 927	70%	102	61 040	81%	660	114 568
SAINT LOUIS	1 235	186 732	61%	78	24 985	66%	1 157	206 785
SEDHIOU	748	188 857	49%	213	118 921	76%	535	117 115
TAMBACOUNDA	1 623	329 520	37%	360	179 961	66%	1 263	242 030
THIES	1 854	391 610	56%	319	105 744	66%	1 535	378 323
ZIGUINCHOR	473	93 156	68%	135	53 539	84%	338	62 672
<b>Total général</b>	<b>17 032</b>	<b>3 556 676</b>	<b>52%</b>	<b>3 214</b>	<b>1 503 782</b>	<b>69%</b>	<b>13 819</b>	<b>2 997 937</b>

**Un portefeuille de projets proposé reposant quatre solutions techniques à savoir : l'extension de réseau MT, les Mini-réseau et les systèmes photovoltaïques individuels.**

Pour électrifier les **13 819** localités restantes et permettre l'accès à l'électricité de **2 997 937** habitants à l'horizon 2025, les solutions synthétisées dans le tableau ci-dessous sont préconisées. On note une grande majorité des villages qui seront électrifiés par extension de réseau (8445 localités, soit 61%). Les mini-réseaux représentent 7% des localités électrifiées et les systèmes photovoltaïques autonomes 32%.

Régions	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR		0	3	3
DIORBEL		459	903	1362
FATICK		255	868	1123
KAFFRINE	46	252	698	996
KAOLACK		183	704	887
KEDOUGOU	77	117	127	321
KOLDA	124	457	779	1360
LOUGA	126	805	1347	2278
MATAM	176	256	228	660
SAINT-LOUIS	174	394	590	1158
SEDHIOU	19	174	342	535
TAMBACOUNDA	268	473	522	1263
THIES		402	1133	1535
ZIGUINCHOR	9	128	201	338
<b>Total général</b>	<b>1019</b>	<b>4355</b>	<b>8445</b>	<b>13819</b>

**Coût, financement du programme et feuille de route**

Le coût du programme est estimé à **660** milliards de FCFA, comprenant les coûts d'investissement, de préparation et de gestion du programme (études d'exécution, fonctionnement, assistance technique) estimées à **2,5%** du montant de l'investissement (voir tableau ci-dessous).

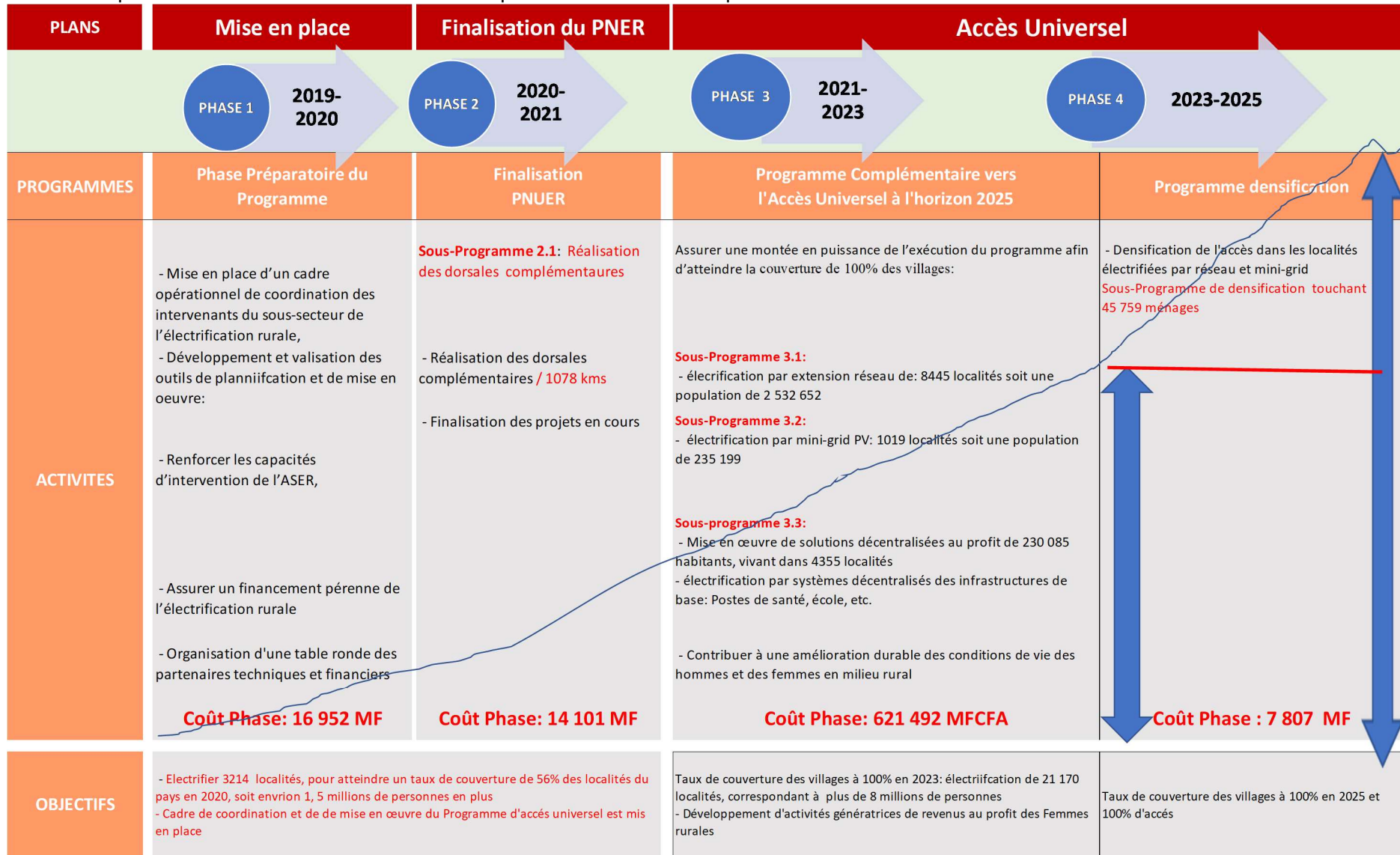
Compte tenu du délai de réalisation relativement court, il serait plus judicieux que le programme puisse bénéficier du maximum de financement Etat sur sa durée et rechercher le reliquat de coopérations bilatérales ainsi que de mécanismes de financement dédiés et d'investissements privés. Par exemple, pour tout ce qui concerne les mini-réseaux et les systèmes PV autonomes, il existe un fonds de dette FEI (Fund for Energy Inclusion) initié par la Banque Africaine de Développement pour apporter de la dette ou de la quasi-dette aux projets d'investissement privé ou le financement basés sur les objectifs.

Si toutes les études, dans le cadre du programme, sont regroupées pour être réalisées en amont avec un financement sécurisé par l'Etat, cette phase pourrait être limitée à 6 mois maximum pendant lesquels la table ronde des bailleurs de fonds pourrait être organisée simultanément, ainsi que la consultation d'autres partenaires potentiels. Le plan de financement indicatif ci-après est suggéré :

Rubriques	Besoin de financement (Millions FCFA)
Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)	16 085
Renforcement de Capacités	867
<b>CAPEX</b>	<b>643 401</b>
<b>Dorsales MT</b>	<b>14 101</b>

<b>Raccordement au réseau MT</b>	<b>495 092</b>
- Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)	318 662
- Réseaux BT	131 838
- Branchements	18 608
- Installations Intérieures	25 984
<b>Mini-réseau PV</b>	<b>105 337</b>
- Production énergétique (Equipements, commande, Génie Civil)	84 603
- Réseau BT	15 908
- Branchements	2 015
- Installations Intérieures	2 811
<b>Système PV Autonome (SHS)</b>	<b>21 063</b>
- Production énergétique (Equipements, Supports)	12 739
- Installations Intérieures	3 204
- Eclairage Public	5 121
<b>Phase de densification</b>	<b>7 807</b>
- Branchements	3 090
- Installations Intérieures	4 717
<b>TOTAL</b>	<b>660 353</b>

Les solutions préconisées seront mises en œuvre suivant les plans de transformation ci-après :



Pour un accès universel au service électrique en 2025, les jalons suivants doivent être respectés :

<b>Octobre 2019</b>	Clarification sur les projets/programmes en cours Révision besoins d'investissement du programme, si nécessaire
<b>Décembre 2019</b>	Table ronde des bailleurs de fonds
<b>Avril 2020</b>	Réalisation de la phase de préparation et d'études
<b>Juin 2020</b>	Mobilisation du financement (phase 2)
<b>Septembre 2020</b>	Contractualisation (phase 2) et lancement réalisation
<b>Décembre 2020</b>	Mobilisation du financement (phase 3)
<b>Mars 2021</b>	Contractualisation (phase 3) et lancement réalisation
<b>Juillet 2021</b>	Mobilisation du financement (phase 4)
<b>Octobre 2021</b>	Contractualisation (phase 4) et lancement réalisation

**Une mise en œuvre du programme reposant sur les capacités opérationnelles de l'ASER mais supervisée par un comité de pilotage rassemblant les ministères clés**

Le schéma organisationnel de mise en œuvre du programme repose donc sur la mise en place d'une structure de gestion intégrée à la direction générale de l'ASER avec un Coordonnateur du Programme travaillant sous la supervision d'un Comité de Pilotage (CP). Il s'appuiera sur les structures suivantes pour assumer ses fonctions de coordination du programme :

- le Comité Technique de Suivi (CTS) qui va l'appuyer dans la coordination et le suivi de la mise en œuvre du programme ;
- les structures opérationnelles, (directions cellules) de la Direction Générale de l'ASER qui auront en charge la mise en œuvre du programme.

Le Comité de Pilotage sera composé de :

- Le Ministre du Pétrole et des Energies ou son représentant ;
- Le représentant du Ministre des Finances et du Budget ;
- Le représentant du Ministre de l'Economie, du Plan et de la Coopération ;
- Le représentant du ministre chargé du suivi du PSE
- Le Chef des Partenaires techniques et financiers
- Le Secrétariat Permanent à l'énergie
- Le Directeur de l'électricité
- Le Directeur Général de l'ASER ;
- Le Directeur Général de SENELEC ;
- Le Directeur National du PUDC ;
- Le Représentant du PUMA
- Etc.

## I CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA MISSION

### I.1 Contexte de la mission

Suite à la déclaration de l'Assemblée Générale des Nations Unies qui avait considéré l'année 2012 comme étant "The International Year of Sustainable Energy for All (SE4ALL)", une initiative appelée "global access to sustainable energy for all by 2030" a été lancée par l'ONU, en collaboration avec plusieurs partenaires au développement comme la Banque Mondiale, avec comme principaux objectifs spécifiques à atteindre d'ici 2030 :

- Garantir un accès universel aux services énergétiques modernes ;
- Doubler le taux d'amélioration de l'efficacité énergétique, et
- Doubler la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique global.

La mise en œuvre de cette initiative et l'atteinte des objectifs fixés constituent à la fois une opportunité mais aussi un défi pour le continent africain où près de 500 millions de personnes n'ont toujours pas accès à l'électricité (plus d'un milliard dans le monde) et si rien de significatif n'est fait dans les dix prochaines années, la moitié de la population mondiale sans électricité résidera en Afrique.

Au regard de l'ampleur des enjeux et défis ci-dessus évoqués, les pays se doivent de définir des stratégies et des programmes d'intensification de l'accès à l'électricité et conséquemment de mobilisation de ressources en particulier auprès des partenaires au développement et du secteur privé pour le financement des infrastructures électriques requises.

Ce constat s'applique au Sénégal en dépit des résultats appréciables en matière d'accès à l'électricité enregistrés par ce pays comparativement à la majorité des pays de l'Afrique Subsaharienne : 64 % de taux national d'accès et 33,2 % en milieu rural en 2016 (contre moins de 35 % et 10 % respectivement pour l'Afrique Subsaharienne).

Il convient de souligner que les performances du Sénégal en matière d'accès à l'électricité en milieu rural auraient pu être beaucoup plus intéressantes dans la mesure où le pays a pu définir une approche et gagner l'adhésion des bailleurs de fonds à celle-ci comme attesté par des financements substantiels mis à la disposition du Gouvernement pour développer l'électrification rurale. En effet, ayant fait l'option du concept de concession d'électrification rurale et du partenariat public privé faisant du secteur privé un acteur majeur de l'électrification rurale, le Sénégal a pu mobiliser des financements importants. Ces ressources combinées avec des capitaux privés apportés par les concessionnaires (49 % du financement total, 53 milliards de FCFA pour faire accéder à l'électricité 106 000 ménages supplémentaires), ont permis de développer le concept sur 6 des 10 concessions résultant du découpage du pays (hors du périmètre d'activités de SENELEC) et attirer des sociétés d'électricité étrangères disposant de très bonnes références.

Cependant, malgré ces performances, en termes de mobilisation de financements et d'implication du secteur privé, de nombreuses difficultés ont été constatées dans la mise en œuvre, avec comme résultats, de nombreux villages électrifiés et un niveau faible d'accès des ménages à l'électricité dans les localités où le taux de pénétration atteint à peine les 20%.

Malgré ces insuffisances et les diverses contraintes, le Sénégal a pu faire évoluer le taux d'électrification rurale de 8 % en 2000 à 33,2 % en 2016, avec des perspectives plutôt intéressantes que laisse entrevoir l'exécution des projets et programmes en cours. En effet, le Gouvernement ambitionne désormais d'atteindre un taux d'électrification rurale de 60 % en 2019. En outre, l'objectif à long terme reste l'accès universel au service électrique en milieu rural, car le Sénégal entend conséquemment, s'inscrire dans l'initiative mondiale « SE4ALL ». Pour ce faire, le Sénégal vient de finaliser l'élaboration d'un programme intégré d'investissement d'accès universel aux services électriques durables à l'horizon 2025.

Le Gouvernement compte soumettre ce programme ainsi élaboré, aux partenaires au développement et au secteur privé en vue de combler le gap de financement, tenant compte de la contribution des sociétés d'électricité (autofinancement notamment), des consommateurs (tarifs) et de celle de l'État (subvention, contribution en capital, etc.).

Parallèlement à ce processus d'élaboration du programme d'investissement, l'ASER, maître d'ouvrage délégué du Gouvernement en matière de développement de l'électrification rurale au Sénégal, a fini de mettre en place une nouvelle organisation permettant à l'institution de mieux prendre en charge sa mission et faire face aux défis actuels. Pour garantir une mise en œuvre réussie de ce programme, l'ASER a aussi élaboré un Plan de Développement Stratégique (PSD) qui définit les grands axes autour desquels s'articuleront son intervention, durant la période 2019-2023. Néanmoins, l'atteinte des objectifs fixés par ce programme à travers ses différentes composantes (réseau, hors réseau, développement des usages productifs, programme de transition, intégration du genre, et renforcement des capacités), passe impérativement par une bonne planification opérationnelle des activités et projets sur la période 2019-2023. C'est dans ce contexte que l'ASER a fait appel au consultant pour l'assister dans le processus de formulation

d'un plan opérationnel de mise en œuvre du programme d'investissement permettant au Sénégal d'atteindre son objectif d'accès universel en 2025.

## **1.2 Objectifs de la mission**

L'objectif de la mission est d'assister l'ASER, sur la base d'une approche participative et inclusive, dans :

- L'élaboration d'un plan opérationnel de mise en œuvre du programme d'investissement pour l'accès universel, sur la base du PSD et du programme d'investissement élaborés par l'ASER ;
- L'appropriation du plan par le staff de l'ASER et l'élaboration des différents plans de travail annuels (PTA) y afférant ; et
- L'élaboration d'un plan de renforcement des capacités permettant une mise en œuvre réussie.

## **1.3 Résultats attendus et rappel de la méthodologie générale de la mission**

### **1.3.1 Résultats attendus**

Les trois résultats suivants avaient été initialement fixés par le Client au démarrage de la mission.

- R1 : un plan opérationnel 2018-2025 de mise en œuvre du programme « accès universel » est élaboré de façon participative et validé ;
- R2 : des ateliers de partage du plan sont organisés pour l'ASER et ses partenaires et les différents PTA sont élaborés ;
- R3 : un plan de renforcement des capacités de l'ASER est élaboré et validé ;

Ils ont été légèrement remaniés pour mettre l'accent sur la collecte de données pouvant mener au portefeuille de projets et le dispositif organisationnel de mise en œuvre et de suivi-évaluation.

### **1.3.2 Rappel de la méthodologie générale de la mission**

La méthodologie générale adoptée pour cette mission repose sur cinq principales phases qui comprennent chacune des activités précises dont la réalisation permet d'atteindre les résultats de l'étude : Ces différentes phases sont :

- *Phase 1 : Prise de connaissance et cadrage de la mission ;*
- *Phase 2 : La Conception du Plan de Transformation du PSD (PT-PSD) et du Programme accès universel 2025 en plan opérationnel ;*
- *Phase 3 : Le dispositif de mise en œuvre du plan opérationnel et l'évaluation des besoins en renforcement des capacités ;*
- *Phase 4 : Elaboration du rapport provisoire et restitution ;*
- *Phase 5 : Elaboration du rapport final ;*

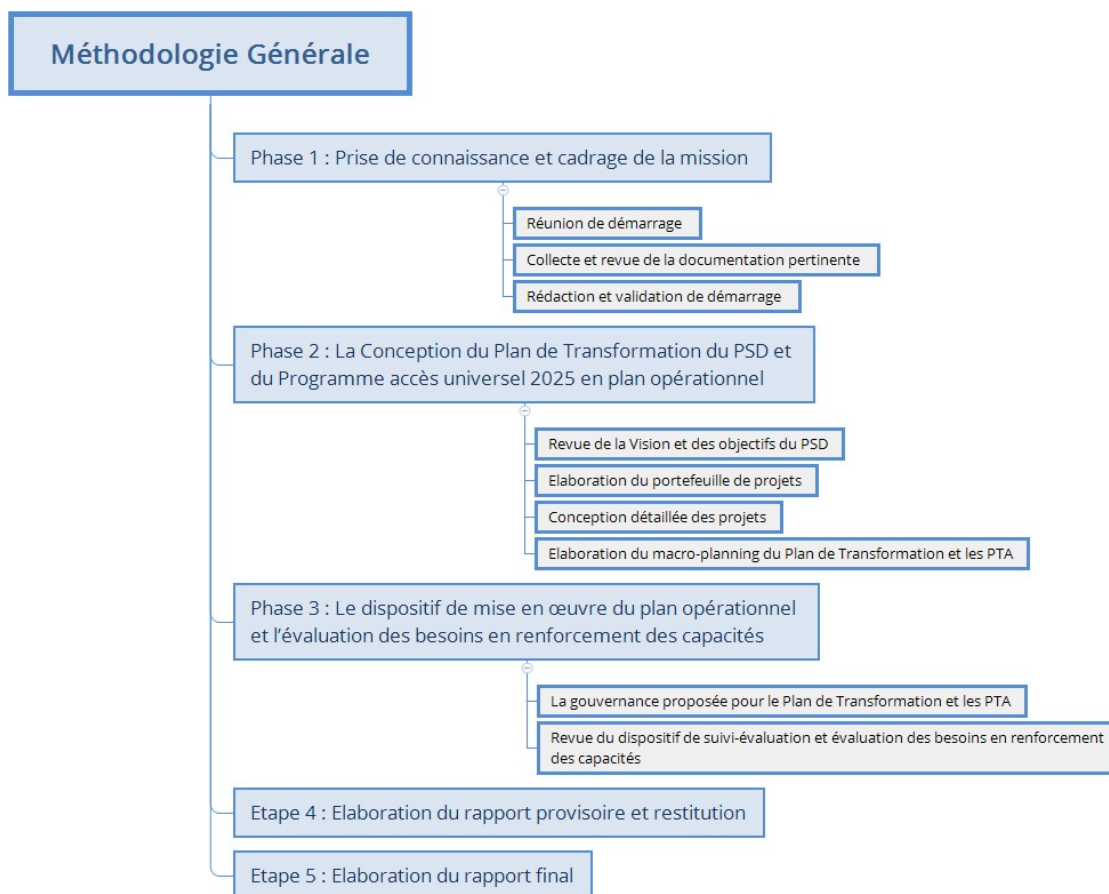


Figure 1: Méthodologie générale de la mission

La première phase a fait l'objet d'un rapport spécifique dans lequel le cadrage de la mission a été reprécisée. La Phase 4 a également permis d'élaborer un rapport provisoire contenant les éléments attendus à la Phase 3, à savoir une proposition de dispositif de mise en œuvre. Ce dernier a fait l'objet d'échanges et des orientations ont été formulées par l'ASER en vue d'être intégrées au présent rapport final.

Le présent rapport final fait un rappel sur le contenu des livrables précédents et se focalise directement sur la Phase 2, relative à la conception du PT-PSD.

## 2 CONCEPTION DU PLAN OPERATIONNEL DU PROGRAMME ACCES UNIVERSEL 2025

Créée en 1999 suite à la réforme du secteur de l'électricité, l'Agence Sénégalaise de l'électrification rurale (ASER) est une agence dédiée à l'électrification rurale. Par cette création, l'Etat du Sénégal a pour objectif d'apporter une réponse durable à la problématique du déséquilibre entre le taux d'électrification des zones urbaines et celui des zones rurales qui était de 6% au début des années 2000, comparé à 60% en zones urbaines.

La stratégie d'intervention de l'ASER est basée sur la mise en œuvre de programmes d'investissements pour l'électrification rurale à travers le partenariat public-privé. Cette approche consiste à concéder des zones à électrifier à des entreprises privées qui sont sélectionnées à la suite d'appels d'offres. C'est ainsi que le territoire national a été divisé en 10 concessions d'électrification dans le cadre du Plan d'Action Sénégalais d'Electrification Rurale (PASER).

Ce modèle – marqué par son caractère innovant et les perspectives qui ont suivi l'attribution de 6 des 10 concessions – s'est vu confronté à un certain nombre de difficultés qui se sont traduites par des retards importants pour la réalisation du PASER.

La *Lettre de Politique de Développement de l'Electrification Rurale (LPDER)* adoptée en 2004 par les autorités politiques avait défini les orientations en vue d'atteindre les objectifs du PASER.

En novembre 2012, le Gouvernement a décidé d'adopter un nouveau modèle de développement pour accélérer sa marche vers l'émergence. Celui-ci s'inscrit dans une stratégie dénommée Plan Sénégal émergent (PSE). Le PSE constitue depuis cette date, le document de référence en matière de politique économique et sociale, sur le moyen et le long terme. Le PSE vise à la satisfaction de l'aspiration à un mieux-être des populations et se décline en une vision qui est celle « d'un Sénégal émergent en 2035, avec une société solidaire dans un état de droit ».

Quelques années avant le lancement du PSE, la communauté internationale sous l'égide de l'Organisation des Nations Unies (ONU) avait lancé, en **septembre 2011**, l'initiative mondiale « Energie durable pour tous – en anglais «*Sustainable Energy for all – SE4LL*» avec trois objectifs majeurs à atteindre à l'horizon 2030 : (i) assurer un accès universel à l'énergie, en particulier aux services électriques, (ii) doubler l'efficacité énergétiques afin de limiter la consommation totale d'énergie, (iii) doubler la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique mondial en le faisant passer à 30%.

Pour traduire en actes concrets cette nouvelle vision, le Gouvernement du Sénégal (GdS) a approuvé en 2015 le **Plan National d'Electrification Rurale (PNER)** pour accélérer l'électrification rurale à travers le lancement d'un **Programme d'urgence pour la période 2015-2017, avec comme objectif l'atteinte de 60% de taux d'accès avec l'électrification de 3196 localités.**

En 2016, il est apparu nécessaire à l'ASER de procéder à un ajustement de sa stratégie aux nouveaux défis qui ressortent des objectifs visés par le PSE et ceux du SE4ALL en vue d'atteindre l'accès universel aux services électriques en 2025, soit cinq (05) avant la date fixée par la communauté internationale.

Dans cette perspective, l'ASER a entrepris un processus de réflexion afin d'inscrire ses missions sur une nouvelle perspective de long terme. Cette orientation a amené à la définition d'une nouvelle vision appelée à constituer la base de l'élaboration de sa stratégie d'intervention et qui se décline comme suit : « **Une agence moderne et performante, moteur de l'accès universel à l'électricité pour l'amélioration durable des conditions de vie des populations rurales** ».

Cette vision a été définie dans le cadre du Plan Stratégique de Développement (PSD) 2017-2021 de l'ASER et a été traduite en orientations stratégiques rappelées dans le cadre logique ci-dessous :

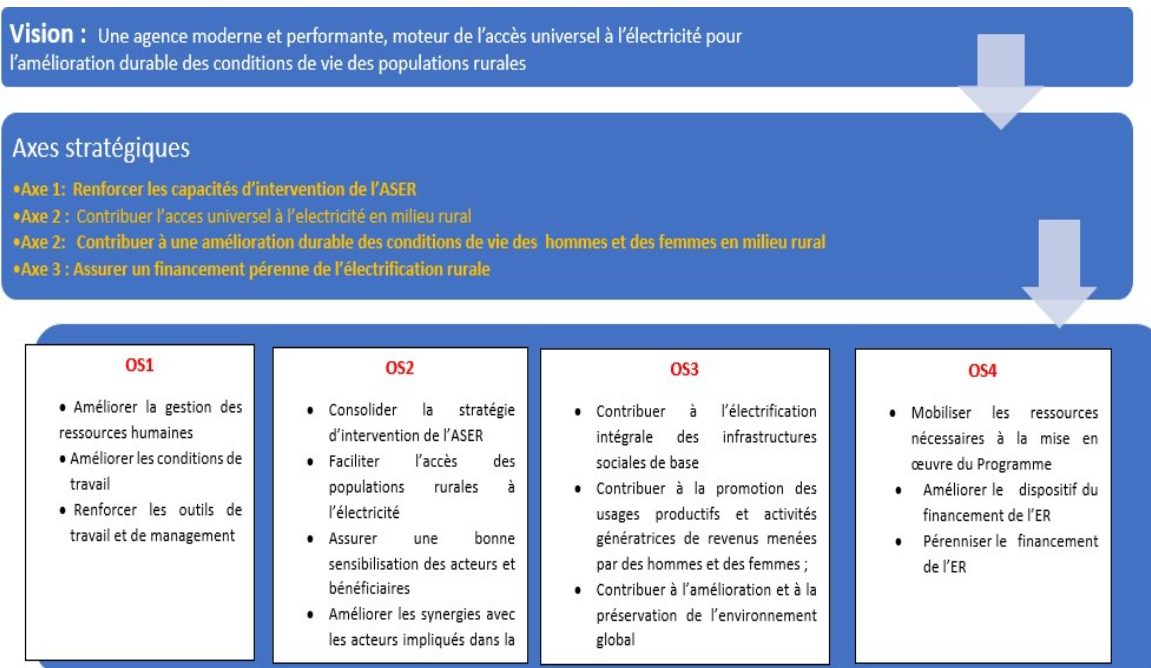


Figure 2: Cadre logique

## 2.1 Vision

Les termes de référence commandaient aussi au Consultant d'analyser et de commenter la vision et la stratégie de l'ASER déclinées dans le PSD avant d'entamer l'élaboration du portefeuille de projets. Au terme de cette revue dont la pertinence est confirmée, le présent programme est sous-tendu par la vision transcrite dans le PSD et déclinée sur la figure 2 ci-dessus.

Cette vision stimulante traduit l'ambition du Gouvernement du Sénégal (GdS) d'atteindre les objectifs définis dans le PSE. A ce titre, le GdS s'inscrit ainsi en droite ligne dans l'engagement pris par la communauté internationale pour l'atteinte des Objectifs de Développement Durable et l'accès universel aux services énergétiques (SE4ALL). Dans cette perspective, le GdS compte capitaliser toute l'expérience acquise par les acteurs clés œuvrant dans le sous-secteur de l'électrification rurale afin d'assurer l'accès universel à l'électricité des populations rurales au Sénégal.

Cette option, dont la finalité est l'amélioration durable des conditions de vie des populations rurales, contribue à mettre en place les bases d'une émergence, en cohérence avec les objectifs stratégiques du PSE. Partant de la situation de référence de 2018, et prenant en compte les objectifs du PSE et de SE4ALL, l'atteinte de l'accès universel en 2025 a été retenue comme objectif ultime de la vision.

## 2.2 Orientations stratégiques

Le présent programme est adossé aux orientations du PSD définies comme suit : (i) Renforcer les capacités d'intervention de l'ASER, (ii) améliorer significativement l'accès en milieu rural, (iii) contribuer à une amélioration durable des conditions de vie des hommes et des femmes en milieu rural, (iv) assurer un financement pérenne de l'électrification rurale.

**La planification du programme qui en résulte vise à opérationnaliser l'Orientations stratégique 2 - « Améliorer significativement l'accès à l'électricité en milieu rural ».** En effet, fort des acquis du sous-secteur, qui ont permis de faire passer le taux d'électrification rurale de 8% à 42% entre 2002 et 2018, le GdS ambitionne d'atteindre l'accès universel en 2025.

Cet objectif devrait se matérialiser par la couverture électrique de **100% des villages** du Sénégal en 2023 et l'accès universel en 2025. En vue d'atteindre cet objectif, quatre phases, correspondant chacune à un Programme spécifique à sont proposées :

### 2.2.1 Phase I : Préparation du cadre de mise en œuvre (2019-2020)

Il s'agit de consolider le cadre de coordination et de mettre en place les outils nécessaires pour une montée en puissance rapide : études d'exécution, définition des options de solution technique par département, définition du processus de passation des marchés (allotissement, modèle de DAO, etc.):

- Mise en place d'un cadre opérationnel de coordination des intervenants du sous-secteur de l'électrification rurale,

- Développement et validation des outils de planification et de mise en œuvre :
  - ⊖ Base de données unifiée
  - ⊖ Plan opérationnel partagé
  - ⊖ Objectifs et cibles définis
  - ⊖ Processus passation marchés simplifiés et conforme aux codes des marchés publics
  - ⊖ Cadre de concertation souple permettant de mettre en synergie tous les acteurs sous la coordination de l'ASER et la supervision du Ministère de l'énergie.

### **2.2.2 Phase 2 : Finalisation PNUER (2020-2021)**

Il s'agit d'une étape intermédiaire au cours de laquelle il est prévu la finalisation de l'ensemble des projets en cours d'électrification depuis 2018 et la construction des dorsales identifiées. Cette phase comprend deux étapes imbriquées :

- Réalisation des dorsales complémentaires : 2020 : réalisation de 1078 km de ligne MT
- Finalisation des projets en cours : 2020-2021, soit 3214 localités à électrifier

### **2.2.3 Phase 3 : Programme de couverture universelle à l'horizon 2023**

L'objectif visé sur cette période est d'assurer une montée en puissance de l'exécution du programme afin d'atteindre la couverture de 100% des villages du Sénégal en 2023, soit 13819 localités supplémentaires, correspondant à un taux d'accès de 85%. L'expérience acquise depuis plus de deux décennies de mise en œuvre de la stratégie d'électrification rurale combinée avec une mise en synergie et une mobilisation de tous les acteurs dédiés à l'électrification rurale (ASER, SENELEC, PUDC, ANER, etc.), devrait permettre d'atteindre cet objectif.

L'atteinte de ce taux de couverture va nécessiter la contribution des différentes technologies d'électrification :

- Le raccordement au réseau MT existant ou prévu
- L'électrification par mini-réseaux hybrides (Diésel -Solaire) ou mini-réseaux tout solaire
- L'électrification par systèmes solaires individuels décentralisés

### **2.2.4 Phase 4 : Programme d'achèvement de l'accès universel SE4ALL 2023-2025**

Le programme de la phase précédente devrait permettre d'atteindre 85% des ménages vivant dans des localités qui seront raccordées soit sur le réseau MT, soit alimentées par des mini-réseaux et 100% des ménages vivant dans les localités de très faible population et situées loin du réseau électrique.

Ainsi la présente phase d'achèvement visera l'électrification des ménages restant dans les localités alimentées par réseau ou mini-réseau et qui représentent environ 15% de la population. Ce programme consistera pour l'essentiel à accroître le taux de pénétration dans ces localités déjà raccordées ou alimentées par mini-réseaux en vue d'atteindre l'accès universel.

## **3 SITUATION DE REFERENCE DECEMBRE 2018**

### **3.1 Contraintes identifiées et incidences**

La phase initiale de la mission consistant à l'analyse de la documentation mise à disposition par l'ASER, dans la foulée de la phase de démarrage, s'est vue perturbée par l'absence des données-clés nécessaires au calage de la situation de référence et à l'élaboration du portefeuille de projets. Notamment, les hypothèses et données utilisées dans le rapport Gesto qui a fondé la formulation du programme d'investissement « SE4All » et le prospectus d'investissement de l'électrification rurale – et sur la base desquels le Consultant devait développer le portefeuille de projets – se sont avérées indisponibles. Tout cela a eu pour conséquence l'étirement sur plusieurs mois de cette phase de collecte et d'analyse des données, entraînant de fait le décalage des phases subséquentes de la mission.

Suite à cette rencontre, l'ASER a fourni (i) la base de données ANSD des localités rurales avec géolocalisation et population, ainsi que (ii) la base de données ASER des localités rurales électrifiées. Le consultant a également rencontré le SIE pour avoir des données sur le taux d'accès étant entendu qu'au niveau de l'ASER cette donnée n'est pas disponible. Il s'est avéré que le SIE dispose d'un taux d'accès national estimé à 42% mais la désagrégation de ce taux par localité électrifiée n'est pas disponible.

Au terme de cette revue documentaire, en dépit des données fournies, un effort considérable de reconstitution a été déployé en vue de réconcilier les données de l'ANSD et de l'ASER et obtenir une base de données de travail fiable.

La base donnée de l'ANSD est constituée de 23 875 localités dont 21 439 localités rurales. A la revue de cette Base de données, le Consultant a identifié 40 localités sans coordonnées géographiques et 269 sans données de population.

Il faut rappeler que la base de données des villages électrifiés du Sénégal fournies par l'ASER compte 4280 localités électrifiées. Un lot de 142 n'a pas été pris en considération parce que toutes repérées comme des localités urbaines, ramenant à 4138 le nombre de localités rurales électrifiées.

Ensuite, une base de données a été créée en identifiant dans la base de localités rurales de l'ANSD toutes les localités rurales électrifiées issues de la base de l'ASER.

Au terme de cet exercice, une base de données finale de travail comprenant 21 170 localités rurales dont 17032 localités non électrifiées et 4138 localités électrifiées.

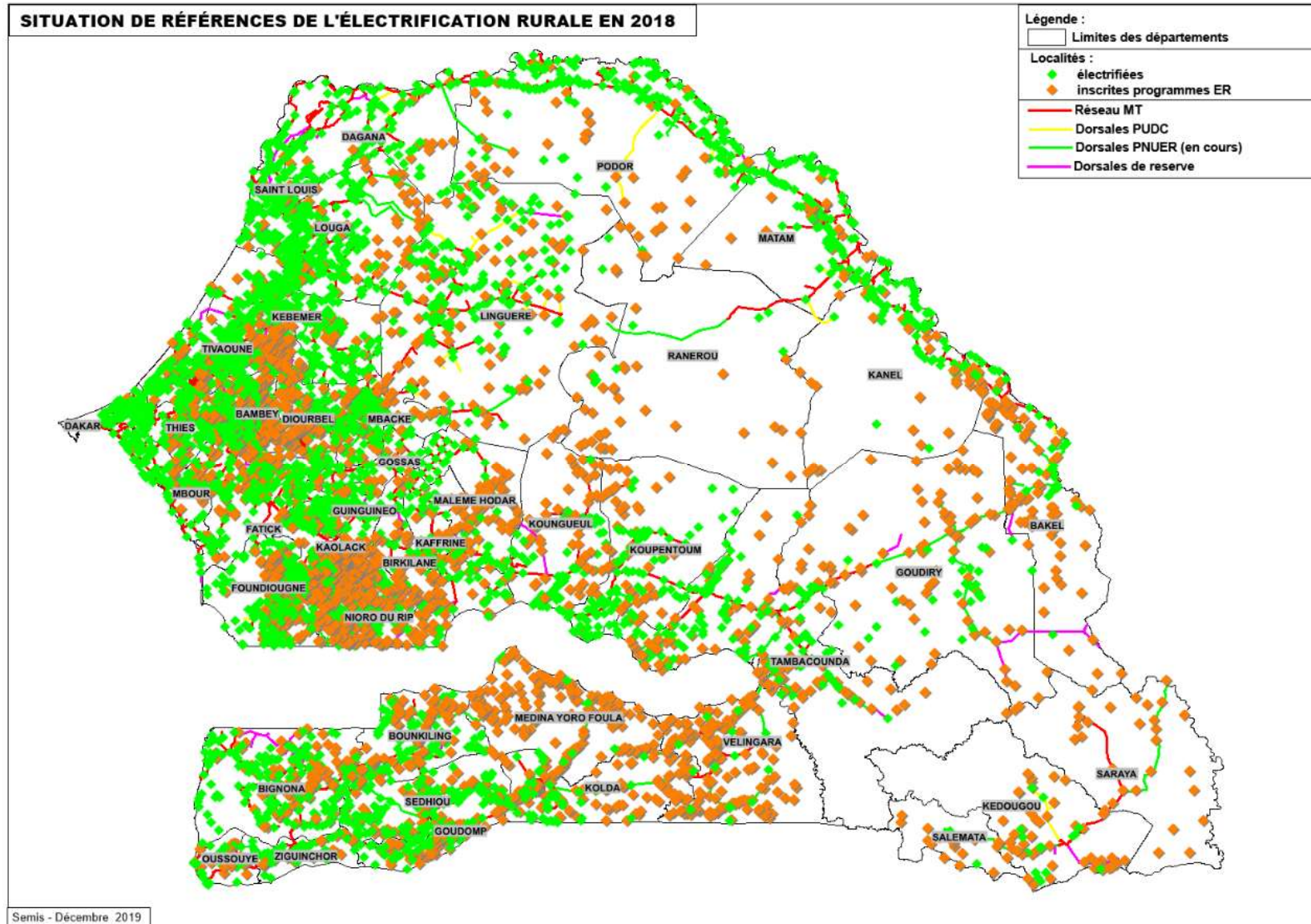
### **3.2 Situation de référence de l'électrification rurale à fin 2018**

La Figure 3 ci-dessous illustre les localités électrifiées à fin 2018, en Annexe se trouvent quelques cartes illustrant cette situation par département.

#### **3.2.1 Situation à fin 2018 des réalisations**

Au total on dénombre 4 138 localités rurales qui sont électrifiées sur un total de 21 170 localités. Ce qui a permis de rendre l'électricité disponible à 4 460 052 personnes vivant dans les localités électrifiées sur une population rurale totale 8 644 376, soit un taux de couverture de 52%. Le taux d'accès est estimé à 42%.

Figure 3: Carte localités électrifiées 2018



Le **Tableau 1** ci-après résume la situation de référence comme suit :

Tableau 1 : Situation de référence de l'électrification rurale

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier 2018 sans tenir compte projets en cours en 2018	
	Nb localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nb Localités	Population Correspondante
DAKAR	67	128 308	63	125 474	98%	4	2 409
DIOURBEL	2 105	1 467 345	442	1 112 438	76%	1 663	301 671
FATICK	1 672	705 069	278	292 077	41%	1 394	351 043
KAFFRINE	1 390	576 120	197	179 893	31%	1 193	336 793
KAOLACK	1 638	725 400	330	283 700	39%	1 308	375 445
KEDOUGOU	439	134 068	16	16 034	12%	423	100 329
KOLDA	1 922	573 447	76	95 338	17%	1 846	406 393
LOUGA	3 218	785 666	712	368 266	47%	2 506	354 791
MATAM	940	534 729	178	372 462	70%	762	137 927
SAINT LOUIS	1 655	566 371	420	346 687	61%	1 235	186 732
SEDHIOU	1 033	431 956	285	209 770	49%	748	188 857
TAMBACOUNDA	1 904	619 171	281	231 501	37%	1 623	329 520
THIES	2 497	1 050 431	643	589 713	56%	1 854	391 610
ZIGUINCHOR	690	346 296	217	236 700	68%	473	93 156
Total général	21 170	8 644 376	4 138	4 460 052	52%	17 032	3 556 676

Le graphique de la **Figure 5** ci-dessous donne le taux de couverture par région en décembre 2018.

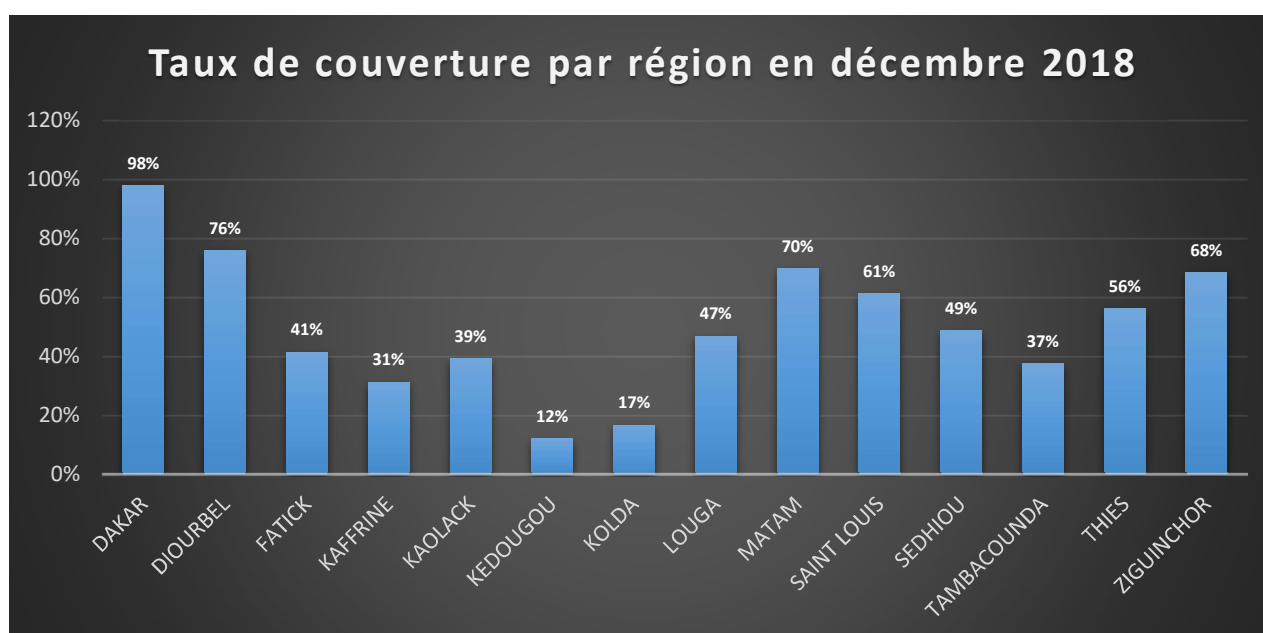


Figure 4: Taux de couverture par région en décembre 2018

Parmi les 14 régions du Sénégal, 9 présentent un taux de couverture électrique inférieure à 60%. Celles-ci affichent un taux compris entre 31% et 56%, à l'exception de Kédougou et Kolda qui sont les plus défavorisées avec 12% et 17% respectivement.

Ces chiffres indiquent évidemment un effort important attendu dans ces deux régions particulièrement mais masquent également l'équation du nombre absolu de localités qui restent à électrifier dans chaque région. En effet, à l'exception de Dakar (4), Kédougou (423), Matam (762), Sedhiou (748) et Ziguinchor (473), toutes les autres régions présentent chacune au moins 1000 localités à électrifier. D'autre part, la majorité des régions ont au moins 100 000 habitants à électrifier, avec un maximum de 406 393 pour Kolda. Les exceptions sont Dakar (2 409), et Ziguinchor (93 156).

Tout ceci révèle qu'un effort important est nécessaire dans toutes les régions – hors Dakar – pour atteindre l'objectif d'accès universel à l'électricité, soit pour mettre à niveau le taux de couverture, résorber le nombre important de localités non électrifiées ou offrir l'accès au service électrique au grand nombre qui attend encore d'être desservi. Une grande disparité caractérise la situation d'un département à un autre, y compris dans une même région.

## Région de Dakar

Dans cette région, seul le département de Rufisque est concerné et le taux d'accès de 85% est déjà dépassé. Cependant, 4 localités restent à être couvertes, ce qui représente un effort minime.

Tableau 2: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Dakar

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
DAKAR	63	128 308	67	125 474	98%	4	2 409
RUFISQUE	63	128 308	67	125 474	98%	4	2 409

## Région de Diourbel

Le taux de couverture est très disparate d'un département à l'autre ; il varie entre 34% à Diourbel et 91% à Mbacké. Mais, compte tenu du nombre de localités à électrifier et des populations à desservir, l'effort d'électrification et de desserte est comparable d'un département à l'autre.

Tableau 3: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Diourbel

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
DIOURBEL	2 105	1 467 345	442	1 112 438	76%	1 663	301 671
BAMBEY	768	315 566	183	153 607	49%	585	137 665
DIOURBEL	692	157 495	114	53 595	34%	578	88 315
MBACKE	645	994 284	145	905 236	91%	500	75 691

Les 1362 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population :

	Pop <50	50<Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300<Pop<500	500<Pop<1000	Pop>1000	Total
Diourbel	22%	4%	27%	13%	10%	23%	1%	100%
BAMBEY	13%	5%	30%	18%	16%	17%	1%	100%
DIOURBEL	23%	4%	28%	11%	9%	25%	1%	100%
M'BACKE	30%	2%	24%	11%	6%	26%	1%	100%

## Région de Fatick

C'est une région dans laquelle l'écart est plus faible entre les départements pour ce qui concerne le taux de couverture. Par-contre il y a deux fois plus de localités à électrifier et deux fois plus de population à desservir à Fatick qu'à Foundiougne et Gossas.

Tableau 4: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Fatick

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
FATICK	1 672	705 069	278	292 077	41%	1 394	351 043
FATICK	837	344 126	95	127 517	37%	742	184 118
FOUNDIOUGNE	460	263 385	132	132 350	50%	328	271 711
GOSSAS	375	97 557	51	32 210	33%	324	55 546

Les 1123 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

	Pop <50	50<Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300<Pop<500	500<Pop<1000	Pop>1000	Total
FATICK	13%	7%	28%	17%	17%	18%	1%	100%
FATICK	10%	8%	28%	20%	18%	16%	1%	100%
FOUNDIOUGNE	16%	6%	26%	18%	19%	14%	1%	100%
GOSSAS	17%	5%	28%	12%	13%	24%	0%	100%

## Région de Kaffrine

Même si le département de Birkelane affiche un taux de couverture deux fois plus faible que ses autres voisins, la situation de l'électrification est relativement comparable dans les quatre départements de la région, avec en moyenne 298 localités à électrifier et 84 198 habitants à desservir dans chaque département.

Tableau 5: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kaffrine

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
KAFFRINE	1 390	576 120	197	179 893	31%	1 193	336 793
BIRKELANE	315	112 807	21	20 501	18%	294	78 460
KAFFRINE	321	188 759	56	72 437	38%	265	98 873
KOUNGHEUL	512	170 634	79	49 598	29%	433	102 880
MALEM HODAR	242	103 921	41	37 357	36%	201	56 579

Les 996 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300<Pop<500	500<Pop<1000	Pop>1000	Total
KAFFRINE	15%	10%	24%	14%	14%	19%	4%	100%
BIRKELANE	19%	10%	22%	11%	13%	21%	4%	100%
KAFFRINE	8%	19%	26%	11%	20%	10%	6%	100%
KOUNGHEUL	16%	5%	26%	18%	13%	20%	2%	100%
MALEM HODDAR	18%	8%	21%	14%	11%	23%	4%	100%

### Région de Kaolack

Le taux de couverture est presque équivalent dans les trois départements de la région. Par contre, Nioro et Kaolack ont chacune deux fois plus de localités à électrifier que Guinguineo ; tandis que Nioro affiche une population à desservir une fois et demie plus importante que Kaolack qui est le double de Guinguineo.

Tableau 6: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kaolack

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
KAOLACK	1 638	725 400	330	283 700	39%	1 308	375 445
GUINGUINEO	383	105 579	92	40 250	38%	291	55 529
KAOLACK	667	240 164	119	94 666	39%	548	123 673
NIORO	588	379 657	119	148 783	39%	469	196 243

Les 887 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
KAOLACK	12%	9%	24%	19%	18%	15%	2%	100%
GUINGUINEO	19%	4%	26%	20%	15%	15%	0%	100%
KAOLACK	16%	6%	27%	15%	16%	20%	0%	100%
NIORO	2%	18%	20%	22%	22%	10%	6%	100%

### Région de Kédougou

Les localités et la population électrifiées de Saraya ne sont pas disponibles. Par contre, nous remarquons que Salemata affiche l'un des plus faibles taux de couverture départemental (6%) du Sénégal.

Tableau 7: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kédougou

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités restant à électrifier en 2018 sans projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
KEDOUGOU	439	134 068	16	16 034	12%	423	100 329
KEDOUGOU	192	57 090	14	14 772	26%	178	35 970
SALEMATA	117	20 446	2	1 262	6%	115	16 307
SARAYA	130	56 532	0			130	56 532

Les 321 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
KEDOUGOU	22%	2%	26%	16%	12%	19%	2%	100%
KEDOUGOU	16%	2%	27%	21%	14%	19%	1%	100%

SALEMATA	22%	2%	30%	10%	9%	27%	0%	100%
SARAYA	31%	3%	22%	14%	13%	10%	6%	100%

### Région de Kolda

Malgré un taux de couverture particulièrement bas pour le département de Médina Yoro Foula (2%, le plus faible du Sénégal), l'effort d'accès universel au service électrique est équitablement réparti entre les départements de la région q l'on se réfère au nombre de localités à électrifier (environ 600 pour chaque département) et aux populations à desservir (environ 100 000 pour chaque département).

Tableau 8: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Kolda

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
KOLDA	1 922	573 447	76	95 338	17%	1 846	406 393
KOLDA	736	175 760	56	33 071	19%	680	121 285
MEDINA Y. FOULA	568	153 804	8	3 817	2%	560	127 489
VELINGARA	618	243 883	12	58 449	24%	606	157 618

Les 1360 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop<50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500<P op<1000	Pop>1000	Total
KOLDA	18%	3%	30%	14%	11%	23%	1%	100%
KOLDA	19%	2%	32%	15%	9%	23%	0%	100%
MEDINA YORO FOULAH	20%	3%	29%	13%	10%	24%	1%	100%
VELINGARA	16%	4%	27%	14%	15%	22%	1%	100%

### Région de Louga

Malgré un taux de couverture affiché plus bas pour le département de Linguère, comparé à celui des départements de Louga et Kébémér, l'effort à consentir pour l'accès universel au service électrique est relativement homogène pour les trois départements de la région, avec en moyenne 850 localités à électrifier et 90 000 habitants à desservir dans chacun des départements.

Tableau 9: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Louga

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
LOUGA	3 218	785 666	712	368 266	47%	2 506	354 791
KEBEMER	1 049	265 505	244	151 799	57%	805	96 650
LINGUERERE	1 071	220 091	190	69 176	31%	881	128 278
LOUGA	1 098	300 070	278	147 290	49%	820	129 863

Les 2278 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
LOUGA	21%	4%	30%	14%	9%	23%	0%	100%
KEBEMER	24%	2%	31%	12%	6%	24%	0%	100%
LINGUERERE	20%	4%	32%	13%	8%	22%	0%	100%
LOUGA	19%	5%	26%	16%	11%	23%	1%	100%

### Région de Matam

C'est probablement la région qui affiche la plus grande disparité entre départements avec un taux de couverture de 8% pour le département de Ranérou contre 73% et 81% respectivement pour les départements de Kanel et Matam. L'effort d'électrification requis à Ranérou pour l'accès universel au service électrique est presque dix fois plus important que pour le département de Matam.

Tableau 10: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Matam

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
MATAM	940	534 729	178	372 462	70%	762	137 927
KANEL	294	212 301	65	154 175	73%	229	128 819
MATAM	302	264 596	105	213 588	81%	197	79 903

RANEROU	344	57 832	8	4 699	8%	336	45 163
---------	-----	--------	---	-------	----	-----	--------

Les 660 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
MATAM	25%	4%	29%	12%	9%	22%	0%	100%
KANEL	26%	6%	30%	11%	7%	19%	1%	100%
MATAM	20%	4%	29%	10%	12%	24%	0%	100%
RANEROU	26%	2%	28%	13%	8%	23%	0%	100%

### Région de Saint-Louis

L'homogénéité du taux de couverture entre les trois départements de la région cache mal les écarts sur les localités à électrifier (146 pour le département de Saint-Louis contre 801 pour Podor) et les populations à desservir (10 904 pour le département de Saint-Louis contre 87 912 pour Podor).

Tableau 11: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Saint-Louis

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
SAINT LOUIS	1 655	566 371	420	346 687	61%	1 235	186 732
DAGANA	411	140 084	123	88 938	63%	288	43 474
PODOR	996	336 685	195	191 965	57%	801	123 012
SAINT LOUIS	248	89 602	102	65 783	73%	146	20 246

Les 1158 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
SAINT-LOUIS	21%	4%	29%	14%	10%	21%	0%	100%
DAGANA	25%	6%	23%	11%	11%	23%	0%	100%
PODOR	18%	4%	33%	16%	9%	20%	0%	100%
SAINT LOUIS	29%	4%	24%	7%	10%	24%	1%	100%

### Région de Sédhiou

Dans cette région, le taux de couverture est relativement homogène entre département et les écarts ne sont pas criards pour ce qui concerne les localités à électrifier (environ 260 pour chaque département) et les populations à desservir (environ 45 000 pour chaque département).

Tableau 12: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Sédhiou

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
SEDHIOU	1 033	431 956	285	209 770	49%	748	188 857
BOUNKILING	413	141 360	103	57 060	40%	310	71 655
GOUDOMP	287	152 483	69	72 994	48%	218	67 566
SEDHIOU	333	138 113	113	79 716	58%	220	202 641

Les 535 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
SEDHIOU	21%	7%	26%	12%	10%	23%	1%	100%
BOUNKILING	22%	9%	24%	11%	9%	22%	1%	100%
GOUDOMP	5%	8%	32%	18%	16%	21%	0%	100%
SEDHIOU	33%	3%	22%	8%	5%	26%	2%	100%

### Région de Tambacounda

Le département de Goudiry affiche le taux de couverture le plus faible (17%) de la région mais c'est dans le département de Tambacounda que le plus gros effort est requis pour atteindre l'objectif de l'accès universel au service électrique. En effet, dans ce département, 612 localités sont encore à électrifier et 80 460 habitants à desservir contre 186 et 45 036 respectivement pour le département de Bakel par exemple.

Tableau 13: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Tambacounda

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
TAMBACOUNDA	1 904	619 171	281	231 501	37%	1 623	329 520
BAKEL	214	128 648	29	59 548	46%	185	58 736
GOUDIRY	551	123 645	33	21 473	17%	518	86 846
KOUMPENTOUM	399	138 315	91	53 269	39%	308	72 289
TAMBACOUNDA	740	228 562	128	97 211	43%	612	111 649

Les 1263 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
TAMBACOUNDA	25%	3%	26%	13%	12%	21%	0%	100%
BAKEL	19%	6%	23%	19%	14%	18%	1%	100%
GOUDIRY	31%	3%	21%	10%	11%	24%	0%	100%
KOUMPENTOUM	25%	5%	21%	17%	14%	17%	0%	100%
TAMBACOUNDA	21%	2%	33%	13%	11%	20%	0%	100%

### Région de Thiès

La situation est relativement équilibrée dans les trois régions sauf pour la population à desservir qui enregistre un gros écart entre le département de Mbour (134 376) et celui de Thiès (61 696).

Tableau 14: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Thiès

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
THIES	2 497	1 050 431	643	589 713	56%	1 854	391 610
MBOUR	627	341 029	86	154 518	45%	541	158 534
THIES	720	329 030	215	214 567	65%	505	97 293
TIVAOUANE	1 150	380 372	342	220 627	58%	808	135 783

Les 1535 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
THIES	19%	9%	23%	14%	15%	18%	2%	100%
M'BOUR	10%	17%	20%	18%	20%	12%	4%	100%
THIES	22%	7%	24%	9%	15%	22%	0%	100%
TIVAOUANE	25%	4%	24%	14%	11%	21%	1%	100%

### Région de Ziguinchor

Le taux de couverture est homogène dans les trois départements. Par contre, les écarts sont notables sur les localités à électrifier (57 pour le département d'Oussouye contre 68 pour celui de Ziguinchor) et sur les populations à desservir (7 647 pour le département d'Oussouye contre 9 699 pour celui de Ziguinchor).

Tableau 15: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Ziguinchor

Communes	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités Restant à électrifier en 2018 sans tenir compte des projets en cours	
	Nbre localités (ASER)	Population (ANSD)	Localités électrifiées	Population électrifiée	TC	Nbre Localités	Population Correspondante
ZIGUINCHOR	690	346 296	217	236 700	68%	473	93 156
BIGNONA	496	245 712	148	170 633	69%	348	161 153
OUSSOUYE	86	50 596	29	34 507	68%	57	13 675
ZIGUINCHOR	108	49 987	40	31 559	63%	68	15 664

Les 338 localités à électrifier pour cette région dans le cadre du programme se répartissent comme suit selon leur taille de population en pourcentage :

Département	Pop <50	50 <Pop<100	100<Pop<200	200<Pop<300	300 <Pop<500	500 <Pop<1000	Pop>1000	Total
ZIGUINCHOR	27%	4%	22%	14%	10%	22%	1%	100%
BIGNONA	28%	5%	21%	15%	9%	22%	0%	100%
OUSSOUYE	22%	3%	22%	14%	19%	17%	3%	100%
ZIGUINCHOR	21%	2%	29%	14%	10%	24%	0%	100%

### 3.2.2 Situation de référence des dorsales

#### Situation nationale

Tableau 16: Situation de référence des dorsales par région

dorsales par Département

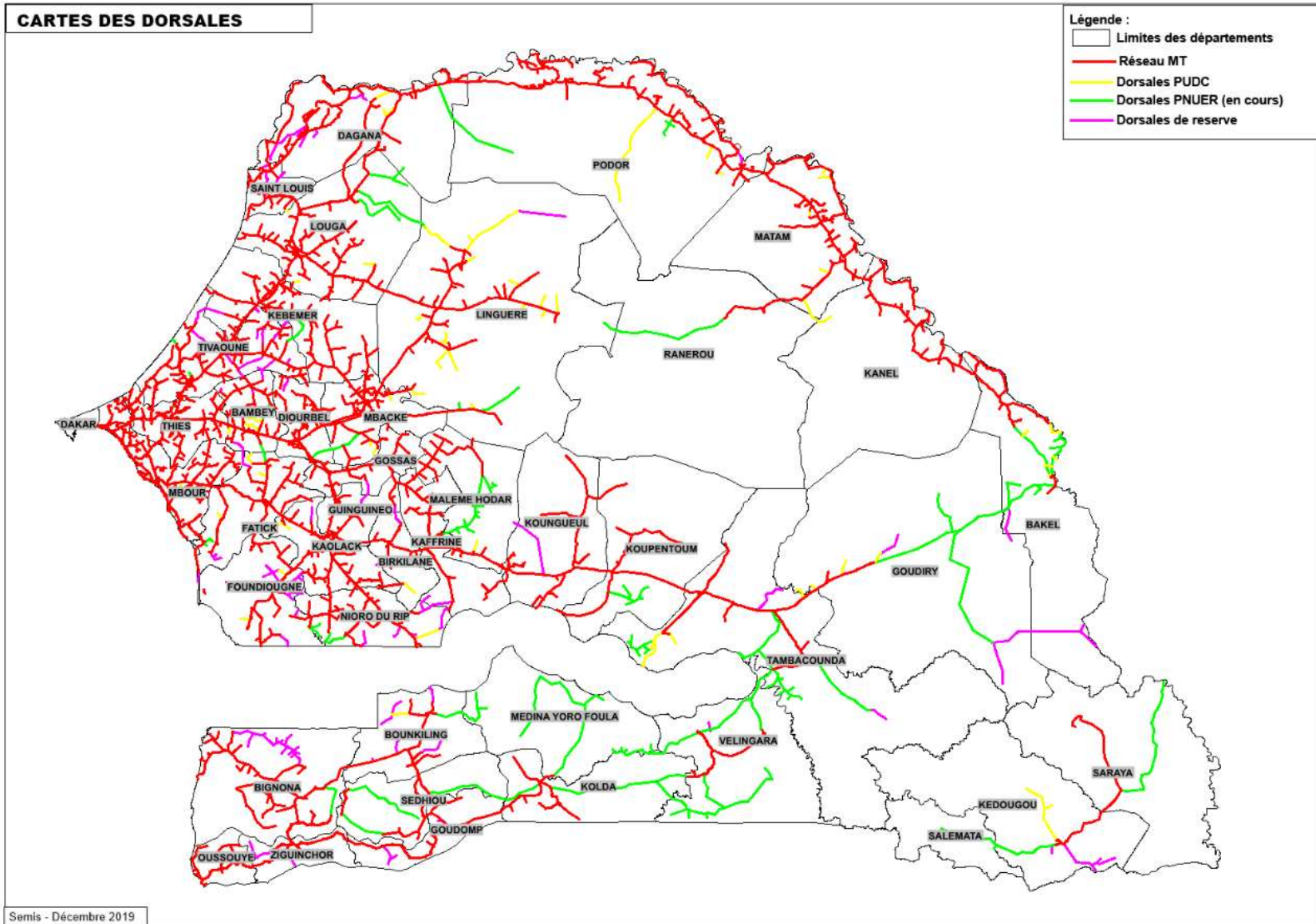
REGIONS	LONGUEUR DORSALES (Km)
DIOURBEL	35
FATICK	109
KAFFRINE	86
KAOLACK	63
KEDOUGOU	50
KOLDA	5
LOUGA	44
SAINT LOUIS	125
SEDHIOU	89
TAMBACOUNDA	183
THIES	139
ZIGUINCHOR	152
<b>Total général</b>	<b>1 078</b>

#### Situation par département

Tableau 17: Situation de référence des

Départements	Longueur dorsales à réaliser Kms
BAKEL	39
BAMBÉY	26
BANDAFASSI	50
BIGNONA	98
BOUNKILING	58
DAGANA	79
DIOURBEL	9
FATICK	19
FOUNDIOUGNE	71
GOSSAS	20
GOUDIRY	107
GOUDOMP	31
KAFFRINE	45
KAOLACK	10
KEBEMER	13
KOUNGUEUL	42
LINGUERE	30
MBOUR	23
NIORO DU RIP	53
PODOR	10
SAINT LOUIS	35
TAMBACOUNDA	36
TIVAOUNE	115
VELINGARA	5
ZIGUINCHOR	54
<b>Total général</b>	<b>1 078</b>

Figure 5: Carte des dorsales par département



### 3.2.3 Situation des projets en cours de réalisation à fin 2018

#### Situation nationale

La finalisation des 3214 projets en cours permettra d'électrifier 19% de localités qui restent à électrifier à travers le pays avec une couverture additionnelle de 42% de la population sans accès. C'est une contribution importante pour l'atteinte de l'accès universel, justifiant ainsi toute l'attention qu'il convient d'accorder à la réalisation et à la bonne finalisation de ces projets. Les analyses spécifiques ci-après permettent d'identifier les régions/départements pour lesquels la priorité devrait être focalisée sur la finalisation des projets en cours, ou la préparation de nouveaux projets ou les deux simultanément.

Tableau 18: Situation des projets en cours par région

Région	Nb Projet en Cours	Population 2018
DAKAR	1	957
DIORBEL	301	119 639
FATICK	270	159 107
KAFFRINE	199	133 817
KAOLACK	420	196 354
KEDOUGOU	102	51 096
KOLDA	485	241 707
LOUGA	228	56 916
MATAM	102	61 040
SAINT-LOUIS	78	24 985
SEDHIOU	213	118 921
TAMBACOUNDA	360	179 961
THIES	319	105 744
ZIGUINCHOR	135	53 539
<b>Total général</b>	<b>3214</b>	<b>1 503 782</b>

#### Région de Dakar

Les projets en cours concernent une localité sur quatre et leur finalisation permettra de couvrir 40% de la population restante à électrifier pour cette région. Cela représente une contribution non négligeable même si le nombre de localités à électrifier était déjà faible en valeur absolue.

Tableau 19: Situation des projets en cours pour région de Dakar

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
DAKAR	1	957
RUFISQUE	1	957

#### Région de Diourbel

Les projets en cours contribuent pour 18% des localités à électrifier et 40% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable mais des efforts substantiels restent à faire dans tous les départements de la région.

Tableau 20: Situation des projets en cours pour région de Diourbel

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
DIORBEL	301	119 639
BAMBEY	139	62 767
DIORBEL	85	25 838
M'BACKE	77	31 035

#### Région de Fatick

Les projets en cours contribuent pour 19% des localités à électrifier et 45% de la population à couvrir. C'est une contribution relativement modeste, surtout pour les départements de Fatick et de Gossas. Une attention particulière devra être portée aux nouveaux projets d'électrification dans la région.

Tableau 21: Situation des projets en cours pour région de Fatick

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
FATICK	270	159 107
FATICK	80	53 351
FOUNDIOUGNE	165	94 649

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
GOSSAS	25	11 107

### Région de Kaffrine

Les projets en cours contribuent pour 17% des localités à électrifier et 40% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable mais des efforts substantiels restent à faire dans la région, notamment dans les départements de Birkelane, Kaffrine, et Koungheul. Pour ce qui concerne le département de Malem Hoddar, à l'achèvement des projets en cours, 30% des localités à électrifier seront raccordées et 57% de la population sera couverte ; ce qui serait une avancée significative.

Tableau 22: Situation des projets en cours pour région de Kaffrine

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
KAFFRINE	199	133 817
BIRKELANE	38	26 220
KAFFRINE	44	36 733
KOUNGHEUL	56	38 749
MALEM HODDAR	61	32 115

### Région de Kaolack

Les projets en cours contribuent pour 32% des localités à électrifier et 52% de la population à couvrir. C'est une contribution relativement modeste, surtout pour le département de Kaolack qui s'avère le moins bien loti.

Tableau 23: Situation des projets en cours pour région de Kaolack

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
KAOLACK	420	196 354
GUINGUINEO	32	15 426
KAOLACK	226	67 639
NIORO	162	113 288

### Région de Kédougou

Les projets en cours contribuent pour 24% des localités à électrifier et 51% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable qui prend en compte les plus gros villages. Cependant, des efforts substantiels restent à faire dans tous les trois départements de la région.

Tableau 24: Situation des projets en cours pour région de Kédougou

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
KEDOUGOU	102	51 096
KEDOUGOU	55	18 820
SALEMATA	15	5 154
SARAYA	32	27 122

### Région de Kolda

Les projets en cours contribuent pour 26% des localités à électrifier et 59% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable qui prend en compte les plus gros villages.

Tableau 25: Situation des projets en cours pour région de Kolda

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
KOLDA	485	241 707
KOLDA	124	56 035
MEDINA YORO FOULAH	178	85 319
VELINGARA	183	100 353

### Région de Louga

Avec 9% des localités à électrifier et 16% de la population à couvrir respectivement, les projets en cours ont un impact modeste sur cette région, plus particulièrement pour les départements de Kébémér et Louga.

Tableau 26: Situation des projets en cours pour région de Louga

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
LOUGA	228	56 916
KEBEMER	45	10 443
LINGUERE	119	29 029
LOUGA	64	17 445

### Région de Matam

Les projets en cours contribuent pour 13% des localités à électrifier et 44% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable mais des efforts substantiels restent à faire dans tous les trois départements de la région.

Tableau 27: Situation des projets en cours pour région de Matam

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
MATAM	102	61 040
KANEL	39	26 210
MATAM	24	22 539
RANEROU	39	12 290

### Région de Saint-Louis

Les projets en cours – avec 6% des localités à électrifier et 13% de la population à couvrir respectivement – ont un impact très faible sur la situation de l'électrification de la région. Il faudra miser davantage sur les nouveaux projets à préparer.

Tableau 28: Situation des projets en cours pour région de Saint-Louis

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
SAINT-LOUIS	78	24 985
DAGANA	14	4 413
PODOR	53	16 966
SAINT LOUIS	11	3 606

### Région de Sédhiou

Les projets en cours contribuent pour 28% des localités à électrifier et 63% de la population à couvrir. C'est une contribution très intéressante, surtout pour le département de Goudomp avec des contributions respectives de 39% et 74%.

Tableau 29: Situation des projets en cours pour région de Sédhiou

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
SEDHIOU	360	179 961
BOUNKILING	106	49 524
GOUDOMP	84	39 858
SEDHIOU	50	37 387

### Région de Tambacounda

Les projets en cours contribuent pour 22% des localités à électrifier et 55% de la population à couvrir. C'est une contribution non négligeable qui permet de couvrir plus de la moitié de la population en électrifiant les plus gros villages. L'effort visant l'autre moitié pour atteindre l'accès universel consistera logiquement à se focaliser sur un plus grand nombre de localités de plus ou moins petite taille. Ceci est d'autant plus vrai pour le département de Bakel pour lequel, au terme des projets en cours, seul 15% de la population restera à être couverte pour 33% des localités à électrifier.

Tableau 30: Situation des projets en cours pour région de Tambacounda

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
TAMBACOUNDA	360	179 961
BAKEL	106	49 524
GOUDIRY	84	39 858
KOUPENTOUM	50	37 387
TAMBACOUNDA	120	53 191

### Région de Thiès

Les projets en cours contribuent pour 17% des localités à électrifier et 27% de la population à couvrir. C'est une contribution très modeste confirmant que des efforts substantiels restent à faire dans tous les trois départements de la région.

Tableau 31: Situation des projets en cours pour région de Thiès

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
THIES	319	105 744
M'BOUR	38	22 456

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
THIES	87	32 082
TIVAOUANE	194	51 206

### Région de Ziguinchor

Les projets en cours contribuent pour 29% des localités à électrifier et 57% de la population à couvrir. C'est une contribution importante permettant d'électrifier les gros villages couvrant plus de la moitié de la population. Cependant des efforts substantiels restent à faire, particulièrement dans le département de Bignona où moins de 16% de la population sera couverte après la finalisation des projets en cours.

Tableau 32: Situation des projets en cours pour région de Ziguinchor

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
ZIGUINCHOR	135	53 539
BIGNONA	88	33 278
OUSSOUYE	21	7 894
ZIGUINCHOR	26	12 366

### 3.2.4 Synthèse état des lieux

Le **Tableau 33** ci-dessous illustre une projection de l'écart séparant la situation de référence complétée par les projets en cours – en supposant que ces derniers atteignent leurs objectifs – de l'accès universel. Globalement, 13 819 localités restent virtuellement à électrifier et une population de 2 997 937 à couvrir à l'horizon 2025.

Tableau 33: Synthèse globale du gap pour atteindre l'accès universel

Régions	Localités Restant à électrifier 2018 sans projets en cours		Etat ER 2018	Projets en cours		Etat ER projeté 2020	Gap	
	Nbre Localités	Population	TC	Nbre Localités	Population	TC	Nbre Localités	Population à l'horizon 2025
DAKAR	4	2 409	98%	1	957	99%	3	2 148
DIORBEL	1 663	301 671	76%	301	119 639	84%	1 362	274 335
FATICK	1 394	351 043	41%	270	159 107	64%	1 124	295 585
KAFFRINE	1 193	336 793	31%	199	133 817	54%	994	305 241
KAOLACK	1 308	375 445	39%	420	196 354	66%	888	257 083
KEDOUGOU	423	100 329	12%	102	51 096	50%	321	77 111
KOLDA	1 846	406 393	17%	486	241 707	59%	1 360	261 542
LOUGA	2 506	354 791	47%	228	56 916	54%	2 278	403 397
MATAM	762	137 927	70%	102	61 040	81%	660	114 568
SAINT LOUIS	1 235	186 732	61%	78	24 985	66%	1 157	206 785
SEDHIOU	748	188 857	49%	213	118 921	76%	535	117 115
TAMBACOUNDA	1 623	329 520	37%	360	179 961	66%	1 263	242 030
THIES	1 854	391 610	56%	319	105 744	66%	1 535	378 323
ZIGUINCHOR	473	93 156	68%	135	53 539	84%	338	62 672
Total général	17 032	3 556 676	52%	3 214	1 503 782	69%	13 819	2 997 937

La présente situation de référence a pris en compte les hameaux<sup>1</sup> non électrifiés qui sont au nombre de 6579 en 2018. Certains sont situés près des réseaux électriques et pourront être raccordés, les plus éloignés seront desservis par des solutions décentralisées. Le portefeuille de projet décliné dans les paragraphes suivants, donnera une situation précise sur ces localités.

### 3.2.5 Répartition des localités selon la taille des villages

Une analyse de la répartition des 13819 localités à électrifier à l'horizon 2025 fait apparaître l'existence d'un grand nombre de petits villages comme le montre le graphique ci-dessous. Cela laisse présager que l'effort d'électrification portera sur des localités à faible densité de population.

<sup>1</sup> Le Rapport GESTO fait état de 14 234 localités à électrifier à l'horizon 2025. Cependant, ce rapport ne semble pas prendre en compte les hameaux de la base ANSD.

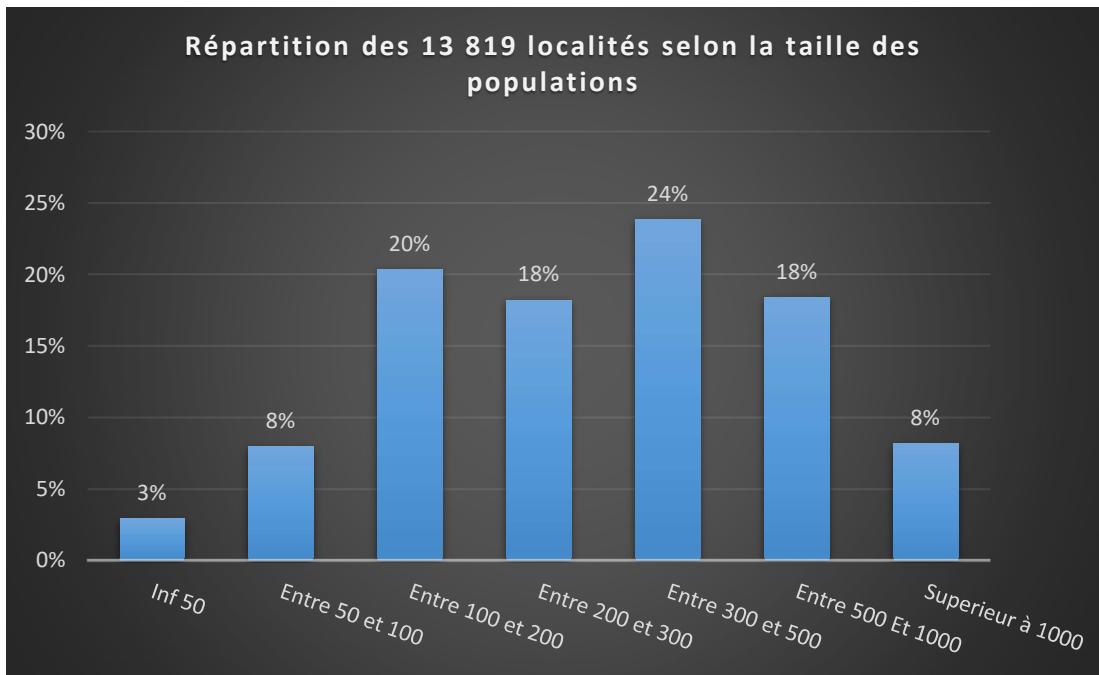


Figure 6 Répartition des localités à électrifier par taille de population

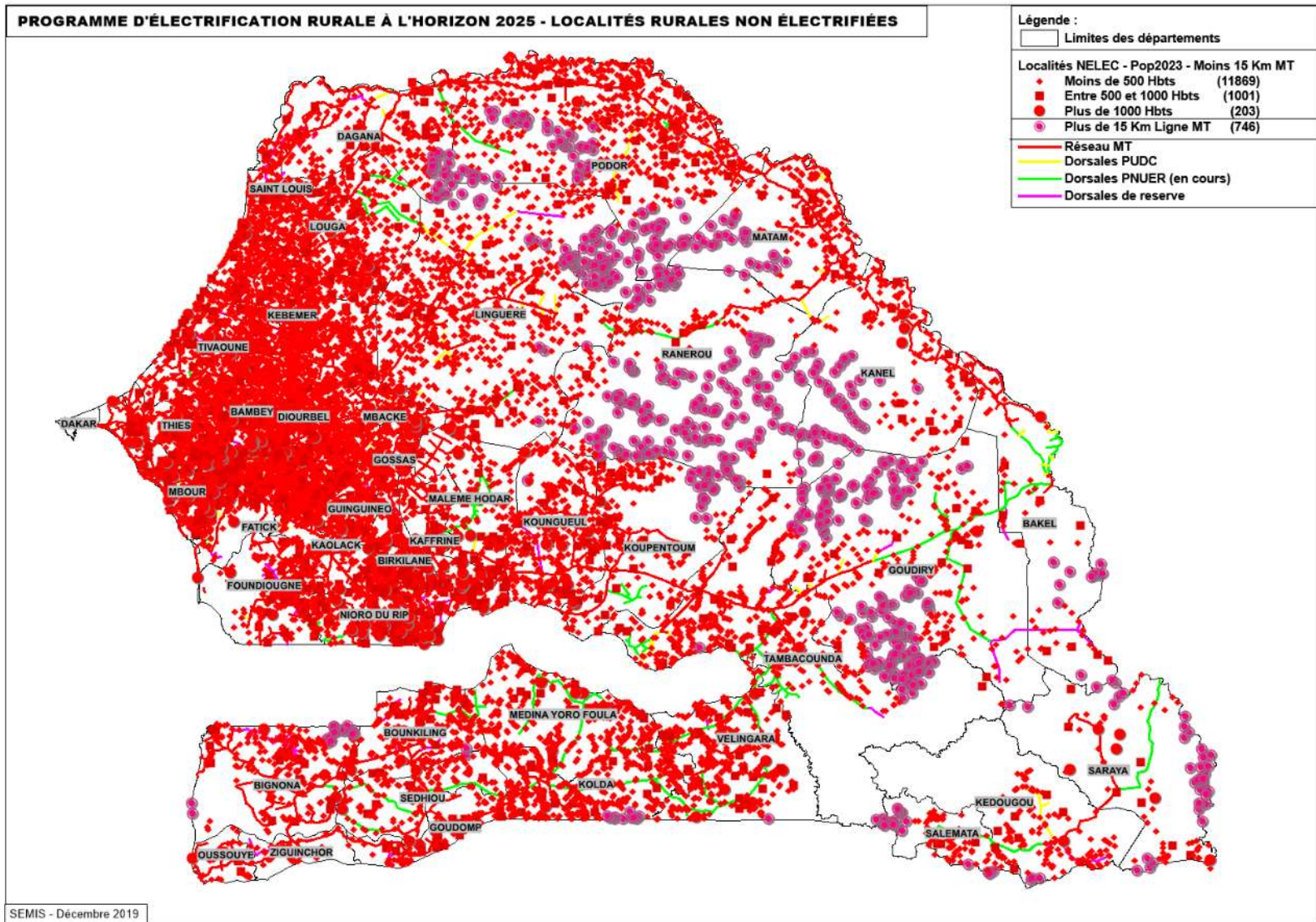


Figure 7: Localités rurales non électrifiées

## 4 PORTEFEUILLE DE PROJETS

### 4.1 Approche de détermination du portefeuille de projets

#### 4.1.1 Approche Méthodologique

La fenêtre temporelle 2019-2023 a été considérée pour correspondre à l'opérationnalisation du PSD. Sur la trajectoire de l'accès universel à l'échéance 2025 fixée par l'Etat du Sénégal dans le PSE, un objectif intermédiaire, en 2023, d'une électrification de 100% des localités rurales et d'un raccordement de 85% au moins des ménages a été retenu, en convergence avec les propositions consignées dans le rapport Gesto.

Une feuille des projets en cours de réalisation ou attribués et leurs impacts sur les localités électrifiées est élaborée. Une autre feuille similaire est constituée pour valoriser les impacts de ces projets sur les ménages raccordés, vu que les objectifs portent à la fois sur la couverture des localités et sur l'accès des ménages au service électrique. Ces différentes feuilles alimentent une feuille de synthèse qui calcule le gap entre les objectifs 2023 et les projections 2023 faites à partir de la situation de référence et les contributions des projets en cours de réalisation ou déjà attribués. Une situation de référence à l'année 2018 est utilisée pour caler la projection des objectifs 2023<sup>2</sup> avant de les décliner sur toutes les années intermédiaires par régression.

Ce gap, qui se traduit en nombre de localités non électrifiées et populations non desservies et non programmées dans les projets déjà définis, est décliné dans le détail en identifiant, localisant et caractérisant chacune de ces localités correspondantes. Ces localités sont caractérisées par leur localisation géographique, leur population, leur nombre de ménages, et leur distance au réseau électrique interconnecté. Sur la base de cette caractérisation, des solutions techniques d'électrification sont suggérées de façon spécifique pour chaque localité en question. C'est que l'on définit comme « sous-projet ». Ces sous-projets sont ensuite agrégés à l'échelon départemental pour concocter les « projets ». Un volet de connexion des ménages devrait être pris en compte pour satisfaire les objectifs de desserte, au-delà de l'objectif de couverture électrique. Pour cela, les investissements prévus couvrent le volet raccordement des clients en nombre suffisant pour atteindre les objectifs visés.

Pour le dimensionnement des solutions techniques, l'extrapolation des populations à l'année 2023 a été utilisée afin de s'assurer de la prise en compte de l'évolution des besoins en même temps que la population croîtrait dans la période 2019-2023.

Chaque projet est décrit par une fiche synthétique rappelant son contenu, ses principales composantes, son budget, ses plans et calendrier de réalisation ainsi que les ressources nécessaires à sa mise en œuvre.

#### 4.1.2 Méthodes de détermination des solutions techniques d'électrification rurale

Plusieurs méthodes existent pour la détermination d'une solution d'électrification. Les deux plus utilisées sont rappelées ci-dessous :

##### 4.1.2.1 Première méthode du Coût Global Actualisé (CGA)

Cette méthode consiste à comparer la somme arithmétique des coûts actualisés induits par chaque option technique durant la période d'analyse du projet. L'option la plus efficace correspond à CGA le plus faible.

##### 4.1.2.2 Deuxième Méthode du taux d'Enrichissement du Capital (TEC)

Le TEC est un ratio de rentabilité défini par le rapport de la Valeur Actuelle Nette (VAN) du projet par son coût d'investissement initial. La comparaison du TEC pour chaque option technique permet d'identifier la solution la plus efficace correspondant au TEC le plus élevé.

#### 4.1.3 Approche retenue pour la présente étude

La détermination d'une option d'électrification et son dimensionnement en terme de source d'énergie, de puissance et de configuration technique, requiert des données précises qui sont généralement obtenues suite à des enquêtes de terrain : données socioéconomiques (population, activités économiques, niveau d'équipements des ménages, capacité et volonté à payer les services électriques, etc.), données spatiales et topographiques (distance au réseau électrique, type d'habitat, occupation de l'espace (dispersion de l'habitat), etc.).

De nombreuses études menées dans le cadre des programmes d'électrification rurales sur l'ensemble du territoire, ont permis d'accumuler un certain nombre d'informations selon les différentes zones géographiques du pays, notamment dans l'élaboration des plans locaux d'électrification rurale pour la mise en place des zones de concession.

---

<sup>2</sup> Projections CER, ERIL et GDT faites en utilisant les hypothèses d'harmonisation des tarifs ER sur l'ensemble du territoire ainsi que les mesures d'accompagnement permettant d'accélérer la cinétique d'électrification des localités rurales et de raccordement des ménages vivant dans ces localités.

Ces importantes documentations socioéconomiques permettent aujourd'hui, dans une étape d'étude sommaire de capitaliser des retours d'expérience pour la détermination, selon les zones et selon la taille des localités, des solutions techniques les plus indiquées avec une fiabilité acceptable au stade des études d'avant-projet sommaire (APS).

D'autre part, à la suite des échanges avec les parties prenantes, les orientations fortes ci-après ont été données :

- Toutes les localités de plus de 1000 habitants seront raccordées sur le réseau MT
- Toutes les localités situées à moins d'un kilomètre de la ligne MT seront raccordées sur le réseau

Pour tenir compte de la distance au réseau et de la taille de la population, en dehors de ces deux cas de figure, il a été procédé à une première simulation en considérant une distance au réseau de 5km comme critère de raccordement au réseau pour toute localité de population supérieure à 100 habitants.

A la suite de cet exercice qui a permis de définir le premier portefeuille de projets, une étude de sensibilité a été faite sur les distances de 7kms et 10kms comme limites de connexion au réseau des localités de population de plus 100 habitants.

Le tableau de synthèse ci-dessous, donne les résultats pour chacune des hypothèses de distance au réseau :

Tableau 34: Synthèse de l'analyse de sensibilité sur des distances de 5Kms, 7 Kms et 10 Kms

Composantes	5 Kms	7 Kms	Différentiel 5 kms à 7 Kms	10 Kms	Différentiel 5 kms à 10 Kms
<b>Nombre localités sur MT</b>	<b>7172</b>	<b>7879</b>	<b>707</b>	<b>8445</b>	<b>1273</b>
<b>Investissement Total MT</b>	363 121 732 979	427 829 611 249	- 64 707 878 270 XOF	495 091 724 338	- 131 969 991 359 XOF
<b>Nombre de Minigrid PV</b>	<b>2 292</b>	<b>1 585</b>	<b>707</b>	<b>1 019</b>	<b>1 273</b>
<b>Investissement Minigrid</b>	239 701 977 745	164 710 403 185	74 991 574 560 XOF	105 337 367 675	134 364 610 070 XOF
<b>SHS</b>	21 063 492 300	21 063 492 300	- XOF	21 063 492 300	- XOF
<b>Programme de densification (Achevement)</b>	7 806 947 450	7 806 947 450	- XOF	7 806 947 450	- XOF
<b>Dorsales MT</b>	14101 000 000	14 101 000 000	- XOF	14 101 000 000	- XOF
<b>Etude</b>	16 144 878 762	15 887 786 355	257 092 407 XOF	16 085 013 294	59 865 468 XOF
<b>Renforcement Capacité</b>	867 000 000	867 000 000	- XOF	867 000 000	- XOF
<b>Coût Total du Programme</b>	<b>662 807 029 236</b>	<b>652 266 240 539</b>	<b>10 540 788 697 XOF</b>	<b>660 352 545 057</b>	<b>2 454 484 179 XOF</b>

Sur la base de cette analyse comparative des différents critères de choix de solutions techniques, il ressort que la distance de référence au réseau de 10 kilomètres comparé à celle de 5 kilomètres, permet d'accroître significativement le nombre de localités électrifiées par raccordement au réseau (+ 1273) avec un coût d'investissement quasi identique à (+0,37% d'augmentation).

Aussi, il a été recommandé que le scénario avec une distance de référence au réseau de 10 Kms soit considéré comme scénario de référence dans la perspective de mise en œuvre du programme d'accès universel.

Aussi, les résultats présentés dans la suite du rapport sont eux correspondant à ce scénario de référence.

## 4.2 Résultats et synthèse du portefeuille de projets

### 4.2.1 Synthèse globale

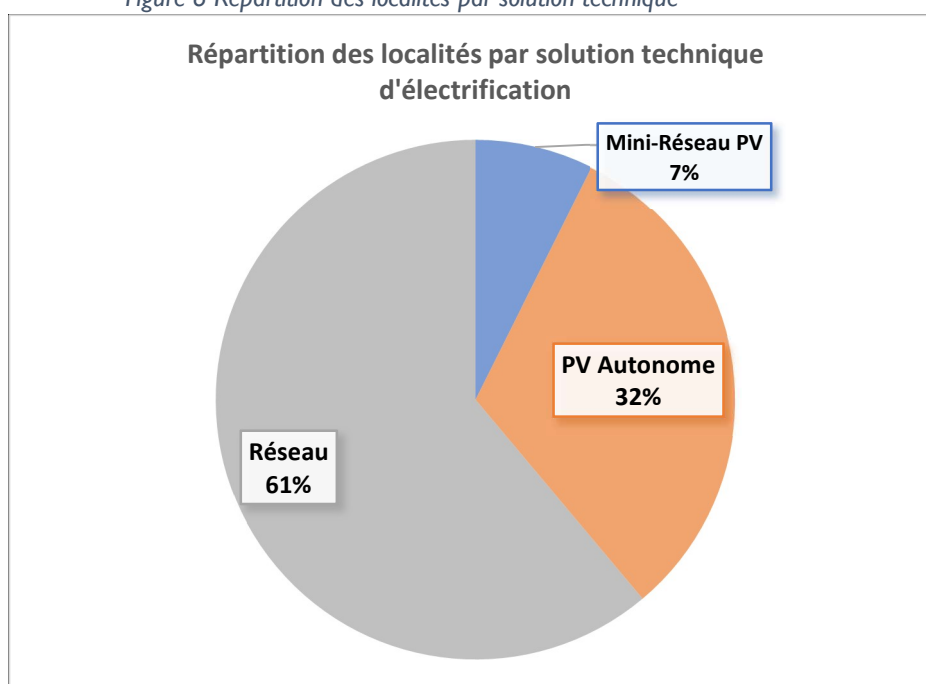
En considérant le scénario de référence défini précédemment, le choix des solutions techniques sont présentés dans le tableau ci-dessous. On note une grande majorité d'extension de réseau touchant 8445 des 13 819 localités à électrifier, soit 61% tandis que 7% par mini-réseau photovoltaïque et 32% par système photovoltaïque individuel.

Tableau 35: Répartition des localités par solution technique et par région

Régions	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR		0	3	3
DIORBEL		459	903	1362
FATICK		255	868	1123
KAFFRINE	46	252	698	996
KAOLACK		183	704	887
KEDOUGOU	77	117	127	321
KOLDA	124	457	779	1360
LOUGA	126	805	1347	2278
MATAM	176	256	228	660
SAINT-LOUIS	174	394	590	1158
SEDHIOU	19	174	342	535
TAMBACOUNDA	268	473	522	1263
THIES		402	1133	1535
ZIGUINCHOR	9	128	201	338
<b>Total général</b>	<b>1019</b>	<b>4355</b>	<b>8445</b>	<b>13819</b>

Le graphique ci-dessous donne la répartition des localités par solution technique.

Figure 8 Répartition des localités par solution technique



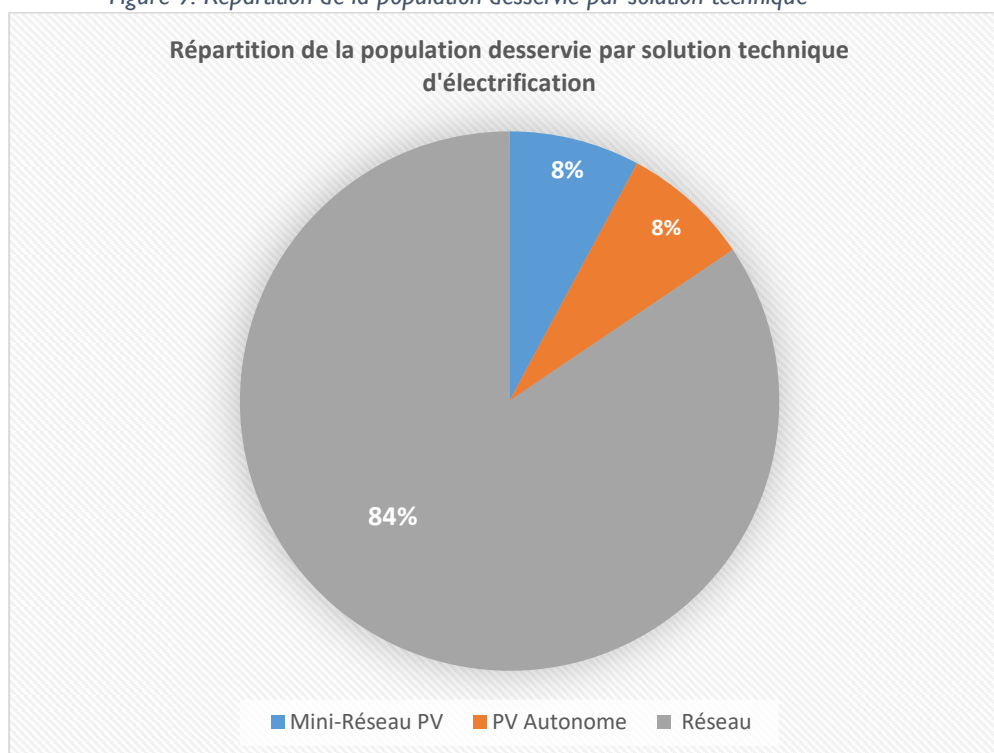
Le **tableau 36** récapitule les populations desservies par solution technique envisagée dans chaque région.

Tableau 36: Population desservie par solution technique par région

Étiquettes de lignes	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR		85	2 063	2 148
DIOURBEL		24 167	250 169	274 335
FATICK		15 088	280 497	295 585
KAFFRINE	11 126	13 891	280 224	305 241
KAOLACK		10 163	246 920	257 083
KEDOUGOU	20 177	6 251	50 683	77 111
KOLDA	29 749	25 250	206 543	261 542
LOUGA	27 272	42 890	333 235	403 397
MATAM	37 725	13 073	63 771	114 568
SAINT-LOUIS	36 410	20 531	149 844	206 785
SEDHIOU	3 637	9 196	104 282	117 115
TAMBACOUNDA	67 580	22 684	151 766	242 030
THIES		20 864	357 459	378 323
ZIGUINCHOR	1 523	5 953	55 196	62 672
<b>Total général</b>	<b>235 199</b>	<b>230 085</b>	<b>2 532 652</b>	<b>2 997 937</b>

Le graphique ci-dessous donne la répartition de la population desservie par solution technique

Figure 9: Répartition de la population desservie par solution technique



#### 4.2.2 Analyse des résultats obtenus par l'application des critères de choix des solutions techniques

L'analyse des résultats obtenus pour le de choix des solutions techniques après application des critères définis plus haut (**tableau 34**) vient confirmer, à travers les tableaux ci-dessous, les constats suivants :

- **61% des localités seront électrifiées par extension réseau** : cela résulte de l'impact de la forte pénétration du réseau électrique notée au cours des dernières années mais cet impact est amplifié

par les dorsales MT (1078 kms) prévues qui constituent un volet structurant du présent programme mais aussi c'est

- **7% des localités seront électrifiées par des mini-réseaux** : cette option technologique restera nécessaire pour l'atteinte des objectifs d'accès universel eu égard à la typologie de localités éloignées des réseaux
- **32% des localités seront électrifiées par PV autonome**: les SHS et autres kits solaires, vont constituer un puissant levier de l'accès universel pour toucher les ménages vivant dans les très petits hameaux et souvent éloignés des réseaux. En effet, sur les 4356 localités qui seront électrifiées par des systèmes PV autonomes, on dénombre 3524 (81%) qui sont répertoriées comme étant des hameaux dans la base ANSD.

*Tableau 37: Répartition des solutions techniques par taille de localité.*

Place de population	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
Inf 50		2385	336	2721
	0%	88%	12%	100%
Entre 50 et 100	95	1971	797	2863
	3%	69%	28%	100%
Entre 100 et 200	503		3222	3725
	14%	0%	86%	100%
Entre 200 et 300	260		1705	1965
	13%	0%	87%	100%
Entre 300 et 500	153		1495	1648
	9%	0%	91%	100%
Entre 500 Et 1000	8		740	748
	1%	0%	99%	100%
Superieur à 1000			149	149
	0%	0%	100%	100%
<b>Total général</b>	<b>1 019</b>	<b>4 356</b>	<b>8 444</b>	<b>13 819</b>
	<b>7%</b>	<b>32%</b>	<b>61%</b>	<b>100%</b>

On constate un nombre important de hameaux (4356) dont les populations sont inférieures à 50 habitants (moins de 5 ménages) et qui seront électrifiés par des SHS. Cela correspond à 230.000 personnes (2023).

Figure 10 : Répartition solution technique d'électrification selon les tailles de localités

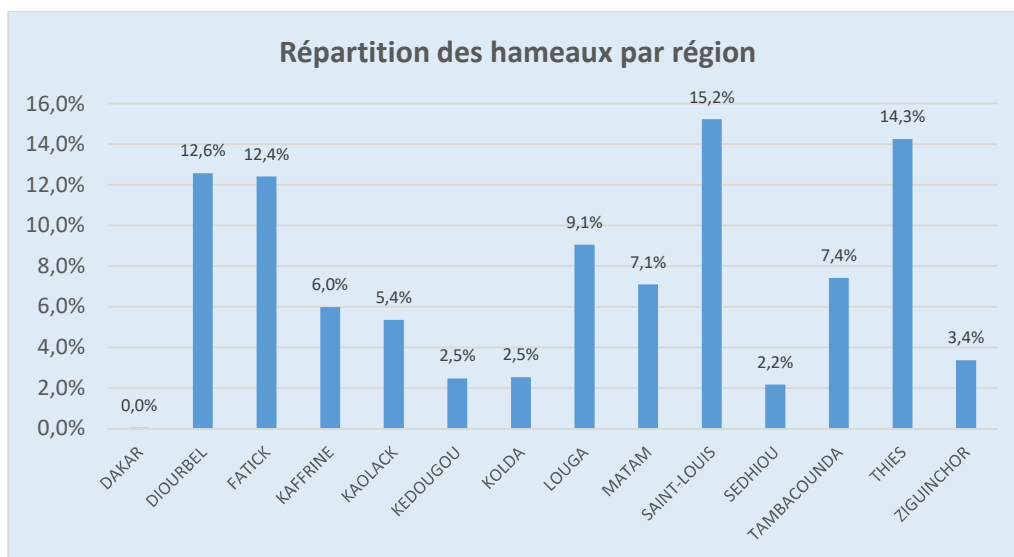
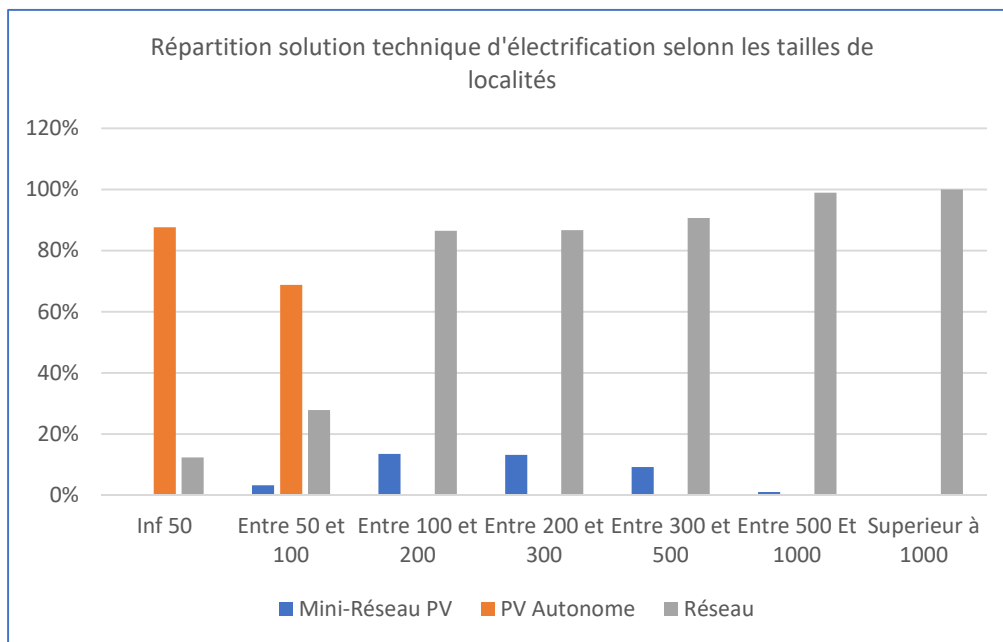


Figure 11 : Répartition des hameaux par région

### 4.3 Analyse par département des résultats d'électrification

#### Région de Dakar

Deux localités sur les trois restant à électrifiées seront raccordées par extension de réseau. La troisième sera électrifiée PV autonome

Tableau 38: Répartition des localités par solution technique pour la région de Dakar

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR	0	0	100%	100%
RUFISQUE	0	0	3	3

Le **tableau 39** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 39: Population desservie par solution technique pour la région de Dakar

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR	0	0	100%	100%
RUFISQUE	0	0	2 148	2 148

#### Région de Diourbel

66% des localités seront électrifiées par extension réseau et 34% par solution PV autonome. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 40: Répartition des localités par solution technique pour la région de Diourbel

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DIOURBEL	0	459	903	1362
	0%	34%	66%	100%
BAMBEY	0	101	345	446
DIOURBEL	0	178	315	493
M'BACKE	0	180	243	423

Le **tableau 41** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 41: Population desservie par solution technique pour la région de Diourbel

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DIOURBEL	0	24 167	250 169	274 335
	0%	9%	91%	100%
BAMBEY	0	5 725	109 937	115 662
DIOURBEL	0	9 307	81 717	91 024
M'BACKE	0	9 135	58 515	67 650

#### Région de Fatick

77% des localités seront électrifiées par extension réseau et 23 % par solution PV autonome. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 42: Répartition des localités par solution technique pour la région de Fatick

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
FATICK	0	255	868	1 123

	0%	23%	77%	100%
FATICK	0	125	536	661
FOUNDIOUGNE	0	35	128	163
GOSSAS	0	95	204	299

Le **tableau 43** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 43: Population desservie par solution technique pour la région de Fatick*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
FATICK	0	15 088	280 497	295 585
	0%	5%	95%	100%
FATICK	0	7 551	181 640	189 191
FOUNDIOUGNE	0	1 865	41 038	42 903
GOSSAS	0	5 672	57 819	63 491

### Région de Kafrine

70 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 24% par solution PV autonome et 6 % par mini-réseau PV. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

*Tableau 44: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kafrine*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAFFRINE	46	174	519	739
	6%	24%	70%	100%
BIRKELANE	0	0	0	0
KAFFRINE	4	26	191	221
KOUNGHEUL	35	105	237	377
MALEM HODDAR	7	43	91	141

Le **tableau 45** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 45: Population desservie par solution technique pour la région de Kafrine*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAFFRINE	11 126	13 891	280 224	305 241
	4%	5%	92%	100%
BIRKELANE	0	4 224	72 649	76 873
KAFFRINE	978	1 414	90 187	92 579
KOUNGHEUL	8 491	5 860	81 366	95 717
MALEM HODDAR	1 657	2 393	36 022	40 072

### Région de Kaolack

79 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 21 % par solution PV autonome. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

*Tableau 46: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kaolack*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
--------------------	----------------	-------------	--------	---------------

KAOLACK	0	183	704	887
	0%	21%	79%	100%
GUINGUINEO		74	185	259
KAOLACK		84	237	321
NIORO		25	282	307

Le **tableau 47** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 47: Population desservie par solution technique pour la région de Kaolack*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAOLACK	0	10 163	246 920	257 083
	0%	4%	96%	100%
GUINGUINEO		3 791	51 420	55 211
KAOLACK		4 550	64 932	69 481
NIORO		1 822	130 568	132 390

### Région de Kédougou

24 % des localités seront électrifiées par mini-réseau PV, 36 % par solution PV autonome et 40 % par extension réseau. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

*Tableau 48: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kédougou*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KEDOUGOU	77	117	127	321
	24%	36%	40%	100%
KEDOUGOU	14	36	73	123
SALEMATA	24	46	30	100
SARAYA	39	35	24	98

Le **tableau 49** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 49: Population desservie par solution technique pour la région de Kédougou*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KEDOUGOU	20 177	6 251	50 683	77 111
	26%	8%	66%	100%
KEDOUGOU	3 434	2 103	21 215	26 751
SALEMATA	5 965	2 725	7 575	16 265
SARAYA	10 779	1 423	21 893	34 095

### Région de Kolda

57 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 34 % par solution PV autonome et 9 % par mini-réseau PV. Les 1% restants le seront par mini-réseau hybride. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

*Tableau 50: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kolda*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KOLDA	124	457	779	1360
	9%	34%	57%	100%
KOLDA	27	187	341	555
MEDINA YORO FOULAH	73	149	160	382
VELINGARA	24	121	278	423

Le **tableau 51** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 51: Population desservie par solution technique pour la région de Kolda*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KOLDA	29 749	25 250	206 543	261 542
	11%	10%	79%	100%
KOLDA	6 169	10 194	80 493	96 856
MEDINA YORO FOULAH	17 109	8 423	47 635	73 166
VELINGARA	6 471	6 633	78 416	91 519

### Région de Louga

59 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 35% par solution PV autonome et 6 % par mini-réseau PV. Le résiduel (1 %) le sera par mini-réseau hybride. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

*Tableau 52: Répartition des localités par solution technique pour la région de Louga*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
LOUGA	126	805	1347	2278
	6%	35%	59%	100%
KEBEMER	8	286	466	760
LINGUERE	106	268	388	762
LOUGA	12	251	493	756

Le tableau 53 affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

*Tableau 53: Population desservie par solution technique pour la région de Louga*

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
LOUGA	27 272	42 890	333 235	403 397
	7%	11%	83%	100%
KEBEMER	2 102	14 928	99 575	116 605
LINGUERE	22 730	14 161	98 455	135 347
LOUGA	2 440	13 800	135 205	151 446

### Région de Matam

39% des localités seront électrifiées par solution PV autonome, 27 % par mini-réseau PV et 35 % par extension réseau. Les 1% restants le seront par mini-réseau hybride. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 54: Répartition des localités par solution technique pour la région de Matam

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
MATAM	176	256	228	660
	27%	39%	35%	100%
KANEL	42	76	72	190
MATAM	17	57	99	173
RANEROU	117	123	57	297

Le **tableau 55** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 55: Population desservie par solution technique pour la région de Matam

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
MATAM	37 725	13 073	63 771	114 568
	33%	11%	56%	100%
KANEL	9 451	3 773	23 168	36 392
MATAM	3 492	3 221	24 892	31 605
RANEROU	24 782	6 080	15 710	46 572

### Région de Saint-Louis

51 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 34% par solution PV autonome et 15 % par mini-réseau PV. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 56: Répartition des localités par solution technique pour la région de Saint-Louis

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SAINT-LOUIS	174	394	590	1 158
	15%	34%	51%	100%
DAGANA	25	103	147	275
PODOR	149	233	366	748
SAINT LOUIS		58	77	135

Le **tableau 57** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 57: Population desservie par solution technique pour la région de Saint-Louis

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SAINT-LOUIS	36 410	20 531	149 844	206 785
	18%	10%	72%	100%
DAGANA	5 932	5 225	38 793	49 950
PODOR	30 478	12 458	92 296	135 232
SAINT LOUIS	0	2 848	18 755	21 603

### Région de Sédhiou

64 % des localités seront électrifiées par extension réseau, 33 % par solution PV autonome et 4 % par mini-réseau PV. Le résiduel (2%) le sera par mini-réseau hybride. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 58: Répartition des localités par solution technique pour la région de Sédhiou

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SEDHIOU	19	174	342	535
	4%	33%	64%	100%
BOUNKILING	9	76	161	246
GOUDOMP	0	22	111	133
SEDHIOU	10	76	70	156

Le **tableau 59** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 59: Population desservie par solution technique pour la région de Sédhiou

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SEDHIOU	3 637	9 196	104 282	117 115
	3%	8%	89%	100%
BOUNKILING	1 861	4 068	51 758	57 688
GOUDOMP	0	1 482	32 250	33 732
SEDHIOU	1 776	3 646	20 274	25 695

### Région de Tambacounda

21 % des localités seront électrifiées par mini-réseau PV, 37% par solution PV autonome et 41 % par extension réseau. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 60: Répartition des localités par solution technique pour la région de Tambacounda

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
TAMBACOUNDA	268	473	522	1263
	21%	37%	41%	100%
BAKEL	16	23	40	79
GOUDIRY	133	202	99	434
KOUPENTOUM	43	92	123	258
TAMBACOUNDA	76	156	260	492

Le **tableau 61** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 61: Population desservie par solution technique pour la région de Tambacounda

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
TAMBACOUNDA	67 580	22 684	151 766	242 030
	28%	9%	63%	100%
BAKEL	4 682	1 211	15 531	21 424
GOUDIRY	32 945	9 570	30 675	73 191
KOUPENTOUM	10 775	4 118	41 085	55 978

TAMBACOUNDA	19 178	7 785	64 474	91 438
-------------	--------	-------	--------	--------

### Région de Thiès

74 % des localités seront électrifiées par extension réseau et 26% par solution PV autonome. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 62: Répartition des localités par solution technique pour la région de Thiès

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
THIES	0	402	1 133	1535
	0%	26%	74%	100%
M'BOUR	0	69	434	503
THIES	0	134	284	418
TIVAOUANE	0	199	415	614

Le **tableau 63** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 63: Population desservie par solution technique pour la région de Thiès

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
THIES	0	20 864	357 459	378 323
	0%	6%	94%	100%
M'BOUR	0	3 770	173 399	177 169
THIES	0	7 193	78 170	85 363
TIVAOUANE	0	9 901	105 890	115 791

### Région de Ziguinchor

59% des localités seront électrifiées par extension réseau, 38% par solution PV autonome et 3 % par mini-réseau PV. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

Tableau 64: Répartition des localités par solution technique pour la région de Ziguinchor

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
ZIGUINCHOR	9	128	201	338
	3%	38%	59%	100%
BIGNONA	9	104	147	260
OUSSOUYE	0	10	26	36
ZIGUINCHOR	0	14	28	42

Le **tableau 65** affiche les populations à desservir par chaque solution technique proposée.

Tableau 65: Population desservie par solution technique pour la région de Ziguinchor

Région/Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
ZIGUINCHOR	1 523	5 953	55 196	62 672
	2%	9%	88%	100%
BIGNONA	1 523	4 808	40 963	47 294

OUSSOUYE	0	476	8 044	8 520
ZIGUINCHOR	0	669	6 189	6 858
<b>ENSEMBLE PAYS</b>	<b>235 199</b>	<b>230 000</b>	<b>2 532 737</b>	<b>2 997 937</b>
	8%	8%	84%	100%

## 5 ELABORATION DU MACRO-PLANNING DU PLAN DE TRANSFORMATION

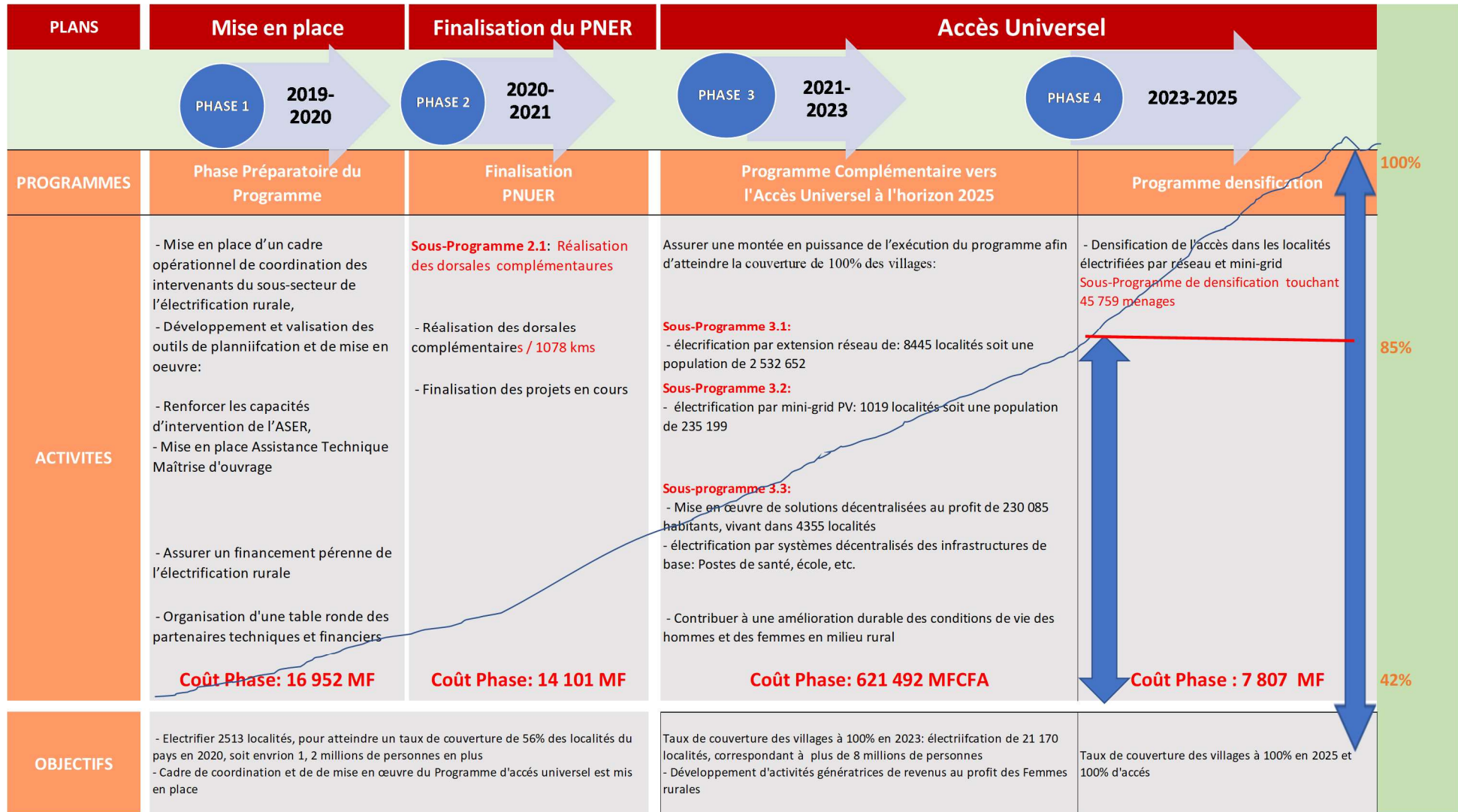


Figure 12: Synthétique du plan de transformation

Tableau 66: Macro-planning « Localités électrifiées »

REGIONS	Solutions Techniques d'électrification				2019				2020				2021				2022				2023			
	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général	Mini-Rés PV	PV Auto	Réseau	Total	Mini-Rés PV	PV Auto	Réseau	Total	Mini-Rés PV	PV Auto	Réseau	Total	Mini-Rés PV	PV Auto	Réseau	Total	Mini-Rés PV	PV Auto	Réseau	Total
<b>DAKAR</b>			3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
<b>DIOURBEL</b>		459	903	1362	0	0	0	0	0	92	0	92	0	161	226	386	0	207	316	523	0	0	361	361
<b>FATICK</b>		255	868	1123	0	0	0	0	0	51	0	51	0	89	217	306	0	115	304	419	0	0	347	347
<b>KAFFRINE</b>	46	252	698	996	0	0	0	0	5	50	0	55	12	88	175	274	18	113	244	376	12	0	279	291
<b>KAOLACK</b>		183	704	887	0	0	0	0	0	37	0	37	0	64	176	240	0	82	246	329	0	0	282	282
<b>KEDOUGOU</b>	77	117	127	321	0	0	0	0	8	23	0	31	19	41	32	92	31	53	44	128	19	0	51	70
<b>KOLDA</b>	124	457	779	1360	0	0	0	0	12	91	0	104	31	160	195	386	50	206	273	528	31	0	312	343
<b>LOUGA</b>	126	805	1347	2278	0	0	0	0	13	161	0	174	32	282	337	650	50	362	471	884	32	0	539	570
<b>MATAM</b>	176	256	228	660	0	0	0	0	18	51	0	69	44	90	57	191	70	115	80	265	44	0	91	135
<b>SAINT-LOUIS</b>	174	394	590	1158	0	0	0	0	17	79	0	96	44	138	148	329	70	177	207	453	44	0	236	280
<b>SEDHIOU</b>	19	174	342	535	0	0	0	0	2	35	0	37	5	61	86	151	8	78	120	206	5	0	137	142
<b>TAMBACOUNDA</b>	268	473	522	1263	0	0	0	0	27	95	0	121	67	166	131	363	107	213	183	503	67	0	209	276
<b>THIES</b>		402	1133	1535	0	0	0	0	0	80	0	80	0	141	283	424	0	181	397	577	0	0	453	453
<b>ZIGUINCHOR</b>	9	128	201	338	0	0	0	0	1	26	0	27	2	45	50	97	4	58	70	132	2	0	80	83
<b>Total général</b>	1019	4356	8444	13819	0	0	0	0	102	871	0	973	255	1525	2111	3890	408	1960	2955	5323	255	0	3378	3632

## 6 LE DISPOSITIF DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN OPERATIONNEL ET L'EVALUATION DES BESOINS EN RENFORCEMENT DES CAPACITES

### 6.1 La gouvernance proposée pour le Plan de Transformation et les PTA

Dans le but d'assurer la mise en œuvre efficace du programme d'accès universel à l'électricité en milieu rural, nous recommandons la création d'un poste de Coordonnateur du Programme placé sous l'autorité hiérarchique du Directeur Général de l'ASER.

Le schéma organisationnel de mise en œuvre du programme repose donc sur la mise en place d'une structure de gestion intégrée à la direction générale de l'ASER. Ce schéma devrait ainsi permettre de capitaliser sur l'expertise de l'ASER en matière de gestion des projets d'électrification rurale pour réaliser le taux d'électrification rurale de 100% assigné au programme.

Le Coordonnateur du Programme travaillera sous la supervision d'un Comité de Pilotage (CP). Il s'appuiera sur les structures suivantes pour assumer ses fonctions de coordination du programme :

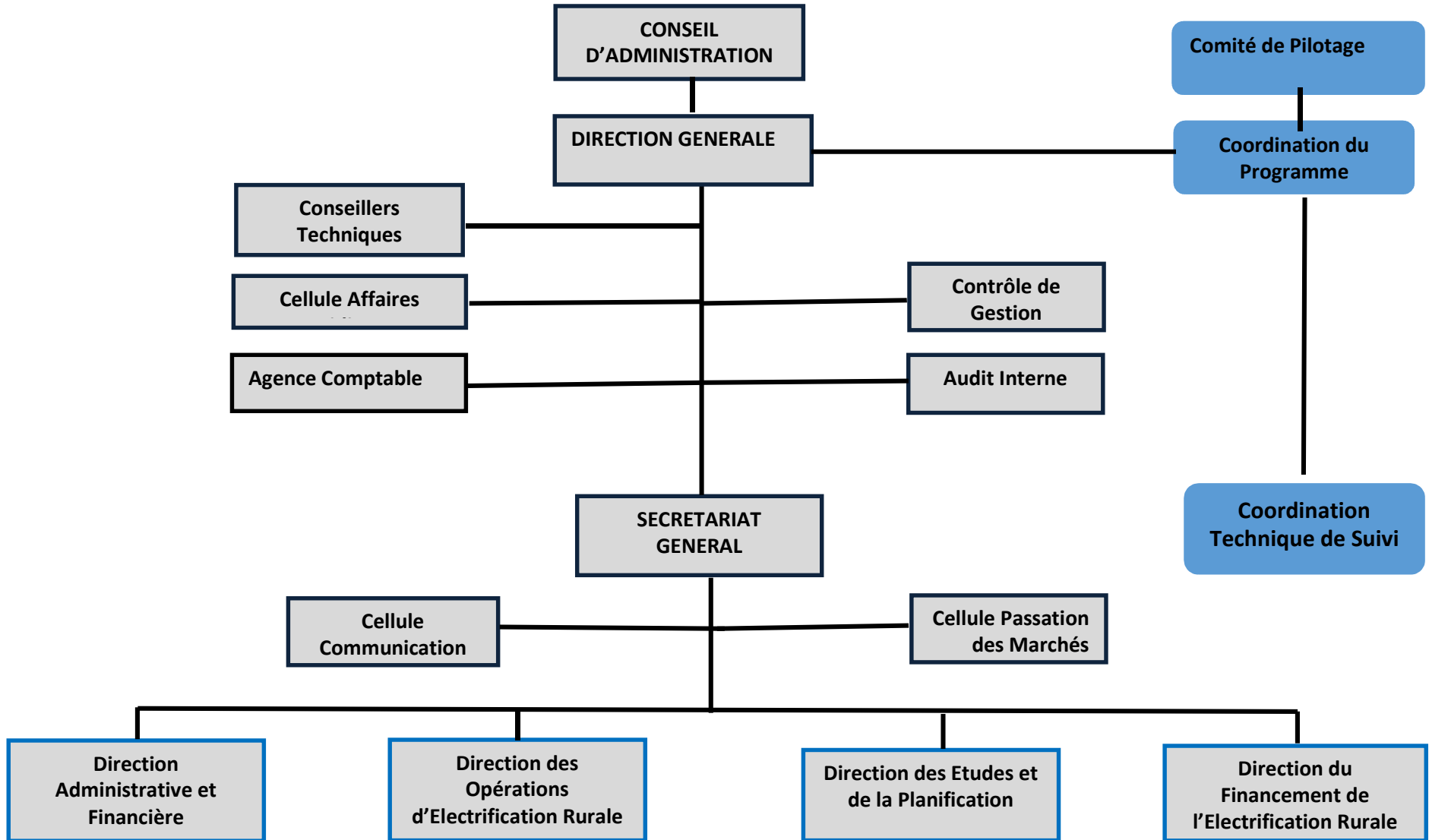
- Le Comité Technique de Suivi (CTS) qui va l'appuyer dans la coordination et le suivi de la mise en œuvre du programme;
- les structures opérationnelles, (directions cellules) de la Direction Générale de l'ASER qui auront en charge la mise en œuvre du programme.

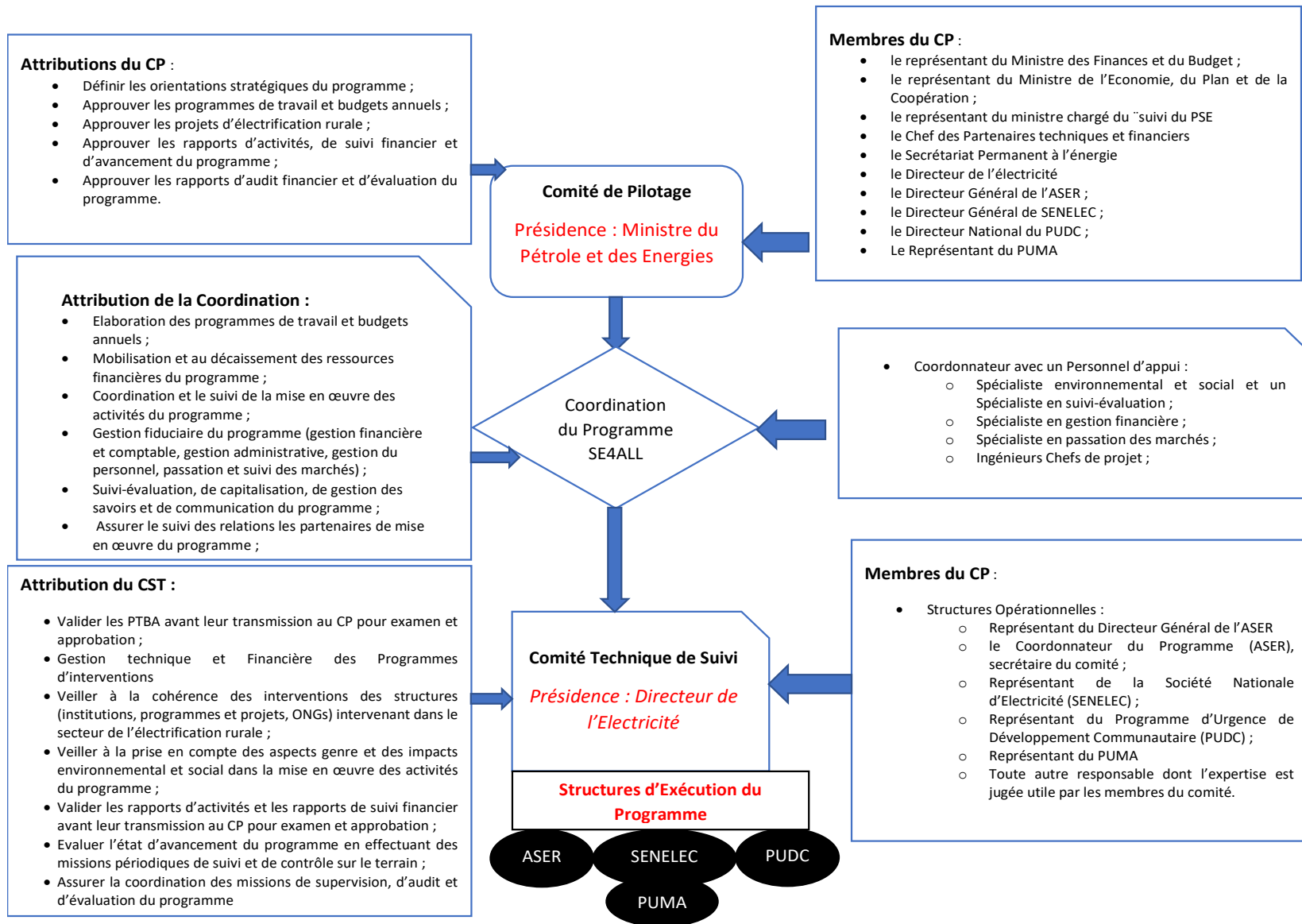
Au total, les organes de gouvernance et de mise en œuvre du programme seront ainsi constitués :

- le Comité de Pilotage;
- la Coordination du programme;
- le Comité Technique de Suivi;
- les structures opérationnelles d'intervention: ASER, SENELEC, PUDC, PUMA, etc.

### 6.1.1 Schéma organisationnel du programme

Figure 13: Schéma organisationnel de gestion du programme





## 6.1.2 Le Comité de Pilotage

### a) Attributions

Le Comité de pilotage (CP) aura pour mission de veiller à la mise en œuvre efficace des activités du programme en vue de l'atteinte des indicateurs de résultats du programme. A ce titre, il sera chargé de :

- Définir les orientations stratégiques du programme ;
- Approuver les programmes de travail et budgets annuels ;
- Approuver les projets d'électrification rurale ;
- Veiller à l'état d'avancement et à l'atteinte des indicateurs de résultats du programme ;
- Veiller à la gestion optimale des ressources financières et matérielles du programme ;
- Approuver les rapports d'activités, de suivi financier et d'avancement du programme ;
- Approuver les rapports d'audit financier et d'évaluation du programme.

### b) Composition

Le Comité de pilotage du programme (CPP) est composé d'un nombre restreint de membres afin d'assurer son opérationnalité, notamment :

- Le Ministre du Pétrole et des Energies ou son représentant, Direction de l'électricité ;
- Le représentant du Ministre des Finances et du Budget ;
- Le représentant du Ministre de l'Economie, du Plan et de la Coopération ;
- Le représentant du ministre chargé du "suivi du PSE
- Le Chef des Partenaires techniques et financiers
- Le Secrétariat Permanent à l'énergie
- Le Directeur de l'électricité
- Le Directeur Général de l'ASER ;
- Le Directeur Général de SENELEC ;
- Le Directeur National du PUDC ;
- Le Représentant du PUMA

### c) Fonctionnement

Le Comité de Pilotage (CP) est présidé par le représentant du Ministère du Pétrole et des Energies. Il se réunit en session ordinaire une fois par an sur convocation de son Président. Il peut toutefois se réunir en session extraordinaire sur convocation de son Président. Le secrétariat du comité de pilotage est assuré par le Coordonnateur du programme. A ce titre, il prépare les documents qui sont présentés lors de ses réunions et assure la rédaction et la diffusion des procès-verbaux des réunions.

Le Comité de Pilotage (CP) peut faire appel à toute autre personne dont l'expertise et la compétence sont jugées nécessaires par les membres dudit comité.

## 6.1.3 La Coordination du programme

### a) Attributions

La Coordination du Programme est l'unité de coordination et de gestion du programme. A ce titre, elle est chargée des missions suivantes :

- Coordonner l'élaboration des programmes de travail et budgets annuels ;
- Veiller à la mobilisation et au décaissement des ressources financières du programme ;
- Assurer la coordination et le suivi de la mise en œuvre des activités du programme ;
- Coordonner la gestion fiduciaire du programme (gestion financière et comptable, gestion administrative, gestion du personnel, passation et suivi des marchés) ;
- Coordonner les activités de suivi-évaluation, de capitalisation, de gestion des savoirs et de communication du programme ;
- Coordonner la préparation des rapports de suivi financier et d'avancement du programme ;
- Assurer le suivi des relations les partenaires de mise en œuvre du programme ;
- Coordonner la préparation des missions d'audit et d'évaluation du programme.

Pour réaliser ses missions, le Coordonnateur du programme s'appuie sur le Comité Technique de Suivi (CTS) du programme et les structures d'exécution (ASER, SENELEC, PUDC, PUMA, etc.).

#### **6.1.4 Le Comité Technique de Suivi**

##### **a) Attributions**

Le Comité Technique de Suivi (CTS) est chargé d'appuyer le Coordonnateur du programme dans la coordination et le suivi de la mise en œuvre du programme. A ce titre, il est chargé de :

- Valider les PTBA avant leur transmission au CP pour examen et approbation ;
- Gestion technique et Financière des Programmes d'interventions ;
- Veiller à la cohérence des interventions des structures (institutions, programmes et projets, ONGs) intervenant dans le secteur de l'électrification rurale ;
- Veiller à la prise en compte des aspects genre et des impacts environnemental et social dans la mise en œuvre des activités du programme ;
- Valider les rapports d'activités et les rapports de suivi financier avant leur transmission au CP pour examen et approbation ;
- Evaluer l'état d'avancement du programme en effectuant des missions périodiques de suivi et de contrôle sur le terrain ;
- Assurer la coordination des missions de supervision, d'audit et d'évaluation du programme.

##### **b) Composition**

Le Comité Technique de Suivi (CTS) sera composé des membres suivants :

- Le Directeur de l'électricité, président du comité ;
- Le représentant du Directeur Général de l'ASER
- Le Coordonnateur du Programme (ASER), secrétaire du comité ;
- Les Directeurs de l'ASER (Directeur des Etudes et de la Planification, Directeur des Opérations d'Electrification Rurale, Directeur du Financement de l'Electrification Rurale, Directeur Administratif et Financier, Agent Comptable) ;
- Le représentant de la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) ;
- Le représentant du Programme d'Urgence de Développement Communautaire (PUDC) ;
- Le représentant du PUMA
- Toute autre responsable dont l'expertise est jugée utile par les membres du comité.

##### **c) Fonctionnement**

Le Comité Technique de Suivi (CTS) se réunit en session ordinaire une fois par trimestre sur convocation de son Président. Il peut toutefois se réunir en session extraordinaire sur convocation de son Président ou à la demande de la moitié de ses membres.

#### **6.1.5 Les structures opérationnelles de l'ASER**

##### **a) Rôles et responsabilités**

Les structures opérationnelles de l'agence (directions et cellules) seront chargées de la mise en œuvre du programme chacune dans son domaine d'expertise. Il s'agit notamment de :

- La cellule des Affaires Juridiques (CAJ) qui sera chargée de faire la revue des projets de conventions et de contrats avec les opérateurs privés, les entreprises et les prestataires de services ainsi que la de gestion des contentieux y afférents ;
- L'Audit Interne (AI) qui sera chargé du contrôle de l'application des procédures de gestion administrative comptable et financière et de l'audit financier du programme ;
- Le Contrôle de Gestion (CG) qui sera chargé de coordonner l'élaboration des plans de travail et des budgets annuels, des tableaux de bord, des rapports d'activités ;

- L'Agence Comptable (AC) qui sera chargée de la gestion comptable et financière et de l'élaboration des rapports financiers du programme ;
- La Cellule Passation des Marchés (CPM) qui sera chargé de la passation et du suivi des marchés conformément aux procédures de passation des marchés des bailleurs de fonds et aux procédures nationales de passation des marchés ;
- La Cellule Communication (CCOM) qui sera chargée de l'élaboration et de la mise en œuvre du plan de communication du programme ;
- La Direction Administrative et Financière (DAF) qui sera chargée de la gestion des ressources humaine, logistique et matérielle du programme ;
- La Direction du Financement de l'Electrification Rurale (DFER) qui sera chargée de la préparation des requêtes de financement, du décaissement des financements et de la gestion des partenariats avec les bailleurs de fonds ;
- La Direction des Etudes et de la Planification (DEP) qui sera chargée des études de faisabilité technique et financière des projets d'ER, des études d'impact environnemental et social des projets d'ER, de la prise en compte des aspects genre dans les projets d'ER et enfin, de la planification et du suivi-évaluation des activités du programme ;
- La Direction des Opérations d'Electrification Rurale (DOER) qui sera chargée du montage des projets d'ER, de la sélection des opérateurs, entreprises et prestataires intervenant dans la réalisation des projets d'ER, du suivi et du contrôle technique des projets d'ER et du contrôle du respect des mesures de sauvegarde environnementale et sociale.
- Un comité sectoriel sur le genre : veiller à la prise en compte de la dimension genre dans la mise en œuvre dans les projets et programmes d'électrification rurales

#### **b) Personnel à affecter à temps plein au programme**

Pour permettre la prise en charge efficace des fonctions clés du programme, les directions suivantes de l'ASER devront affecter du personnel à temps plein au programme ; il s'agit notamment de :

- La Direction des Etudes et de la Planification (DEP) qui affectera à plein temps un Spécialiste en genre, un Spécialiste environnemental et social et un Spécialiste en suivi-évaluation ;
- La Direction du Financement de l'Electrification Rurale (DFER) qui affectera à plein temps un Spécialiste en gestion financière ;
- La Cellule de la Passation des Marchés (CPM) qui affectera à plein temps un Spécialiste en passation des marchés ;
- La Direction des Opérations d'Electrification Rurale (DOER) qui affectera à plein temps des Ingénieurs Chefs de projet ;
- La Cellule Communication (CCOM) qui affectera à plein temps un Spécialiste en charge de la communication ;

Le personnel du programme sera mis en place selon les deux modalités suivantes :

- o Affectation interne de personnel si le profil de compétences du poste est disponible au niveau de l'agence ;
- o Recrutement externe du personnel si le profil de compétences du poste n'est pas disponible au niveau de l'agence.

#### **6.2 Les structures d'appui technique au programme**

La Direction du programme sera logée à la direction générale de l'ASER. Aussi, les autres structures de l'agence (directions opérationnelles et cellules) assumeront des fonctions d'appui technique à la mise en œuvre du Programme chacune dans son domaine d'expertise. Parmi celles-ci, on peut citer principalement :

- La Cellule des Affaires Juridiques (CAJ) qui appuiera le Programme dans la revue des projets de conventions et de contrats avec les opérateurs, les entreprises et les prestataires de services ainsi que la gestion des contentieux y afférents ;
- La Cellule Passation des Marchés (CPM) qui appuiera le Programme dans le contrôle de conformité des procédures de passation des marchés par l'examen préalable de tout document à soumettre à la DCMP (DAO, des rapports d'analyse comparative des offres, PV d'attribution provisoire, projets de contrats) ;

- L'Audit interne qui appuiera le Programme dans le contrôle de l'application des procédures de décaissement, de passation des marchés et de gestion administrative comptable et financière ;
- Le Contrôle de Gestion qui appuiera le Programme dans l'élaboration des plans de travail et des budgets annuels, des tableaux de bord, des rapports d'activités et des rapports financiers ;
- La Direction Administrative et Financière (DAF) qui appuiera le Programme dans les domaines de la gestion administrative, la gestion des ressources matérielle et logistique et la gestion des ressources humaines ;
- La Direction du Financement de l'Electrification Rurale (DFER) qui appuiera le Programme dans la recherche et la mobilisation de financements et la gestion des partenariats avec les bailleurs de fonds ;
- La Direction des Etudes et de la Planification (DEP) qui appuiera le Programme dans les études de faisabilité, le suivi-évaluation et la gestion environnementale des projets d'ER ;
- La Direction des Opérations d'Electrification Rurale (DOER) qui appuiera le Programme dans les domaines suivants : i) la définition des normes techniques en matière d'ER ; ii) l'appui technique et conceptuel au montage des projets d'ER ; iii) la sélection des opérateurs, entreprises et prestataires intervenant dans la réalisation des projets d'ER , iv) le suivi et le contrôle de l'exécution des projets d'ER ; v) l'audit des études et des travaux réalisés dans le cadre des projets d'ER ; vi) le contrôle du respect des mesures de sauvegarde environnementale et sociale.

### 6.3 La Direction opérationnelle du programme

La Direction du Programme est l'unité de gestion et de mise en œuvre des activités. A ce titre, elle sera chargée des missions suivantes :

- La mobilisation et le suivi du décaissement des ressources du programme ;
- La planification opérationnelle et budgétaire des activités du programme ;
- La coordination et le suivi de la mise en œuvre des activités du programme
- La gestion fiduciaire du programme (gestion financière et comptable, passation et suivi des marchés) ;
- La gestion et le suivi des relations avec les partenaires d'exécution du programme ;
- Le suivi-évaluation des activités et la capitalisation des expériences du programme ;
- La préparation des rapports d'activités et des rapports financiers du programme ;
- La coordination des missions d'audit, de supervision et d'évaluation du programme.

Pour réaliser ses missions, la Direction du programme sera dotée d'un personnel qualifié composée par :

- Un directeur de programme ;
- Un spécialiste en gestion financière ;
- Un spécialiste en passation des marchés ;
- Un Ingénieur électricien (spécialiste en électrification rurale) ;
- Un spécialiste en communication ;
- Un spécialiste en genre ;
- Un Spécialiste en gestion environnementale et sociale ;
- Un spécialiste en suivi-évaluation.
- Un spécialiste en étude et planification

Le personnel du programme sera mis en place selon les deux modalités suivantes :

- Redéploiement interne du personnel de l'ASER à condition que le profil de l'agent corresponde à celui requis pour occuper le poste et que ce dernier soit disponible pour travailler à plein temps pour le Programme ;
- Dans le cas contraire, le poste sera pourvu par voie de recrutement externe sur la base d'un appel à candidatures publié dans un journal de large diffusion.

Le **tableau 67** ci-dessous présente les principales tâches et responsabilités et le profil de compétences rattachés à ces postes.

pe

Principales tâches	Profil du poste
<p>la planification des activités du programme</p> <p>la mobilisation des ressources mises à la disposition du programme ;</p> <p>la mise en œuvre des activités du programme sur la base des orientations définies par le Comité de pilotage ;</p> <p>le respect des normes de qualité et la prise en compte de ce genre dans la réalisation des PER</p> <p>la gestion efficace et transparente des ressources humaines, financières et matérielles du programme</p> <p>la mise en place d'un système d'information et de suivi évaluation des activités du programme ;</p> <p>le rapportage régulier des activités au CP par la préparation de rapports annuels, semestriels et trimestriels</p> <p>la mise en œuvre des missions de supervision, d'audit et d'évaluation du programme</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Avoir un diplôme d'ingénieur en génie électrique ou équivalent</li><li>- Au moins 07 ans d'expérience dans la conception/planification, l'exécution et le suivi-évaluation des projets de électrification rurale</li><li>- Bonne expérience des procédures de gestion des projets financés par les bailleurs de fonds</li><li>- Avoir une bonne expérience de la planification stratégique et de la gestion axée sur les résultats</li><li>- Capacité en leadership et en communication</li><li>- Capacités en management d'équipe</li><li>- Capacité à travailler sous pression</li><li>- Maîtrise de l'outil informatique (Excel, Word, PowerPoint, etc.)</li></ul>
<p>le décaissement des ressources financières mobilisées par le programme</p> <p>la planification, chaque année, l'établissement du budget à temps, et suivre son exécution ;</p> <p>la gestion financière et comptable du programme</p> <p>la gestion de la trésorerie et le suivi de l'équilibre du programme</p> <p>l'application des procédures de gestion financière et comptable du programme</p> <p>la préparation des rapports de suivi financier trimestriels et les états financiers du programme</p> <p>la mise en œuvre et assiste les audits interne et externe financiers et de la gestion des bailleurs de fonds</p> <p>la mise en œuvre et au suivi des recommandations issues des rapports annuels</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Avoir au moins un BAC + 5 en finances ou comptabilité (DESCOGEF ou équivalent)</li><li>- Avoir au moins cinq (05) années d'expérience dans l'audit et la gestion comptable et financière des programmes de développement financés par les bailleurs de fonds</li><li>- Avoir une bonne expérience des procédures de gestion comptable et financière des projets de développement financés par les bailleurs de fonds</li><li>- Avoir une bonne maîtrise des logiciels de comptabilité courants (TOMPRO, SAARI)</li><li>- Avoir une excellente capacité d'analyse, de synthèse et de rédaction</li><li>- Avoir le sens de la rigueur, de l'intégrité, de l'organisation et des responsabilités</li></ul>
<p>en début d'année, le plan annuel de passation des marchés du programme</p> <p>la mise en œuvre des dossiers d'appels d'offres et de demande de cotations pour les travaux et de fournitures ainsi que les demandes de</p>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Diplôme d'ingénieur ou Bac+5 en Gestion, Droit, ou équivalent</li><li>- Avoir au moins cinq (5) années d'expérience professionnelle dans la passation des marchés</li></ul>

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Prépare et transmet au Directeur de programme tous les documents de marchés pour les formalités d'approbation et de notification de l'attribution</li> <li>- Elabore et tient les tableaux de bord sur les délais de mise en œuvre des différentes étapes des procédures de passation des marchés et de réalisation des calendriers d'exécution des marchés ;</li> <li>- Etablit les rapports trimestriels sur la passation et l'exécution des marchés</li> <li>- Etablit avant le 31 mars de chaque année, le rapport annuel sur la passation des marchés passés l'année précédente</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avoir une bonne maîtrise de l'outil informatique ;</li> <li>- - Aptitude à travailler sous pression</li> <li>- Avoir une excellente capacité d'analyse, de synthèse et de rédaction</li> <li>- Avoir le sens de l'organisation, de la rigueur responsabilité, de et de l'intégrité</li> </ul>
4. Ingénieur (Chef de projet)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Participe à la sélection bureaux d'études, des entreprises et des bureaux de contrôle intervenant dans la réalisation des PER</li> <li>- Assure le suivi des prestations des bureaux en charge des études techniques APS et APD</li> <li>- Assure le suivi des prestations des bureaux de contrôle et de supervision des projets d'électrification rurale (PER)</li> <li>- Valide et suit la mise en œuvre du planning détaillé des projets d'électrification rurale (PER)</li> <li>- Identifie, analyse et propose des solutions aux problèmes survenant durant la réalisation des PER et en informe la hiérarchie à temps ;</li> <li>- Prend toutes initiatives dans le cadre de ses responsabilités pour assurer l'achèvement des PER dans le respect des délais, des coûts et de la qualité requise ;</li> <li>- Assure la supervision régulière des PER et établit les rapports y relatifs</li> <li>- Établit et met à jour périodiquement le calendrier d'exécution des différentes phases des études ainsi que des travaux à partir des rapports d'avancement ;</li> <li>- Rédige à la fin de chaque projet un rapport de capitalisation des leçons apprises qui servira d'intrant au rapport d'achèvement du programme.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avoir un diplôme d'ingénieur électricien ou équivalent</li> <li>- Au moins 05 ans d'expérience dans la conduite des études techniques, le suivi et le contrôle des PER</li> <li>- Sens de l'organisation et aptitudes à présenter et expliquer des sujets techniques ;</li> <li>- Parfaite expression orale et écrite en langue française et excellentes relations professionnelles ;</li> <li>- Bonne connaissance des logiciels de gestion de projet (MS Project) ;</li> <li>- Connaissances pratiques de l'informatique (Environnement Windows) et maîtrise des logiciels de base (Excel, Word, PowerPoint) ;</li> </ul>
5. Spécialiste en communication	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Assure l'élaboration et la mise en œuvre de la politique de communication interne et externe du programme</li> <li>- Elabore et met en place les supports et outils de communication interne et externe du programme</li> <li>- Gère les relations avec les partenaires du programme</li> <li>- Instaure un dispositif de capitalisation et de gestion des savoirs du programme</li> <li>- Organise la couverture médiatique lorsque des événements sont organisés pour assurer une bonne visibilité du programme</li> <li>- Assure la mise en œuvre des activités de communication et de mobilisation sociale des populations rurales bénéficiaires</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Niveau Bac+ 4 en communication</li> <li>- Au moins 05 ans d'expérience à un poste similaire</li> <li>- Expérience avérée de l'élaboration et de la mise en œuvre de politiques de communication</li> <li>- Avoir une bonne connaissance des questions d'électrification rurale</li> <li>- Bonne connaissance de l'environnement des médias, y compris les médias sociaux ;</li> <li>- Maîtrise des techniques de communication – (événementielle, institutionnelle, digitale, réseaux sociaux)</li> </ul>

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
6. Spécialiste en Genre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Assure la réalisation et la mise à jour du site web du programme</li> <li>- Fait le Screening genre de tous les projets du programme</li> <li>- Assure la prise en compte du genre dans le développement, la mise en œuvre, le suivi et évaluation de tous les projets du programme</li> <li>- Assure le renforcement de capacités en genre des acteurs et des partenaires du programme</li> <li>- Facilite le développement de partenariats avec les associations de femmes et de jeunes qui militent en faveur de l'égalité de genre dans les projets de développement ;</li> <li>- Assure la contribution du programme dans la réduction des inégalités de genre dans le secteur de l'énergie en milieu rural</li> <li>- Facilite la production de notes de politique en genre et énergie, ainsi que la publication et la diffusion des impacts du programme dans la lutte contre la vulnérabilité socio-économique des couches rurales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Avoir une bonne pratique rédactionnelle</li> <li>- Bonne expression orale et sens du contact</li> <li>- Avoir un niveau équivalent au Bac +4 dans le domaine des Sciences Sociales (sociologie, psychologie), des sciences économiques, droit, ou dans un domaine d'études connexes avec une formation en genre ;</li> <li>- Disposer au moins de 5 années d'expérience sur les questions du genre en milieu rural</li> <li>- Capacité d'exercer dans un environnement ne tenant pas compte de la différence culturelle, de genre, de religion, de race, de nationalité et de sensibilité ;</li> <li>- Avoir d'excellentes capacités de rédaction, de communication et de travail en équipe ;</li> <li>- Avoir une aptitude à travailler en équipe et sous pression ;</li> <li>- Aptitude à travailler sur le terrain en contact quotidien avec les populations ;</li> <li>- Avoir une bonne capacité d'écoute, d'échange et bon sens relationnel ;</li> <li>- Bonne maîtrise des outils informatiques (Word, Excel, PowerPoint, etc.)</li> </ul>
7. Spécialiste en gestion environnementale et sociale	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Elabore les TDR des consultants chargés des études environnementales et sociales et participe au processus de leur sélection conformément aux procédures de passation de marchés de services de consultants</li> <li>- Assure le suivi des études à caractère environnemental et social (EIES, CPR, PAR) ainsi que l'évaluation des rapports d'études produits par les consultants ;</li> <li>- Assure la mise en œuvre opérationnelle des aspects environnementaux et sociaux, en liaison avec les partenaires et les prestataires désignés ;</li> <li>- Assure le suivi et la supervision des prestations des cabinets en charge des études de sauvegardes environnemental et social ;</li> <li>- Participe au suivi des études techniques pour la préparation du DAO et s'assure que les aspects environnemental et social sont bien intégrés et pris en compte conformément aux résultats et recommandations issus des études EIES et CPR</li> <li>- Assure le suivi des aspects environnementaux dans le cadre des prestations de la mission de contrôle et de supervision des travaux ;</li> <li>- Produit des rapports trimestriels sur le suivi social et environnemental (niveau d'exécution, contraintes, recommandations)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bac + 5 Minimum dans les domaines des sciences de l'environnement, des sciences de la terre ou équivalent</li> <li>- Avoir au moins 05 ans d'expérience dans la gestion environnementale et sociale des programmes et projets financés par les bailleurs de fonds</li> <li>- Avoir une bonne connaissance des politiques de sauvegarde environnementales et sociales de la banque mondiale</li> <li>- Capacité à travailler dans un environnement ne tenant pas compte de la différence culturelle, de genre, de religion, de race, de nationalité et de sensibilité ;</li> <li>- Avoir de bonnes capacités de communication et de travail en équipe</li> <li>- Avoir une bonne connaissance des outils informatiques (WORD ; EXCEL : POWER POINT)</li> </ul>

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
8. Spécialiste en suivi-évaluation	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Participe à l'élaboration des plans de travail du programme</li> <li>- Assure la mise en place et l'administration du système d'information et de suivi-évaluation du programme</li> <li>- Elabore un cadre de références (contrat de performance) permettant à chaque partie (secteur) d'avoir un tableau de bord spécifique ;</li> <li>- Assure la mise en place et anime le plan de suivi/évaluation du programme</li> <li>- Conçoit et diffuse les outils de collecte et de traitement de données adaptés aux besoins de suivi</li> <li>- Contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan de formation du programme</li> <li>- Conduire les travaux d'analyse d'impact socioéconomique du programme</li> <li>- Assure la préparation des rapports d'activités trimestriels, semestriels et annuels du programme</li> <li>- Coordonne les missions d'évaluation externe du programme</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bac+5 en Sciences Sociales ou Ingénieur Statisticien ;</li> <li>- Expérience avérée d'au moins cinq (5) ans en suivi-évaluation des programmes/projets de développement ;</li> <li>- Capacité d'analyse et de prospective socioéconomique ;</li> <li>- Capacité de planification participative axée sur les résultats et d'organisation ;</li> <li>- Maîtrise des outils de suivi-évaluation en particulier des outils informatiques ;</li> <li>- Capacités rédactionnelles en français ;</li> <li>- Aptitude à travailler en équipe.</li> <li>-</li> </ul>

## 7 REVUE DU DISPOSITIF DE SUIVI-EVALUATION

L'ASER dispose d'un manuel de suivi évaluation qui a été élaboré en 2013 avec l'appui financier de la Banque mondiale et l'appui technique et logistique du Gouvernement du Sénégal.

Le travail de revue que nous avons réalisé nous permet de conclure que le manuel est très complet car décrivant de manière détaillée :

- Les objectifs et résultats du système de SE ;
- Le cadre stratégique du secteur de l'électrification rurale ;
- La chaîne logique et la chaîne de résultats de l'agence ;
- La liste exhaustive des indicateurs de mesure et de suivi des résultats de l'agence : indicateurs de réalisation, résultats intermédiaires, indicateurs d'effet et d'impact,
- Le dispositif de suivi des résultats : suivi d'exécution, suivi des résultats intermédiaires, suivi des effets et des impacts ;
- Les outils de collecte et de gestion de l'information sur les indicateurs : tableaux de bord de suivi technique et financier des PTA, tableaux de bord de suivi des résultats intermédiaires, tableaux de bord de suivi des effets et des impacts ;
- Le dispositif d'évaluation des effets et de l'impact : bilan et revues annuels, revues à mi-parcours, évaluation finale, évaluation ex-post ;
- Les outils d'évaluation des effets et d'impact : questionnaire d'enquête d'impact, questionnaire groupement appuyés, questionnaire bénéficiaires, fiche d'information sur la commune bénéficiaire, fiche d'information sur le village bénéficiaire, fiche d'information concession, fiche d'information opérateur et SENELEC, etc.
- L'analyse des données et le rapportage (semestriel, annuel) ;
- La répartition des rôles et des responsabilités entre les différents acteurs du SSE : ASER, Concessionnaires/Opérateurs, Direction de l'Electricité, Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), DCEF, ENDA, Représentants des bénéficiaires, etc.
- Le système d'information de SE du sous-secteur de l'électrification rurale qui constitue l'épine dorsale du SSE.

Il ne nous semble pas nécessaire d'élaborer un dispositif spécifique de suivi-évaluation au Plan de Transformation (PT) et des PTA. En effet, nous estimons que le manuel actuel de suivi-évaluation de l'agence devrait être mis à jour (ou révisé) en intégrant les besoins spécifiques du PT.

La mise à jour du manuel de suivi-évaluation devrait ainsi prendre en compte les éléments suivants :

- Les évolutions du cadre stratégique et institutionnel du secteur de l'électrification rurale ;
- Le Plan Stratégique de Développement (PSD) 2018-2021 validé de l'ASER,
- Le document de formulation du programme d'investissement « SE4All » et le prospectus d'investissement déjà élaborés,
- Le Document de formulation du Plan opérationnel, en particulier le cadre de mesure et de suivi de ses résultats.

Ci-dessous le cadre de mesure et de suivi des indicateurs du programme.

Tableau 68: cadre de mesure et de suivi des indicateurs du programme

	Logique d'intervention	Indicateurs objectivement vérifiables	Sources et moyens de vérification	Hypothèses
Objectif général	Contribuer aux objectifs du Plan Sénégal Emergent (PSE) à l'horizon 2025 visant entre autres l'accès universel des populations à l'énergie, en particulier aux services électriques	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Taux de couverture</li> <li>- Taux d'accès</li> </ul>	Rapport SIE 2023	
Objectifs spécifiques	<p><b>OS1</b> : Accès universel à l'électricité des populations en milieu rural, dans une optique d'équilibre et pour un développement local durable</p> <p><b>OS2</b> : Contribuer à l'électrification intégrale des infrastructures sociales de base</p> <p><b>OS3</b> : Contribuer à la promotion des usages productifs et activités génératrices de revenus menées par des hommes et des femmes</p> <p><b>OS4</b> : Renforcer les capacités du personnel du programme</p> <p><b>OS5</b> : Mettre en place un dispositif de suivi évaluation</p>			
Résultats attendus	<p><b>R1</b> : Les populations ont accès à un service électrique abordable, fiable et durable ;</p> <p><b>R2</b> : L'électrification intégrale des infrastructures sociales de base</p> <p><b>R3</b> : Contribuer à la promotion des usages productifs et activités génératrices de revenus menées par des hommes et des femmes ;</p> <p><b>R4</b> : Les capacités d'intervention des différents acteurs sont renforcées</p> <p><b>R5</b> : un dispositif de suivi évaluation mis en place</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Au moins 13 819 localités seront couvertes au plus tard en en décembre 2023 soit 100% des localités rurales et 2 997 937 hbts ont accès à un service électrique soit 85% de la population à l'horizon 2023.</li> <li>✓ Réseau 8445</li> <li>✓ Mini-Réseau PV 1019</li> <li>✓ PV Autonome 4355</li> </ul>	Rapports d'activités (2020 -2023) de l'Agence.	

	<b>Logique d'intervention</b>	<b>Indicateurs objectivement vérifiables</b>	<b>Sources et moyens de vérification</b>	<b>Hypothèses</b>
Activités clé à développer	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Mise en place d'un Comité interministériel multisectoriel (CIMES)</li> <li>- Un comité de pilotage est mis en place et implique les partenaires d'exécution du programme</li> <li>- Identification des localités à électrifier</li> <li>- Réaliser les études préalables</li> <li>- Fournir et installer les équipements</li> <li>- Assurer l'information et la sensibilisation des populations en milieu rural</li> <li>- Assurer le suivi évaluation des indicateurs du programme</li> </ul>	<p>Moyens :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Un directeur de programme ;</li> <li>- Un spécialiste en gestion financière ;</li> <li>- Un spécialiste en passation des marchés ;</li> <li>- Un Ingénieur électricien (spécialiste en électrification rurale) ;</li> <li>- Un spécialiste en communication ;</li> <li>- Un spécialiste en genre ;</li> <li>- Un Spécialiste en gestion environnementale et sociale ;</li> <li>- Un spécialiste en suivi-évaluation.</li> <li>-</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Les documents de suivi évaluation du Projet sont les sources d'information références sur le déroulement des activités</li> <li>- L'enveloppe budgétaire nécessaire est mobilisé</li> </ul>	

### 7.1. L'évaluation des besoins en renforcement des capacités

Dans le cadre du financement MCA, l'ASER a élaboré, un plan de renforcement de capacités de son personnel, des concessionnaires et des bénéficiaires (groupements de femmes et PME/PMI ruraux) afin d'assurer la mise en œuvre efficace de ses missions, objectifs et activités.

Le plan de renforcement de capacités couvre les cinq (05) domaines suivants :

- Gestion technique ;
- Modélisation économique et financement de l'ER ;
- Régulation, Politique et Cadre réglementaire ;
- Administration, Communication et Gestion de projet ;
- Acquisition d'équipements et d'outils.

### 7.2. Plan de renforcement des capacités et coût

Le coût global du plan de renforcement des capacités est estimé à 1 461 000 Dollars US soit l'équivalent de 866 898 960 FCFA<sup>3</sup>.

Le tableau 69 ci-dessus donne la décomposition de ce coût global par domaines de renforcement de capacités.

Tableau 69: Synthèse des besoins en renforcement de capacités de l'ASER

ID	Composantes (Work Packages)	Bénéficiaires	Budget Prévu (\$ US)	Planning
1	WP RENFORCEMENT CAPACITES TECHNIQUES	ASER, Concessionnaires, populations	560 000	2019-2020
2	WP RENFORCEMENT CAPACITES EN MODELISATION ECONOMIQUE & FINANCEMENT DE L'ER	ASER, Concessionnaires, PREM promoteurs	220 000	2020-2021
3	WP RENFORCEMENT CAPACITES EN REGULATION, POLITIQUE & CADRE REGLEMENTAIRE	ASER, Concessionnaires	380 000	2020-2021
4	WP RENFORCEMENT CAPACITES EN ADMINISTRATION, COMMUNICATION & GESTION DE PROJET	ASER	201 000	2020
5	WP ACQUISITION EQUIPEMENTS & OUTILS	ASER	100 000	2019-2020
<b>COUT TOTAL</b>			<b>1 461 000 USD</b>	

Le plan de renforcement de capacités est présenté de manière détaillée dans le tableau qui suit.

<sup>3</sup> 1 Dollar US = 593, 36 FCFA

Tableau 70: Plan renforcement de capacités de l'ASER

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
<b>WP RENFORCEMENT CAPACITES TECHNIQUES</b>					
1	Mise en place d'un Système d'assurance qualité et acquisition d'outils de monitoring à distance des performances des systèmes isolés (mini-réseaux et systèmes solaires individuels ou communautaires), Exemple : Odyssey & Formation des utilisateurs (ASER & Concessionnaires)	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	300 000	2019-2020	Un système d'AQ opérationnel est mis en place et les bénéficiaires formés
2	Renforcements capacités en déploiement et exploitation des réseaux mono ou biphasé comme solutions d'électrification rurale à moindre coût	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	50 000	2020	10 personnes formées
3	Formation sur les technologies « smart grid » et « smart metering » applicables aux systèmes off-grid (mini-réseaux) et on-grid	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	50 000	2020	10 personnes formées
4	Benchmarking et veille technologique dans le domaine des EnR (Stockage, systèmes connectés au réseau, etc.). Format "Study Tour" auprès de fabricants. L'objectif étant d'identifier des solutions technologiques adaptées permettant une réduction des couts et la fourniture d'un service durable	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	60 000	2020	12 pers bénéficiaires d'un visiting program et des solutions identifiées
	Séminaires de formation pratique techniciens installateurs et de maintenance (appui aux centres de formation existants), avec prise en compte de la dimension genre dans la sélection des candidats	ASER Concessionnaires Populations locales	100 000	2020-2021	100 personnes formées
		<b>TOTAL</b>	<b>560 000</b>		
<b>WP RENFORCEMENT DES CAPACITES EN MODELISATION ECONOMIQUE ET FINANCEMENT DE L'ER</b>					
1	Modélisation économique et financière appliquée au secteur de l'énergie	DEL, SEP, ASER, SPE Concessionnaires	30 000	2020	16 personnes formées
2	Formation en « business-développement » pour accompagner le développement de l'entrepreneuriat féminin en milieu rural (ASER, PME /PMI, GPF)	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	60 000	2020	30 Promoteurs formés
3	Budgétisation et fiscalité de projet d'énergie	DEL, CEP, ASER, SPE	30 000	2020	6 personnes formées

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
		Concessionnaires			
4	Elaboration et déploiement d'un modèle informatisé pour la détermination et l'actualisation des coûts de référence par technologie d'ER et détermination du coût actualisé du LCOE	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	50 000	2020	un modèle est disponible et utilisé par l'ASER
5	Formation en PPP, Mécanismes de Financements innovants de l'ER	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	50 000	2020-2021	10 personnes formées
		<b>TOTAL</b>	<b>220 000</b>		
<b>WP RENFORCEMENT DES CAPACITES EN REGULATION, POLITIQUE ET CADRE REGLEMENTAIRE</b>					
1	Formation sur la régulation (secteur de l'électricité)	ASER Concessionnaires	30 000	2020	16 personnes formées
2	Formation des acteurs sur les directives opérationnelles du MCA applicables à l'électrification rurale, en matière de sauvegarde environnementale et sociale	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	30 000	2020	16 personnes formées
3	Formation en Assurance Qualité /Contrôle Qualité, Hygiène-Sécurité-Environnement,	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	25 000	2020	15 personnes formées
4	Appui pour la mise en place d'un dispositif qualité au niveau de l'ASER	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	150 000	2020-2021	Démarche qualité existe et est certifiée
5	Formation en Leadership et conduite du changement	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	25 000	2020	20 personnes sont formés
6	Formation en « Contract Management »	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	30 000	2020	6 personnes formées
7	Formation en Genre-Energie et son intégration dans les politiques et programme énergétiques	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	40 000	2020	15 personnes formées
8	Développement d'un outil de simulation tarifaire qui sera mis à la disposition de tous les porteurs de projets en vue de l'analyse économique et financière de leur projet. Un tel outil facilite la tâche pour tous y compris ASER et CRSE qui devront se prononcer soit sur le tarif à appliquer ou sur la compensation à offrir en cas d'application de l'harmonisation tarifaire	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	50 000		
		<b>TOTAL</b>	<b>380 000</b>		
<b>WP ADMINISTRATION, COMMUNICATION ET GESTION DU PROGRAMME</b>					
1	Formation en gestion axée sur les résultats et acquisition d'outils informatique de gestion de projets	DEL, CEP, ASER, SPE	22 000	2020	20 personnes formées

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
2	Formation en passation de marché (procédures MCA, etc.)	DEL, CEP, ASER, SPE	42 000	2020	20 personnes formés
3	Outil de Gestion Prévisionnelle des Emplois et des Compétences	ASER	10 000	2020	4 personnes formées
4	Formation en Knowledge Management & communication digitale	DEL, CEP, ASER, SPE	30 000	2020	4 personnes formées
5	Formation en technique Communication pour grand public	ASER, DEL, CEP	22 000	2020	15 personnes formées
6	Etude et Mise en place d'un dispositif informatisé de gestion des réclamations	ASER, CCOM, Concessionnaires	75 000	2020	1 Dispositif conçu et mis en place
		<b>TOTAL</b>	<b>201 000</b>		
<b>WP ACQUISITION D'EQUIPEMENT ET OUTILS</b>					
1	Renforcements des capacités du SIG de l'ASER (Acquisition Serveur, upgrade logiciel ArcGIS, équipements GPS, Plotter, tablettes, logiciels traitement d'images et Photo aériennes), acquisition et utilisation drones	ASER	50 000	2019-2020	Equipements sont acquis et le personnel formé sur l'utilisation
2	Acquisition de logiciels d'étude et de planification Homer pro, (PVSOL, CAMELIA, JOVE, RETSCREEN PRO,) GEOSIM, (GISELEC etc) & Formation du personnel de l'ASER	ASER/ DOER, DEP	50 000	2019-2020	Logiciels sont achetés et personnel formé sur l'utilisation
		<b>TOTAL</b>	<b>100 000</b>		

## 8 COUT ET FINANCEMENT DU PROGRAMME

### 8.1 Hypothèses techniques

Dans le cadre du présent programme d'investissement, quelques hypothèses sont retenues :

- Les distances de raccordement entre village et ligne MT sont calculées à vol d'oiseau ;
- Les puissances de Transformateur MT/BT à utiliser sont celles normalisées par Senelec : 25 kVA, 50 kVA, 100 kVA et 160 kVA ;
- Longueur moyenne BT dans un village : 2 km. Dans ce cadre une moyenne de 60% des longueurs BT est en 3x35 + 54,6 + 16 mm<sup>2</sup> aluminium (Alu) et 40% en 3x70 + 54,6 + 16 mm<sup>2</sup> aluminium (Alu) ;
- Longueur maximale des départs BT sont de 2 km à partir du poste MT/BT à condition de ne pas dépasser une chute de tension maximale de 10% ;

### 8.2 Coûts de référence

Pour la détermination des investissements nécessaires à la réalisation du programme, des couts de références indiqués dans les tableaux ci-dessous ont été utilisés :

- Fourniture et pose réseau MT aérien 30kV - 54,6 mm<sup>2</sup> Almélec

Tableau 71 Fourniture et pose réseau MT aérien 30kV - 54,6 mm<sup>2</sup> Almélec

DESCRIPTION	NBRE	UNITE	PU	PT (FCFA)
Plan itinéraire, profil en long et plan de récolement	1	km	712 906	712 906
Travaux de piquetage	1	km	262 300	262 300
Poteau béton Simple B-1250 12m	2	u	491 809	983 618
Poteau béton Simple AR-400 12m	6	u	271 277	1 627 664
Poteau béton Simple B-1600 12m	2	u	547 922	1 095 845
Poteau béton Simple B-2000 12m	1	u	614 431	614 431
Armement simple ancrage e=1'70m + chaîne d'isolateurs + manchons ancrage	2	u	221 186	442 373
Armement double ancrage e=1'70m + chaîne d'isolateurs + manchons ancrage	3	u	408 949	1 226 846
Armement complet rigide avec 3 isolateurs VHT 37 + 3 attaches	6	u	370 554	2 223 323
IACM 200 A 36 kV + plateforme de manœuvre + commande + mise à la terre	1	u	901 926	901 926
Câble Almelec 54,6 mm <sup>2</sup> y compris jonction et réalisation	3	km	567 347	1 702 041
Total fourniture et pose réseau MT aérien 54,6 mm <sup>2</sup> almelec				11 793 273
Source :Senelec/ASER				

- Poste Haut de Poteau sans le Transformateur

Tableau 72 Poste Haut de Poteau sans le Transformateur

	DESIGNATION	QTE	UNIT	P U HT HD	PT HT HD
	<b>Poste Haut de poteau sans le transformateur</b>				
1	Support béton B2000 12m + plate-forme de manoeuvre	1	u	825 000	825 000
2	Armement Simple Ancre	1	u	185 226	185 226
3	Parafoudre (jeu de 3+cornière galvanisée + accessoires au complet)	1	u	210 000	210 000
4	Support de transfo H61 + accessoires au complet	1	u	60 500	60 500
5	Disjoncteur haut de poteau + commande+ accessoires au complet	1	u	450 000	450 000
6	Coffret EP + contacteur + gaine de remontée + accessoires au complet	1	u	175 000	175 000
7	Câble BT-HN33S33-3x95+50mm <sup>2</sup>	8	m	7 197	57 576
8	Câble BT HN33S33-4x16mm <sup>2</sup>	10	m	4 412	44 120
9	Mise à la terre des masses R<15ohms + accessoires au complet	1	u	99 729	99 729
10	Mise à la terre du neutre R<15ohms + accessoires au complet	1	u	99729	99729
	<b>Total Poste sans le transformateur</b>				<b>2 206 880</b>

- Réseau de distribution Basse Tension du Village

Tableau 73 Réseau de distribution Basse Tension du Village

DESIGNATION	QTE	UNITE	PU (FCFA)	PT (FCFA)
Etat des lieux, Etude de réseau & établissement des plans	1	ff	431 980	431 980
Piquetage du réseau	1 000	ml	67	67 000
Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	18	u	98 706	1 776 700
Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	6	u	158 696	952 176
Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	5	u	189 784	948 921
Poteau Béton 10 B 1250 (remonté câble)	1	u	417 356	417 356
Câble préassemblé 3x70+54,6+25 (Alu)	300	ml	2 622	786 525
Câble préassemblé 3x35+54,6+16 (Alu)	750	ml	1 701	1 275 500
Ens. Suspension 54-14	20	u	4 108	82 162
Ens. Ancre simple 54-10	8	u	6 090	48 719
Ens. Ancre double 54-10	6	u	12 637	75 824
Lanterne EPA 125	10	u	49 493	494 926
Mise à la terre du neutre	4	u	41 547	166 187
Accessoires de raccordement et divers	1	ens.	281 720	281 720
Prix moyen pour 1 km Réseau BT aérien				7 805 695
Source : Senelec /ASER				

Coût de 1 km liaison BT Préassemblé 70 mm<sup>2</sup> Almélec

Tableau 74: Coût de 1 km liaison BT Préassemblé 70 mm<sup>2</sup> Almélec

DESIGNATION	Qté	Unité	TOTAL	
			PU	Total
Etat des lieux, Etude de réseau & établissement des plans (plans d'études et de recollement)	1	ff	431 980	431 980
Piquetage du réseau	1 000	m	67	67 000
Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	18	u	98 706	1 776 700
Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	6	u	158 696	952 176
Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	5	u	189 784	948 921
Câble préassemblé 3x70+54,6+25 (Alu)	1 000	m	2 622	2 621 750
Ens. Suspension 54-14	20	u	4 108	82 162
Ens. Ancre simple 54-10	8	u	6 090	48 719
Ens. Ancre double 54-10	6	u	12 637	75 824
Mise à la terre du neutre	4	u	41 547	166 187
Accessoires de raccordement et divers (cosses, connecteurs, manchons, capot d'extrémité, EJAS, EJRT70/35, EJRT35/35)	1	ens	281 720	281 720

Coût liaison 1 km Préassemblé 70 mm <sup>2</sup> (Alu)				7 453 138
Source Senelec/ASER				

Tableau 75: Coût des transformateurs

Type Transfo	PU FCFA HTVA
Transformateur H6I 25kVA	1 200 000
Transformateur H6I 50kVA	1 600 000
Transformateur H6I 100kVA	1 800 000
Transformateur H6I 160kVA	2 300 000

Source : Senelec/ASER

Tableau 76 Coût des kits solaires

Kits Solaire	
Coût moyen d'un SHS : 839 000 FCFA HTVA	
Rubrique	Valeur moyenne
Source d'énergie	52%
Installation intérieure	48%

### 8.3 Technologies à moindre coût

Dans la phase de finalisation du présent rapport, il est proposé d'envisager l'utilisation des technologies à moindre coût pour le Département de Mbour. Il s'agit notamment de la mise en œuvre de la technologie des réseaux monophasés qui a été généralisée dans la concession d'électrification de Mbour.

En l'absence de données sur les coûts de référence détaillés de cette innovation, il est recommandé d'inclure l'évaluation de l'impact de cette approche dans la phase des études d'avant projet détaillé qui vont être réalisées au démarrage du programme.

## 8.4 Résultats

### 8.4.1 Programme de finalisation du PNUER

Ce programme comprend deux volets, avec un sous-programme finalisation des dorsales identifiées et en réserves. Il s'agit d'un volet structurant du programme d'Accès universel SE4ALL en ce sens que de sa réalisation dépend toute la stratégie de raccordement au réseau de la grande majorité des localités ciblées dans la Phase 3 du programme.

#### 8.4.1.1 Sous-Programme 2.1 Finalisation des dorsales

Ce programme a déjà démarré et devrait se poursuivre pour établir la base nécessaire pour une couverture du pays. Les longueurs à réaliser et les coûts correspondants par département sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 77: Dorsales à réaliser dans la sous-composante 2.1

Départements	Longueur dorsales à réaliser Kms	Investissements - FCFA
BAKEL	39	509 524 885
BAMBEY	26	335 957 207
BANDAFASSI	50	652 639 284
BIGNONA	98	1 285 913 517
BOUNKILING	58	755 321 286
DAGANA	79	1 037 485 982
DIOURBEL	9	115 316 137
FATICK	19	247 573 941
FOUNDIOUGNE	71	922 953 373
GOSSAS	20	255 050 834
GOUDIRY	107	1 405 360 655
GOUDOMP	31	408 902 845
KAFFRINE	45	582 555 839
KAOLACK	10	128 314 988
KEBEMER	13	173 626 378
KOUNGUEUL	42	545 520 120
LINGUERE	30	397 984 961
MBOUR	23	304 922 685
NIORO DU RIP	53	693 396 544
PODOR	10	130 286 324
SAINT LOUIS	35	460 952 057
TAMBACOUNDA	36	475 842 827
TIVAOUNE	115	1 507 013 396
VELINGARA	5	66 966 598
ZIGUINCHOR	54	701 914 928
<b>Total général</b>	<b>1 078</b>	<b>14 101 297 590</b>

#### 8.4.1.2 Sous-Programme 2.2 : Finalisation des projets en cours

La situation de référence fait apparaître un nombre de 3213 localités inscrit dans les projets en cours de réalisation dont les financements nécessaires sont déjà identifiés. Plusieurs intervenants (ASER, SENELEC, PUDC, etc.) concourent à la finalisation de ce sous-programme. Une bonne coordination pour éviter les doublons et accroître l'efficacité des intervenants qui se retrouvent souvent dans la même zone, et parfois dans la même localité.

Tableau 78 Projets à finaliser

Région	Nb de projet à finaliser	Population couvert
DAKAR	1	957
DIOURBEL	301	119 639
FATICK	270	159 107
KAFFRINE	199	133 817
KAOLACK	420	196 354
KEDOUGOU	102	51 096
KOLDA	485	241 707
LOUGA	228	56 916
MATAM	102	61 040
SAINT-LOUIS	78	24 985
SEDHIOU	213	118 921
TAMBACOUNDA	360	179 961
THIES	319	105 744
ZIGUINCHOR	135	53 539
<b>Total général</b>	<b>3213</b>	<b>1 503 782</b>

#### 8.4.2 Programme de finalisation du PNUER

Ce programme constitue la montée en puissance vers l'accès universel en 2025 et comprend trois sous-composantes :

##### 8.4.2.1 Sous-Programme 3.1: Electrification par extension du réseau MT existant

Cette sous-composante vise à raccorder 8444 localités permettant de couvrir 2 532 737 personnes soit environ 262 416 ménages à l'horizon 2023. L'expérience dans la mise en œuvre de ce type de programme est très forte au sein de l'ASER. Les procédures de passation de marchés, de suivi et de contrôle des travaux sont bien maîtrisées. L'enjeu majeur sera la coordination des travaux importants qui sont nécessaires. La capacité du secteur privé local dans ce domaine permet de croire qu'il s'agit d'une opportunité de création d'emploi dans le secteur avec un investissement total de 495 milliards de FCA (hors les dorsales).

Tableau 79: Synthèse du Sous-Programme

Puissance (kVA)	207 522
Taux de charge	65%
Population (2018)	2 532 759
Ménage (2018)	262 424
Clients monophasé	257 423
Clients Triphasé	9 697
Transformateur H61 25kVA	4 996
Transformateur H61 50kVA	3 026
Transformateur H61 100kVA	384
Transformateur H61 160kVA	39
<b>Puissance Trfo H61 KVA</b>	<b>320 840</b>

On note que la réalisation de sous-programme va requérir une demande en puissance de l'ordre de 321 MW qui devra être disponible sur le réseau SENELEC. Cette importante demande supplémentaire corrobore la pertinence de la stratégie Gas-to-Power envisagée par le Gouvernement du Sénégal dans sa politique de valorisation des importantes ressources en gaz naturel mise en évidence.

L'investissement nécessaire pour cette sous-composante décompose comme suit :

Tableau 80: Alimentation MT

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Alimentation MT	Plan itinéraire, profil en long et plan de récolement	km	712 906	25 618	18 262 863 600
	Travaux de piquetage	km	262 300	25 618	6 719 470 250
	Poteau béton Simple B-1250 12m	u	491 809	51 235	25 197 829 357
	Poteau béton Simple AR-400 12m	u	271 277	153 705	41 696 688 375
	Poteau béton Simple B-1600 12m	u	547 922	51 235	28 072 799 589
	Poteau béton Simple B-2000 12m	u	614 431	28 022	17 217 572 172
	Armement simple ancrage e=1'70m + chaîne isolateur + manchons d'ancrage	u	221 186	51 235	11 332 489 047
	Armement double ancrage e=1'70m + chaîne isolateur + manchons d'ancrage	u	408 949	76 853	31 428 731 888
	Armement complet rigide avec 3 isos VHT 37 + 3 attaches	u	370 554	153 705	56 955 979 514
	IACM 200 A 36KV + plateforme de manœuvre + commande + mise à la terre	u	901 926	8 445	7 616 768 448
	Câble Almelec 54,6 y compris jonction et réalisation	km	567 347	76 853	43 602 044 924
	<b>Sous-total Alimentation MT</b>				

Tableau 81: Poste aérien H61 à réaliser

Poste Aérien H61	Support béton B2000 12m + plate-forme de manœuvre	u	825 000	8 445	6 967 125 000
	Armement Simple Ancrage	u	221 186	8 445	1 867 915 770
	Parafoudre (jeu de 3+cornière galvanisée + accessoires au complet)	u	210 000	8 445	1 773 450 000
	Support de transfo H61 + accessoires au complet	u	60 500	8 445	510 922 500
	Disjoncteur haut de poteau + commande+ accessoires au complet	u	450 000	8 445	3 800 250 000
	Coffret EP + contacteur + gaine de remontée + accessoires au complet	u	175 000	8 445	1 477 875 000
	Câble BT-HN33533-3x95+50mm <sup>2</sup>	m	7 197	67 560	486 229 320
	Câble BT HN33533-4x16mm <sup>2</sup>	m	4 412	84 450	372 593 400
	Mise à la terre des masses R<15ohms + accessoires au complet	u	99 729	8 445	842 211 405
	Mise à la terre du neutre R<15ohms + accessoires au complet	u	99 729	8 445	842 211 405
<b>Sous-total Poste Aérien H61</b>					<b>18 940 783 801</b>

Tableau 82: Transformateurs aérien H61 à réaliser

Transformateur Aérien H61	Transformateur H61 25kVA	u	1 200 000	4 996	5 995 200 000
	Transformateur H61 50kVA	u	1 600 000	3 026	4 841 600 000
	Transformateur H61 100kVA	u	1 800 000	384	691 200 000
	Transformateur H61 160kVA	u	2 300 000	39	89 700 000
<b>Sous-total Transformateur Aérien H61</b>					<b>11 617 700 000</b>

Tableau 83: Coût des Réseaux BT à réaliser dans les localités

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Réseau BT (2 km/village en moyenne)	Etat des lieux, Etude de réseau & établissement des plans	ff	431 980	16 890	7 296 137 978
	Piquetage du réseau	ml	67	16 890 000	1 131 630 000
	Poteau Béton 9 AR 150 ( alignement)	u	98 706	304 020	30 008 456 245
	Poteau Béton 9 AR 400 ( angle)	u	158 696	101 340	16 082 245 251
	Poteau Béton 9 AR 650 ( arrêt )	u	189 784	84 450	16 027 268 637
	Poteau Béton 10 B 1250 (remonté câble)	u	417 356	16 890	7 049 140 131
	Câble préassemblé 3x70+54,6+25	ml	2 622	5 067 000	13 284 407 250
	Câble préassemblé 3x35+54,6+16	ml	1 701	12 667 500	21 543 195 000
	Ens. suspension 54-14	u	4 108	337 800	1 387 709 492
	Ens.ancrage simple 54-10	u	6 090	135 120	822 869 718
	Ens. ancrage double 54-10	u	12 637	101 340	1 280 670 320
	Lanterne EPA 125	u	49 493	168 900	8 359 308 496
	Mise à la terre du neutre	u	41 547	67 560	2 806 902 502
	Accessoires de raccordement et divers	ens.	281 720	16 890	4 758 248 753
<b>Sous-total Réseau BT (2 km/village en moyenne)</b>					<b>131 838 189 772</b>

Tableau 84: Coût des Branchements BT à réaliser

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
<b>Branchements BT</b>	Pince d'ancrage	u	500	267 120	133 560 000
	Connecteurs de branchement pour monophasé	u	1 400	514 846	720 784 400
	Connecteurs de branchement pour triphasé	u	2 028	38 788	78 662 064
	Cable de Branchement PA 2x16 mm <sup>2</sup> (monophasé)	mL	400	9 009 805	3 603 922 000
	Cable de Branchement PA 4x16 mm <sup>2</sup> (triphasé)	mL	1 984	339 395	673 359 680
	Potelet 4 m Acier Galvanisé de 45 X 45	u	13 225	267 120	3 532 662 000
	Queue de Conchon	u	1 200	267 120	320 544 000
	Tube PVC Ø 25 mm	mL	300	1 602 720	480 816 000
	Coude PVC Ø 25 mm	u	500	1 068 480	534 240 000
	Collier Atlas simple	u	300	2 136 960	641 088 000
	Bride de scellement	u	800	1 068 480	854 784 000
	Coffret comptage monophasé	u	8 000	257 423	2 059 384 000
	Coffret comptage triphasé	u	15 000	9 697	145 455 000
	Coffret comptage monophasé	u	14 000	257 423	3 603 922 000
	Compteur triphasé	u	43 621	9 697	422 992 837
	Main d'œuvre	ff	3 000	267 120	801 360 000
	<b>Sous-total Branchements BT</b>				<b>18 607 535 981</b>

Tableau 85 Coût des Installations intérieures

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
<b>Installations intérieures</b>	Disjoncteur Monophasé Bipolaire 5 - 15 A	u	17 240	257 423	4 437 972 520
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm <sup>2</sup>	mL	350	7 722 690	2 702 941 500
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm <sup>2</sup>	mL	550	7 722 690	4 247 479 500
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	1 287 115	1 544 538 000
	Douilles	u	1 000	1 287 115	1 287 115 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	1 287 115	2 574 230 000
	Pater en bois	u	500	257 423	128 711 500
	Prise de Courant	u	1 000	2 059 384	2 059 384 000
	Boîte de dérivation	u	1 200	1 544 538	1 853 445 600
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc )	Ens.	5 000	257 423	1 287 115 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	257 423	3 861 345 000
		<b>Sous-total Installations intérieures</b>			

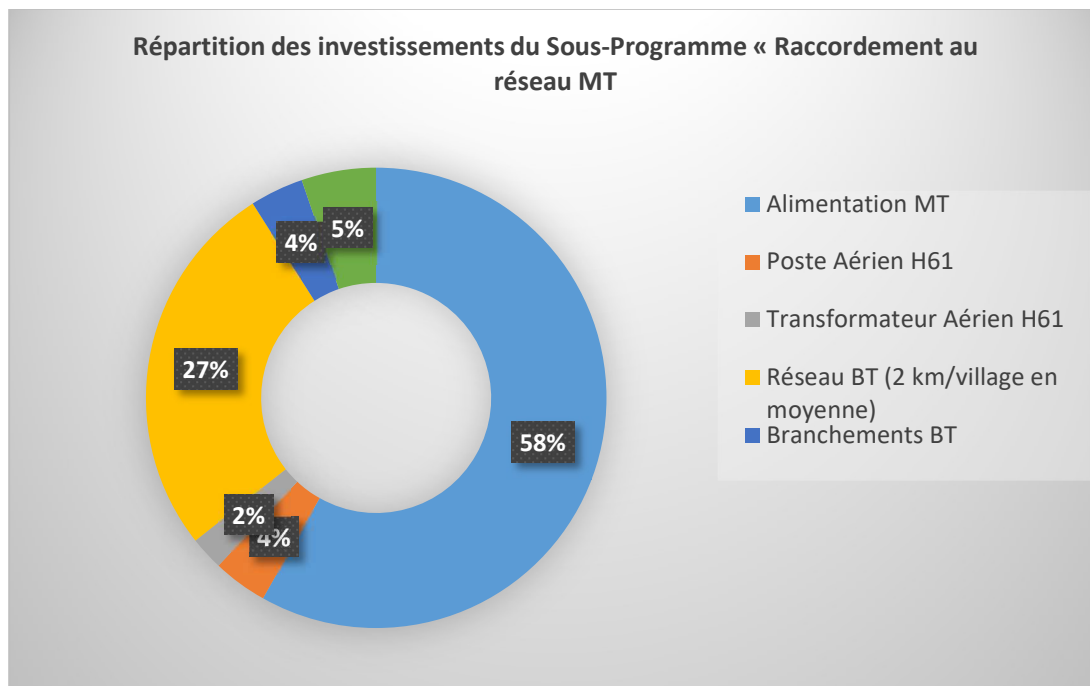


Figure 14: Répartition en % des investissements du Sous-Programme « Raccordement au réseau MT » :

#### 8.4.2.2 Sous-Programme 3.2: Electrification par mini-grid PV

Ce sous-programme comprend le volet mini-réseau PV (tout solaire). Le volume total des investissements de cette composante est de 105 337 367 675 FCFA. Cet investissement correspond à la réalisation de 1019 mini-grid PV permettant de couvrir 235 199 personnes à l'horizon 2023. Il concerne des hameaux situés loin du réseau avec une puissance appelée relativement faible comprise entre **25 kWc et 100 kWc** (voir fiche de dimensionnement par localités en Annexe).

Le retour d'expérience dans la mise en œuvre de ce type de projets reste encore limité aux seules expériences des projets réalisés par la GIZ dans le cadre des programmes ERSEN ou dans le cadre du Programme PUDC qui reste encore inachevé et de la SENELEC dans le cadre du programme KFW.

Une capitalisation de toutes ces expériences s'impose au démarrage de cette sous-composante pour tirer les meilleures pratiques en vue de plus d'efficacité.

Tableau 86: Coût des Equipements de production énergétique :

Bordeau quantitatif du matériel prévu pour 1019 villages				LES 39 DEPARTEMENTS	
Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Equipement de production énergétique	Champ photovoltaïque	KWc	600 000	26 605	15 962 793 497
	Onduleur chargeur	kW	415 711	32 437	13 484 428 313
	Onduleur réseau	kW	98 374	25 842	2 542 175 127
	Groupe électrogène 25 kVA	U	4 526 100	0	0
	Groupe électrogène 50 kVA	U	6 252 227	0	0
	Groupe électrogène 75 kVA	U	7 170 797	0	0
	Groupe électrogène 100 kVA	U	10 000 000	0	0
	Cuve de stockage carburant groupe électrogène (500 litres)	Ens	129 000	0	0
	Cuve de stockage carburant groupe électrogène (1000 litres)	Ens	162 000	48	7 776 000
	Batterie 2 V /3000 Ah C10 (6 kWh)	U	425 000	30 024	12 760 200 000
Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	6 713 605 940	

Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	2 237 868 647
<b>Sous-total Equipement de production énergétique</b>				<b>53 708 847 524</b>

Tableau 87: Coût des Equipements de commande et de synchronisation

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
<b>Equipement de commande et synchronisation</b>	Câblage et accessoire (5% du coût PV)	Ens	2%	2%	319 255 870
	Equipement de synchronisation (5% PV + Onduleur +Batterie)	Ens	5%	5%	2 237 479 847
	Equipement de commande & protection (5% PV + Onduleur +Batterie)	Ens	5%	5%	2 237 479 847
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	719 132 335
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	239 710 778
	<b>Sous-total Equipement de commande et synchronisation</b>				<b>5 753 058 676</b>

Tableau 88: Coût du Génie Civil

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
<b>Génie Civil</b>	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	36 135	5 420 250 000
	Local technique type 2 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	14 040	2 106 000 000
	Local gardien + toilette (mur agglo 15x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	16 304	2 445 600 000
	Structure Support Modules	Ens.kVvc	264 000	26 605	7 023 629 138
	Bloc Fondation support modules (longrine béton dosé 3500 kg/m2)	Ens.kVvc	75 000	26 605	1 995 349 187
	Mur de clôture (agglo 15x20x40 hauteur 1,8 m)	MI	15 000	130 680	1 960 200 000
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	3 142 654 249
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	1 047 551 416
	<b>Sous-total Génie Civil</b>				<b>25 141 233 991</b>

Tableau 89: Coût du Réseau BT

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
<b>Réseau BT</b> (2 km/village en moyenne)	Etat des lieux, Etude de réseau & établissement des plans	ff	431 980	2 038	880 374 731
	Piquetage du réseau	ml	67	2 038 000	136 546 000
	Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	u	98 706	36 684	3 620 913 785
	Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	u	158 696	12 228	1 940 533 796
	Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	u	189 784	10 190	1 933 900 147
	Poteau Béton 10 B 1250 (remonté cable)	u	417 356	2 038	850 571 201
	Câble préassemblé 3x70+54,6+25	ml	2 622	611 400	1 602 937 950
	Câble préassemblé 3x35+54,6+16	ml	1 701	1 528 500	2 599 469 000
	Ens. suspension 54-14	u	4 108	40 760	167 445 349
	Ens.ancrage simple 54-10	u	6 090	16 304	99 290 023
	Ens. ancrage double 54-10	u	12 637	12 228	154 529 669
	Lanterne EPA 125	u	49 493	20 380	1 008 660 196
	Mise à la terre du neutre	u	41 547	8 152	338 689 597

	Accessoires de raccordement et divers	ens.	281 720	2 038	574 145 113
	<b>Sous-total Réseau BT (2 km/village en moyenne)</b>				<b>15 908 006 557</b>

Tableau 90: Coût des Branchements BT

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Branchements BT	Pince d'ancrage	u	500	28 911	14 455 500
	Connecteurs de branchement pour monophasé	u	1400	55 694	77971600
	Connecteurs de branchement pour triphasé	u	2028	4 256	8631168
	Cable de Branchement PA 2x16 mm <sup>2</sup> (monophasé)	mL	400	974 645	389858000
	Cable de Branchement PA 4x16 mm <sup>2</sup> (triphasé)	mL	1984	37 240	73884160
	Potelet 4 m Acier Galvanisé de 45 X 45	u	13225	28 911	382347975
	Queue de Conchon	u	1200	28 911	34693200
	Tube PVC Ø 25 mm	mL	300	173 466	52039800
	Coude PVC Ø 25 mm	u	500	115 644	57822000
	Collier Atlas simple	u	300	231 288	69386400
	Bride de scellement	u	800	115 644	92515200
	Coffret comptage monophasé	u	8000	27 847	222776000
	Coffret comptage triphasé	u	15000	1 064	15960000
	Compteur monophasé	u	14000	27 847	389858000
	Compteur triphasé	u	43621	1 064	46412744
	Main d'œuvre	ff	3000	28 911	86733000
	<b>Sous-total Branchements BT</b>				<b>2 015 344 747</b>

Tableau 91: Coût des Installations intérieures

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Installations intérieures	Disjoncteur Monophasé Bipolaire 5 - 15 A	u	17 240	27 847	480 082 280
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm <sup>2</sup>	mL	350	835 410	292 393 500
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm <sup>2</sup>	mL	550	835 410	459 475 500
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	139 235	167 082 000
	Douilles	u	1 000	139 235	139 235 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	139 235	278 470 000
	Pater en bois	u	500	27 847	13 923 500
	Prise de Courant	u	1 000	222 776	222 776 000
	Boite de dérivation	u	1 200	167 082	200 498 400
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc )	Ens.	5 000	27 847	139 235 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	27 847	417 705 000
		<b>Sous-total Installations intérieures</b>			

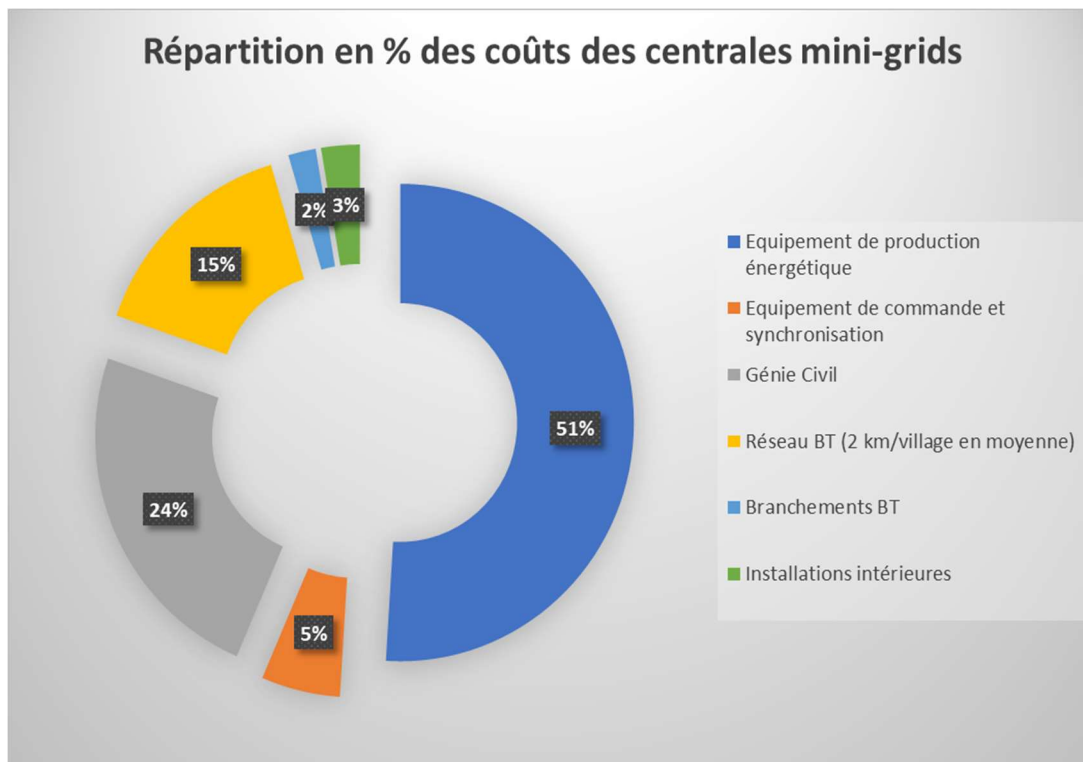


Figure 15: Répartition en % des coûts des centrales mini-grids

#### 8.4.2.3 Sous-Programme 3.3: Electrification par solutions décentralisées type SHS

Compte tenu du nombre important de petits hameaux loin du réseau, ce sous-programme constitue le complément indispensable vers l'accès universel et va permettre d'enrayer les inégalités vis-à-vis du droit à l'accès à l'énergie de chaque citoyen, partout où il vit et quel que soit le niveau de besoin énergétique qui lui est nécessaire pour améliorer sa condition de vie.

Aussi, ce sous-programme vise à mettre en œuvre de solutions décentralisées au profit de 230 000 habitants (correspondant à environ 29 694 ménages répartis dans 4356 Hameaux à travers toutes les régions du pays (Voir Figure 19).

Ce programme sera également mis à contribution pour l'électrification dans ces zones isolées des postes de santé, des écoles et lieux de culte.

Dans ce sous-programme, une contribution d'autres acteurs (ANER, opérateurs privés, ONG, etc.), dans le cadre d'une stratégie de diffusion concertée, est fortement recommandée étant entendu qu'il s'agit d'un domaine d'activités où ces acteurs interviennent depuis toujours.

Toutefois, afin d'éviter les difficultés observées sur la mauvaise qualité de certains produits qui sont actuellement sur le marché, une attention particulière sera accordée à la normalisation des types d'équipement aptes à la diffusion. La taille du marché potentiel correspondant à ce sous-programme, permet d'envisager des gains de coût dus à l'effet d'échelle du sous-programme, qui avoisine une puissance totale installée d'environ 4 MWc.

Le volume total des investissements de cette sous-composante est de 21 063 492 300 FCFA. Cet investissement se décompose comme suit :

Tableau 92 Coût de l'éclairage public

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Eclairage Public	Lampadaire solaire complet (Module 80Wc + Mât + Massif + Ens. lanterne EP + LED 18W)	U	718 000	6 604	4 741 672 000
	Transport + main d'œuvre	U	57 440	6 604	379 333 760
	<b>Sous-total Eclairage Public</b>				<b>5 121 005 760</b>

Tableau 93 Coût du volet production d'énergie

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Production d'énergie SHS	Ens. Module PV (100 Wc S2) + support	U	110 000	20 697	2 276 670 000
	Ens. Module PV (200 Wc S3) + support	U	180 000	11 044	1 987 920 000
	Onduleur (150W 12V S2)	U	40 000	20 697	827 880 000
	Onduleur (300W 12V S3)	U	60 000	11 044	662 640 000
	Batterie Gel (150 Ah 12V S2)	U	100 000	20 697	2 069 700 000
	Batterie Gel (300 Ah 12V S3)	U	200 000	11 044	2 208 800 000
	Régulateur de charge (15 A 12V S2)	U	20 000	20 697	413 940 000
	Régulateur de charge (25 A 12V S3)	U	35 000	11 044	386 540 000
	Transport + main d'œuvre	FF	60 000	31 741	1 904 460 000
	<b>Sous-total Production d'énergie SHS</b>				<b>12 738 550 000</b>

Tableau 94 Coût des installations intérieures

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Installations intérieures	Disjoncteur Monophasé Bipolaire 5 - 15 A	u	17 240	31 741	547 214 840
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm <sup>2</sup>	mL	350	952 230	333 280 500
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm <sup>2</sup>	mL	550	952 230	523 726 500
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	158 705	190 446 000
	Douilles	u	1 000	158 705	158 705 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	158 705	317 410 000
	Pater en bois	u	500	31 741	15 870 500
	Prise de Courant	u	1 000	253 928	253 928 000
	Boite de dérivation	u	1 200	190 446	228 535 200
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc )	Ens.	5 000	31 741	158 705 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	31 741	476 115 000
	<b>Sous-total Installations intérieures</b>				<b>3 203 936 540</b>

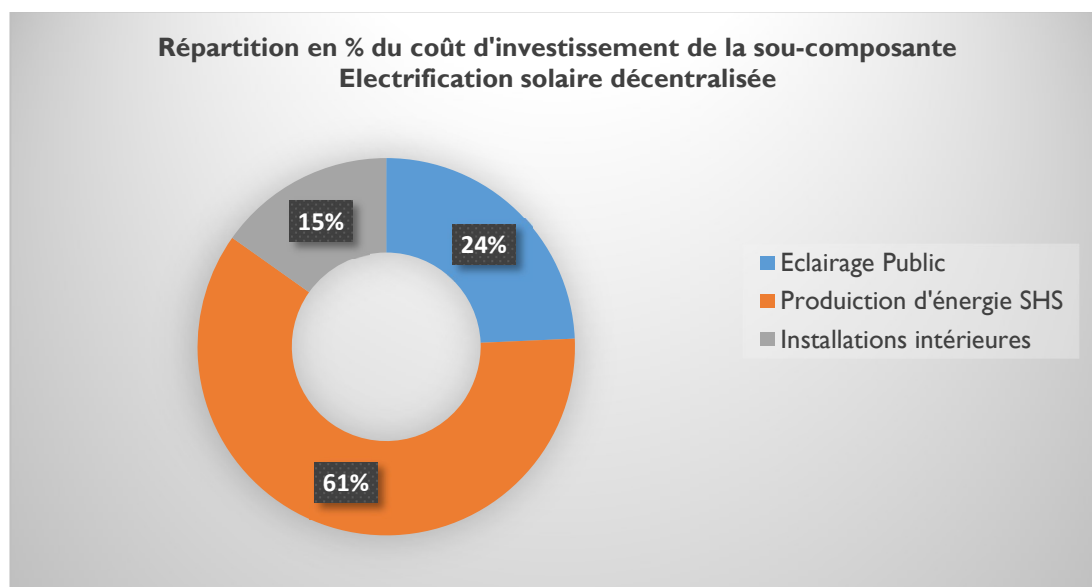


Figure 16: Répartition en % des coûts de la sous-composante PV autonome-SHS

On note que la part des investissements de ce volet destinée à production énergie est très élevée (62%) comparée aux deux autres volets (éclairage public et installations intérieures). Le prix unitaire du watt-crêt considéré pour la présente étude, pourrait connaître une baisse à l'instar du prix sur le marché mondial qui ne cesse de descendre depuis quelques années

### 8.4.3 Programme de densification de l'accès universel : 2023-2025

Cette phase du programme consistera à accroître le taux de pénétration dans les localités déjà électrifiées par réseau MT ou par mini-grid PV en procédant à la densification des réseaux existants. Il vise l'accès à l'électricité de **45 759** ménages à l'horizon 2025, répartis comme suit :

Tableau 95: Répartition par région du gap de ménages à électrifier en 2025

Région	Gap de ménages en 2025
DAKAR	54
DIOURBEL	3 601
FATICK	4 255
KAFFRINE	4 472
KAOLACK	3 556
KEDOUGOU	1 344
KOLDA	3 707
LOUGA	6 852
MATAM	1 842
SAINT-LOUIS	4 108
SEDHIOU	1 610
TAMBACOUNDA	3 428
THIES	5 682
ZIGUINCHOR	1 247
<b>Total général</b>	<b>45 759</b>

Sa mise en œuvre nécessitera à la fois des actions de communication, des stratégies d'incitation mais aussi un volet investissement qui va concerner essentiellement les installations intérieures.

**Le besoin de financement nécessaire pour la réalisation de ce programme est estimé à 7 806 947 450 FCFA, se répartissant comme suit :**

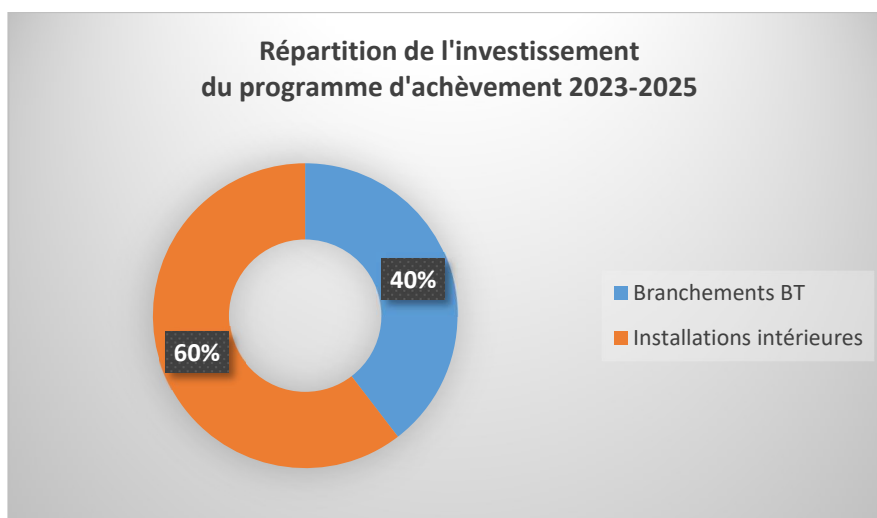


Figure 17: Répartition en % du coût du Programme d'achèvement

### 8.5 Synthèse des résultats

**Le coût de l'investissement du programme est estimé à 643 milliards de FCFA.** Une évaluation précise et détaillée, avec les quantitatifs, pour chaque département est jointe en annexe.

A cela s'ajoute les coûts de préparation du programme (études d'exécution) et les ressources de fonctionnement (notamment l'équipe de gestion du programme) estimés à 2,6% du montant de l'investissement, soit environ 17 milliards FCFA, portant le coût total général du programme à **660 milliards de FCFA**. Le **tableau 96** résume les coûts du programme :

Tableau 96: Coût du programme

<b>Rubriques</b>	<b>Besoin de financement (Millions FCFA)</b>
<i>Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)</i>	<b>16 085</b>
<i>Renforcement de Capacités</i>	<b>867</b>
<b>CAPEX</b>	<b>643 401</b>
<b>Dorsales MT</b>	<b>14 101</b>
<b>Raccordement au réseau MT</b>	<b>495 092</b>
- <i>Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)</i>	<i>318 662</i>
- <i>Reseaux BT</i>	<i>131 838</i>
- <i>Branchements</i>	<i>18 608</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>25 984</i>
<b>Mini-réseau PV</b>	<b>105 337</b>
- <i>Production énergétique (Equipements, commande,</i>	<i>84 603</i>
- <i>Réseau BT</i>	<i>15 908</i>
- <i>Branchements</i>	<i>2 015</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>2 811</i>
<b>Système PV Autonome (SHS)</b>	<b>21 063</b>
- <i>Production énergétique (Equipements, Supports)</i>	<i>12 739</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>3 204</i>
- <i>Eclairage Public</i>	<i>5 121</i>
<b>Phase de densification</b>	<b>7 807</b>
- <i>Branchements</i>	<i>3 090</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>4 717</i>
<b>TOTAL</b>	<b>660 353</b>

Compte tenu de l'objectif ambitieux dans un délai relativement court, il serait hasardeux d'adosser le financement du programme sur la mobilisation de sources de financement non maîtrisées ou avec une période d'instruction trop longue. L'idéal serait que le programme puisse bénéficier du maximum de financement Etat sur sa durée et rechercher le reliquat auprès des PTF et à travers les mécanismes de financement dédiés et d'investissements privés. Par exemple, pour tout ce qui concerne les mini-réseaux et les systèmes PV autonomes, il existe un fonds de dette FEI (Fund for Energy Inclusion) initié par la Banque Africaine de Développement pour apporter de la dette ou de la quasi-dette aux projets d'investissement privé et d'autres opportunités sur les fonds climats.

En veillant à ce que toutes les études, dans le cadre du programme, soient regroupées pour être réalisées en amont avec un financement sécurisé par l'Etat, cette phase pourrait être limitée à six mois maximum pendant lesquels la table ronde des bailleurs de fonds pourrait être organisée simultanément, ainsi que la consultation d'autres partenaires potentiels.

Le plan de financement indicatif ci-après est suggéré :

Tableau 97: Plan de financement indicatif

Rubriques	Besoin de financement (Millions FCFA)	Sources de Financement			
		Etat du Sénégal	PTF	Opérateurs Priviés	Usagers
<i>Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)</i>	16 085	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
<i>Renforcement de Capacités</i>	867	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>CAPEX</b>	<b>643 401</b>				
<b>Dorsales MT</b>	14 101	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
<b>Raccordement au réseau MT</b>	<b>495 092</b>				
- <i>Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)</i>	318 662	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
- <i>Reseaux BT</i>	131 838	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
- <i>Branchements</i>	18 608	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
- <i>Installations Intérieures</i>	25 984	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>Mini-réseau PV</b>	<b>105 337</b>				
- <i>Production énergétique (Equipements, commande, Génie Civil)</i>	84 603	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
- <i>Réseau BT</i>	15 908	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
- <i>Branchements</i>	2 015	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
- <i>Installations Intérieures</i>	2 811	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>Système PV Autonome (SHS)</b>	<b>21 063</b>				
- <i>Production énergétique (Equipements, Supports)</i>	12 739	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>		
- <i>Installations Intérieures</i>	3 204	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
- <i>Eclairage Public</i>	5 121	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
<b>Phase de densification</b>	<b>7 807</b>				
- <i>Branchements</i>	3 090	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
- <i>Installations Intérieures</i>	4 717	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
<b>TOTAL</b>	<b>660 353</b>				

Principale source de financement     Autres sources de financements complémentaires

Le **tableau 98** ci-après détaille la répartition des investissements par département et par solution d'électrification.

Tableau 98: répartition des investissements (FCFA) par département et par solution technique d'électrification (hors dorsales)

Régions	Réseau	centrales solaires hybrides	PV autonome	Densification	Total général
<b>DAKAR</b>	<b>162 165 486</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>162 165 486</b>
RUFISQUE	162 165 486	0	0	0	162 165 486
<b>DIOURBEL</b>	<b>45 352 362 520</b>	<b>0</b>	<b>1 889 479 680</b>	<b>647 543 940</b>	<b>47 889 386 140</b>
BAMBEY	15 977 236 886	0	431 014 080	273 151 275	16 681 402 241
DIOURBEL	16 134 408 196	0	747 496 820	211 671 355	17 093 576 371
M'BACKE	13 240 717 438	0	710 968 780	162 721 310	14 114 407 528
<b>FATICK</b>	<b>45 817 606 955</b>	<b>0</b>	<b>1 154 320 480</b>	<b>733 916 545</b>	<b>47 705 843 980</b>
FATICK	28 102 235 968	0	574 122 720	463 939 505	29 140 298 193
FOUNDIOUGNE	6 574 486 981	0	143 976 340	107 422 795	6 825 886 116
GOSSAS	11 140 884 007	0	436 221 420	162 554 245	11 739 659 672
<b>KAFFRINE</b>	<b>48 173 516 070</b>	<b>4 768 126 996</b>	<b>1 454 140 320</b>	<b>722 556 125</b>	<b>55 118 339 511</b>
BIRKELANE	10 681 389 579	0	444 219 400	165 561 415	11 291 170 394
KAFFRINE	12 870 794 226	365 753 526	104 887 540	218 521 020	13 559 956 312
KOUNGHEUL	18 166 725 365	3 619 540 487	598 713 860	243 079 575	22 628 059 288
MALEM HODDAR	6 454 606 900	782 832 982	306 319 520	95 394 115	7 639 153 517
<b>KAOLACK</b>	<b>38 303 403 781</b>	<b>0</b>	<b>756 266 300</b>	<b>629 333 855</b>	<b>39 689 003 936</b>
GUINGUINEO	10 914 503 054	0	307 723 020	141 504 055	11 363 730 129
KAOLACK	11 806 256 258	0	326 266 040	177 255 965	12 309 778 263
NIORO	15 582 644 470	0	122 277 240	310 573 835	16 015 495 545
<b>KEDOUGOU</b>	<b>11 041 957 558</b>	<b>8 343 228 042</b>	<b>926 464 040</b>	<b>178 926 615</b>	<b>20 490 576 255</b>
KEDOUGOU	5 038 302 788	1 520 531 139	291 021 700	77 852 290	6 927 707 917
SALEMATA	2 792 603 195	2 664 081 421	447 127 980	43 771 030	5 947 583 626
SARAYA	3 211 051 576	4 158 615 481	188 314 360	57 303 295	7 615 284 712
<b>KOLDA</b>	<b>54 477 071 972</b>	<b>12 230 640 454</b>	<b>2 093 573 360</b>	<b>686 470 085</b>	<b>69 487 755 871</b>
KOLDA	21 771 260 711	2 582 084 690	865 148 980	260 955 530	25 479 449 912
MEDINA YORO FOULAH	13 708 375 336	7 000 521 046	638 227 140	186 444 540	21 533 568 062
VELINGARA	18 997 435 925	2 648 034 718	590 197 240	239 070 015	22 474 737 898
<b>LOUGA</b>	<b>81 660 823 409</b>	<b>13 665 153 544</b>	<b>4 045 124 340</b>	<b>1 179 311 835</b>	<b>100 550 413 128</b>
KEBEMER	26 182 169 367	1 095 121 341	1 217 687 240	335 132 390	28 830 110 338
LINGUERE	27 015 320 182	11 301 633 247	1 594 589 320	419 333 150	40 330 875 899
LOUGA	28 463 333 859	1 268 398 957	1 232 847 780	424 846 295	31 389 426 891
<b>MATAM</b>	<b>15 651 813 735</b>	<b>17 867 811 445</b>	<b>1 499 988 600</b>	<b>319 428 280</b>	<b>35 339 042 060</b>
KANEL	5 440 443 791	4 065 407 183	382 553 240	81 026 525	9 969 430 739
MATAM	5 538 036 685	1 693 419 751	380 329 740	90 048 035	7 701 834 211
RANEROU	4 673 333 260	12 108 984 510	737 105 620	148 353 720	17 667 777 110
<b>SAINT-LOUIS</b>	<b>34 905 846 521</b>	<b>18 756 259 438</b>	<b>2 213 489 660</b>	<b>651 553 500</b>	<b>56 527 149 119</b>
DAGANA	7 913 051 217	2 964 464 960	621 550 540	155 370 450	11 654 437 167
PODOR	23 496 063 346	15 791 794 479	1 315 856 420	439 046 820	41 042 761 064
SAINT LOUIS	3 496 731 958	0	276 082 700	57 136 230	3 829 950 888
<b>SEDHIOU</b>	<b>20 707 476 192</b>	<b>1 711 883 852</b>	<b>737 424 600</b>	<b>275 156 055</b>	<b>23 431 940 699</b>
BOUNKILING	9 473 089 638	841 798 402	358 215 440	140 000 470	10 813 103 950
GOUDOMP	6 386 508 454	0	112 807 580	85 704 345	6 585 020 379
SEDHIOU	4 847 878 100	870 085 450	266 401 580	49 451 240	6 033 816 370
<b>TAMBACOUNDA</b>	<b>38 528 971 425</b>	<b>27 190 838 589</b>	<b>1 883 721 880</b>	<b>627 329 075</b>	<b>68 230 860 969</b>
BAKEL	2 891 658 262	1 682 332 917	93 542 180	43 269 835	4 710 803 194
GOUDIRY	8 183 636 745	12 831 823 948	728 744 060	175 251 185	21 919 455 938
KOUPENTOUM	10 382 281 467	4 861 928 859	388 109 640	156 372 840	15 788 692 806
TAMBACOUNDA	17 071 394 951	7 814 752 865	673 326 000	252 435 215	25 811 909 031
<b>THIES</b>	<b>49 577 383 188</b>	<b>0</b>	<b>1 589 549 160</b>	<b>956 280 060</b>	<b>52 123 212 408</b>
M'BOUR	19 000 582 364	0	284 376 680	444 225 835	19 729 184 879
THIES	12 367 120 081	0	545 716 880	225 704 815	13 138 541 776
TIVAOUANE	18 209 680 743	0	759 455 600	286 349 410	19 255 485 753
<b>ZIGUINCHOR</b>	<b>10 731 325 524</b>	<b>803 425 316</b>	<b>644 156 860</b>	<b>189 117 580</b>	<b>12 368 025 280</b>
BIGNONA	7 793 747 580	803 425 316	483 767 320	126 468 205	9 207 408 420
OUSSOUYE	1 801 611 313	0	72 523 580	36 253 105	1 910 387 998
ZIGUINCHOR	1 135 966 631	0	87 865 960	26 396 270	1 250 228 861
<b>Total général</b>	<b>495 091 724 338</b>	<b>105 337 367 675</b>	<b>20 887 699 280</b>	<b>7 796 923 550</b>	<b>629 113 714 843</b>

## 9 FEUILLE DE ROUTE

Pour un accès universel un service électrique en 2023, les objectifs intermédiaires suivants doivent être réalisés :

**Octobre 2019** Clarification sur les projets/programmes en cours

Révision besoins d'investissement du programme, si nécessaire

**Septembre/Octobre 2020** Table ronde des bailleurs de fonds

**Janvier 2021** Réalisation de la phase de préparation et d'études

**Février 2021** Mobilisation du financement (phase 1)

**Mars 2021** Contractualisation (phase 1) et lancement réalisation

**Avril 2021** Mobilisation du financement (phase 2)

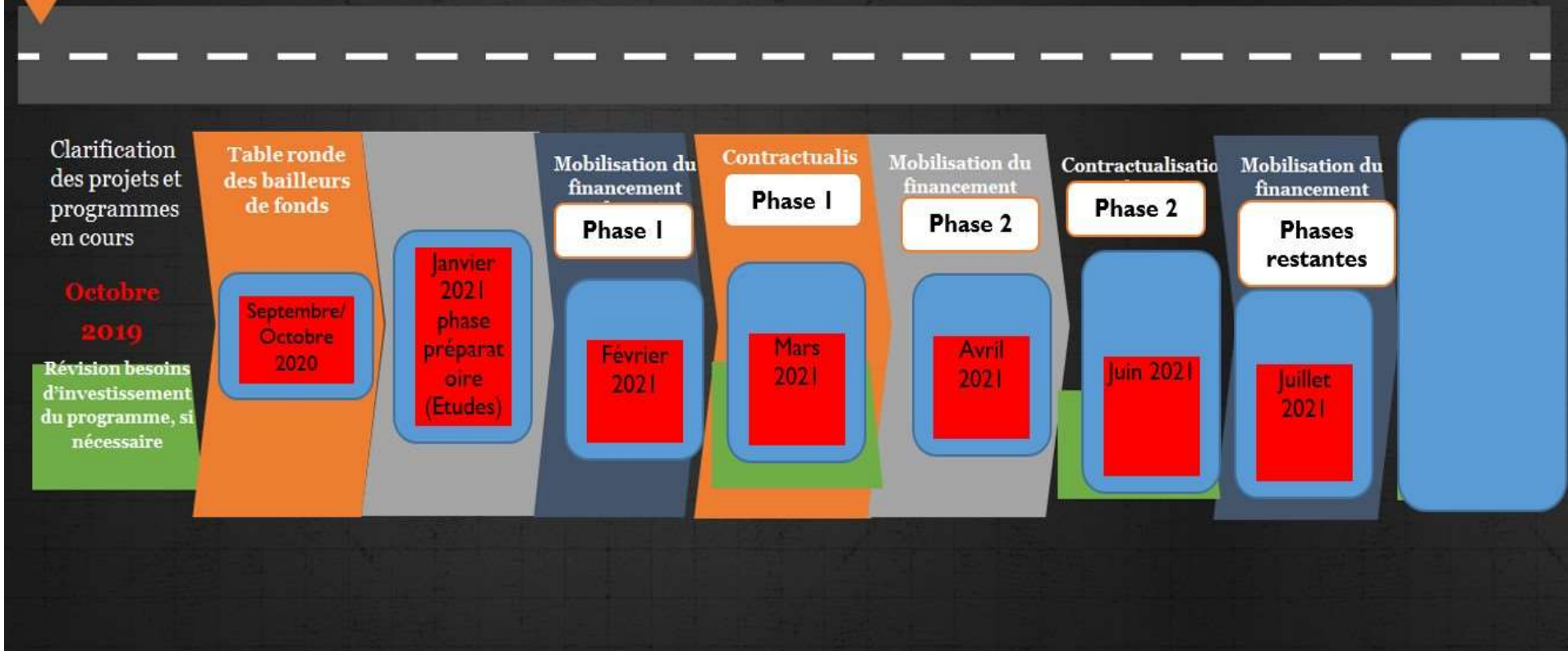
**Juin 2021** Contractualisation (phase 2) et lancement réalisation

**Juillet 2021** Mobilisation du financement (phases restantes)

**Octobre 2021** Contractualisation (phases restantes) et lancement réalisation

# 2019

## Feuille de Route vers l'Accès universel en 2025 : ETAPES CLES



## **10 ANNEXES (Voir clé USB)**

**10.1 Annexe 1 : Base de données des localités à électrifier**

**10.2 Annexe 2 : Cartes de la situation de référence des localités à électrifier par département décembre 2018**

**10.3 Annexe 3 : Calcul des projets par Solutions Techniques et par Département**

**10.4 Annexe 4 : Programme de densification**