

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 »

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

Décembre 2019



TABLE DES MATIERES

TABLEAUX.....	4
FIGURES.....	5
ACRONYMES.....	6
RESUME EXECUTIF	7
1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA MISSION.....	12
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
2 CONCEPTION DU PLAN OPERATIONNEL DU PROGRAMME ACCES UNIVERSEL 2025.....	15
2.1 Vision	16
2.2 Orientations stratégiques	16
2.2.1 Phase 1 : Préparation du cadre de mise en œuvre (2019-2020).....	17
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
3 SITUATION DE REFERENCE DECEMBRE 2018.....	18
3.1 Contraintes identifiées et incidences	18
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.....	33
3.2.5 Répartition des localités selon la taille des villages.....	33
4 PORTEFEUILLE DE PROJETS	36
4.1 Approche de détermination du portefeuille de projets	36
4.1.1 Approche Méthodologique	36
4.1.2 Méthodes de détermination des solutions techniques d’électrification rurale	36
4.1.3 Approche retenue pour la présente étude	37
4.2 Résultats et synthèse du portefeuille de projets.....	38
4.2.1 Synthèse globale.....	38
4.2.2 Analyse des résultats obtenus par l’application des critères de choix des solutions techniques.....	39
4.3 Analyse par département des résultats d’électrification	40

5	ELABORATION DU MACRO-PLANNING DU PLAN DE TRANSFORMATION.....	47
6	LE DISPOSITIF DE MISE EN ŒUVRE DU PLAN OPERATIONNEL ET L’EVALUATION DES BESOINS EN RENFORCEMENT DES CAPACITES.....	49
6.1	La gouvernance proposée pour le Plan de Transformation et les PTA.....	49
6.1.1	Schéma organisationnel du programme	50
6.1.2	Le Comité de Pilotage.....	52
6.1.3	La Coordination du programme	52
6.1.4	Le Comité Technique de Suivi.....	53
6.1.5	Les structures opérationnelles de l’ASER	54
6.2	Les structures d’appui technique au programme	55
6.3	La Direction opérationnelle du programme	55
7	REVUE DU DISPOSITIF DE SUIVI-EVALUATION	62
7.1.	L’évaluation des besoins en renforcement des capacités	65
7.2.	Plan de renforcement des capacités et coût	65
8	COUT ET FINANCEMENT DU PROGRAMME.....	69
8.1	Hypothèses techniques	69
8.2	Coûts de référence.....	69
8.3	Technologies à moindre coût	71
8.4	Résultats.....	72
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.....	80
8.5	Synthèse des résultats	81
9	FEUILLE DE ROUTE	85
10	ANNEXES (VOIR CLE USB).....	88
10.1	Annexe 1 : Base de données des localités à électrifier.....	88
10.2	Annexe 2 : Cartes de la situation de référence des localités à électrifier par département décembre 2018	88
10.3	Annexe 3 : Calcul des projets par Solutions Techniques et par Département	88
10.4	Annexe 4 : Programme de densification	88

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	24
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.....	25
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	26
Tableau 13: Situation de référence du portefeuille de projets pour la région de Tambacounda	26
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	27
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.....	30
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	31
Tableau 26: Situation des projets en cours pour région de Louga	31
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	32
Tableau 31: Situation des projets en cours pour région de Thiès.....	32
Tableau 32: Situation des projets en cours pour région de Ziguinchor	32
Tableau 33: Synthèse globale du gap pour atteindre l'accès universel	33
Tableau 34: critères de détermination des solutions techniques d'électrification	37
Tableau 35: Répartition des localités par solution technique et par région.....	38
Tableau 36: Population desservie par solution technique par région	39
Tableau 37: Répartition des solutions techniques par taille de localité.	40
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.....	41
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	42
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	43
Tableau 52: Répartition des localités par solution technique pour la région de Louga	43
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	44
Tableau 55: Population desservie par solution technique pour la région de Louga.....	44
Tableau 56: Répartition des localités par solution technique pour la région de Saint-Louis	44
Tableau 57: Population desservie par solution technique pour la région de Louga.....	44
Tableau 58: Répartition des localités par solution technique pour la région de Sédhiou	45

Tableau 59: Population desservie par solution technique pour la région de Sédhiou	45
Tableau 60: Répartition des localités par solution technique pour la région de Tambacounda	45
Tableau 61: Population desservie par solution technique pour la région de Tambacounda	45
Tableau 62: Répartition des localités par solution technique pour la région de Thiès.....	46
Tableau 63: Population desservie par solution technique pour la région de Thiès.....	46
Tableau 64: Répartition des localités par solution technique pour la région de Ziguinchor	46
Tableau 65: Population desservie par solution technique pour la région de Ziguinchor	46
Tableau 66: Macro-planning « Localités électrifiées »	48
Tableau 67: Personnel de la direction du programme	57
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 ² Almélec	69
Tableau 72 Poste Haut de Poteau sans le Transformateur	70
Tableau 73 Réseau de distribution Basse Tension du Village	70
Tableau 74: Coût de 1 km liaison BT Préassemblé 70 mm ² 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	75
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	79
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	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.....	34
Figure 7: Localités rurales non électrifiées	35
Figure 8 Répartition des localités par solution technique	38
Figure 9: Répartition de la population desservie par solution technique.....	39
Figure 10: Répartition des hameaux par région	40
Figure 11: Synoptique du plan de transformation	47
Figure 12: Schéma organisationnel de gestion du programme	50
Figure 13: Répartition en % des investissements du Sous-Programme « Raccordement au réseau MT » :	76
Figure 14: Répartition en % des coûts des centrales mini-grids	78
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

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

RESUME EXECUTIF

Contexte et ancrage du programme

Après avoir hissé le taux d'électrification rural 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
Total général	17 032	3 556 676	52%	3 214	1 503 782	69%	13 819	2 997 937

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 (7 172 localités, soit 52%). Les mini-réseaux représentent 17% des localités électrifiées et les systèmes photovoltaïques autonomes 32%.

Régions	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR			3	3
DIOURBEL	47	459	856	1362
FATICK	31	255	837	1123
KAFFRINE	187	252	557	996
KAOLACK	61	183	643	887
KEDOUGOU	123	117	81	321
KOLDA	375	457	528	1360
LOUGA	380	805	1 093	2278
MATAM	217	256	187	660
SAINT-LOUIS	273	394	491	1158
SEDHIOU	94	174	267	535
TAMBACOUNDA	449	473	341	1263
THIES	20	402	1 113	1535
ZIGUINCHOR	35	128	175	338
Total général	2292	4356	7 172	13819

Coût, financement du programme et feuille de route

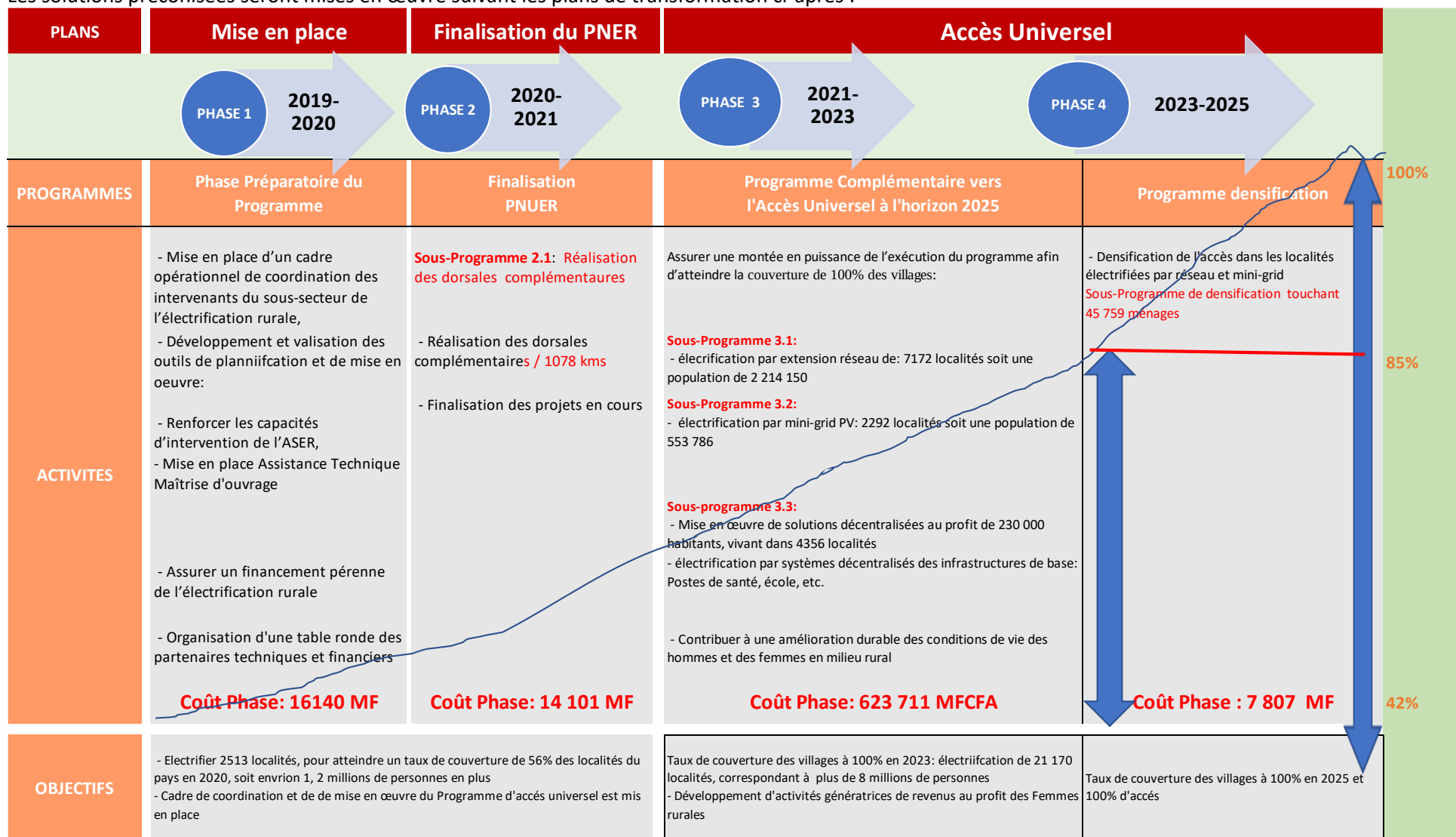
Le coût du programme est estimé à **663** milliards de FCFA, comprenant les coûts d'investissement, de préparation et de gestion du programme (études d'exécution, fonctionnement, assistance technique) estimées à **2,4%** du montant de l'investissement (voir tableau ci-dessous).

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)
<i>Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)</i>	16 145
<i>Renforcement de Capacités</i>	867
CAPEX	645 795
Dorsales MT	14 101
Raccordement au réseau MT	363 122
- <i>Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)</i>	<i>212 665</i>
- <i>Reseaux BT</i>	<i>111 965</i>
- <i>Branchements</i>	<i>16 058</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>22 434</i>
Mini-réseau PV	239 702
- <i>Production énergétique (Equipements, commande, Génie Civil)</i>	<i>192 854</i>
- <i>Réseau BT</i>	<i>35 781</i>
- <i>Branchements</i>	<i>4 619</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>6 448</i>
Système PV Autonome (SHS)	21 063
- <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>
Phase de densification	7 807
- <i>Branchements</i>	<i>3 090</i>
- <i>Installations Intérieures</i>	<i>4 717</i>
TOTAL	662 807

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 :

Octobre 2019	Clarification sur les projets/programmes en cours
	Révision besoins d'investissement du programme, si nécessaire
Décembre 2019	Table ronde des bailleurs de fonds
Avril 2020	Réalisation de la phase de préparation et d'études
Juin 2020	Mobilisation du financement (phase 2)
Septembre 2020	Contractualisation (phase 2) et lancement réalisation
Décembre 2020	Mobilisation du financement (phase 3)
Mars 2021	Contractualisation (phase 3) et lancement réalisation
Juillet 2021	Mobilisation du financement (phase 4)
Octobre 2021	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 représentant du Ministre du Pétrole et des Energies ;
- 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 des Infrastructures, des Transports Terrestres et du Désenclavement ;
- le représentant du Secrétaire Permanent à l'Energie ;
- le Directeur Général de l'ASER (statut d'observateur) ;
- le Coordonnateur du programme (statut d'observateur).

1 CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA MISSION

1.1 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'Etat (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 ;*

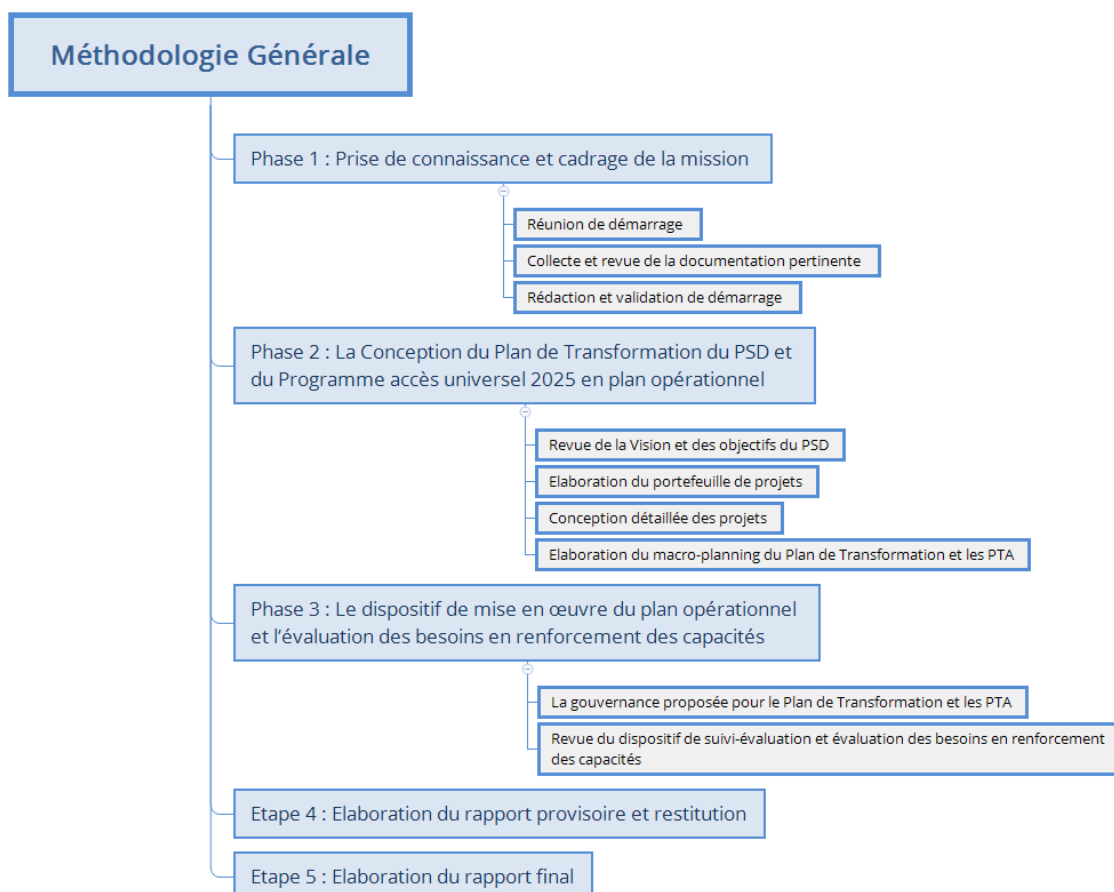


Figure 1: Méthodologie générale de la mission

La première phase a fait l'objet d'un rapport spécifique dans lequel le cadrage de la mission a été reprécisé. 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 :

Vision : Une agence moderne et performante, moteur de l'accès universel à l'électricité pour l'amélioration durable des conditions de vie des populations rurales

Axes stratégiques

- Axe 1: Renforcer les capacités d'intervention de l'ASER
- Axe 2 : Contribuer l'accès universel à l'électricité en milieu rural
- Axe 2: Contribuer à une amélioration durable des conditions de vie des hommes et des femmes en milieu rural
- Axe 3 : Assurer un financement pérenne de l'électrification rurale

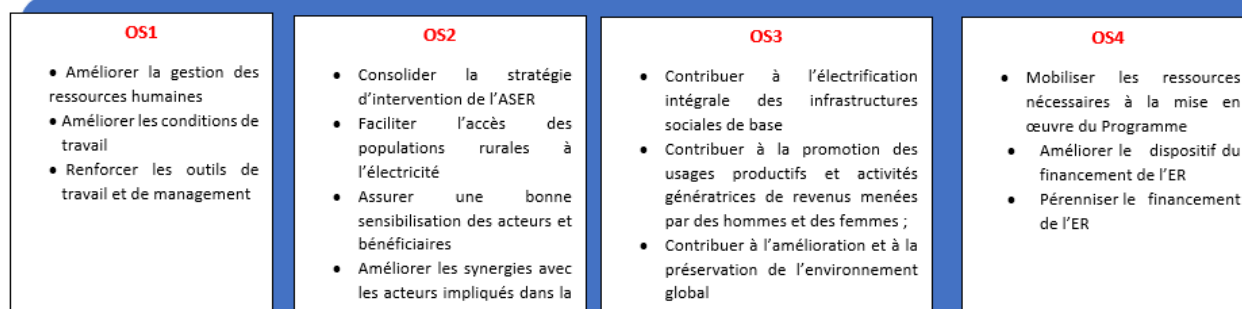


Figure 2: Cadre logique

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 le 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 1 : 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 public
 - ⊖ 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 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 le 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 électrifié 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 a été non 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.

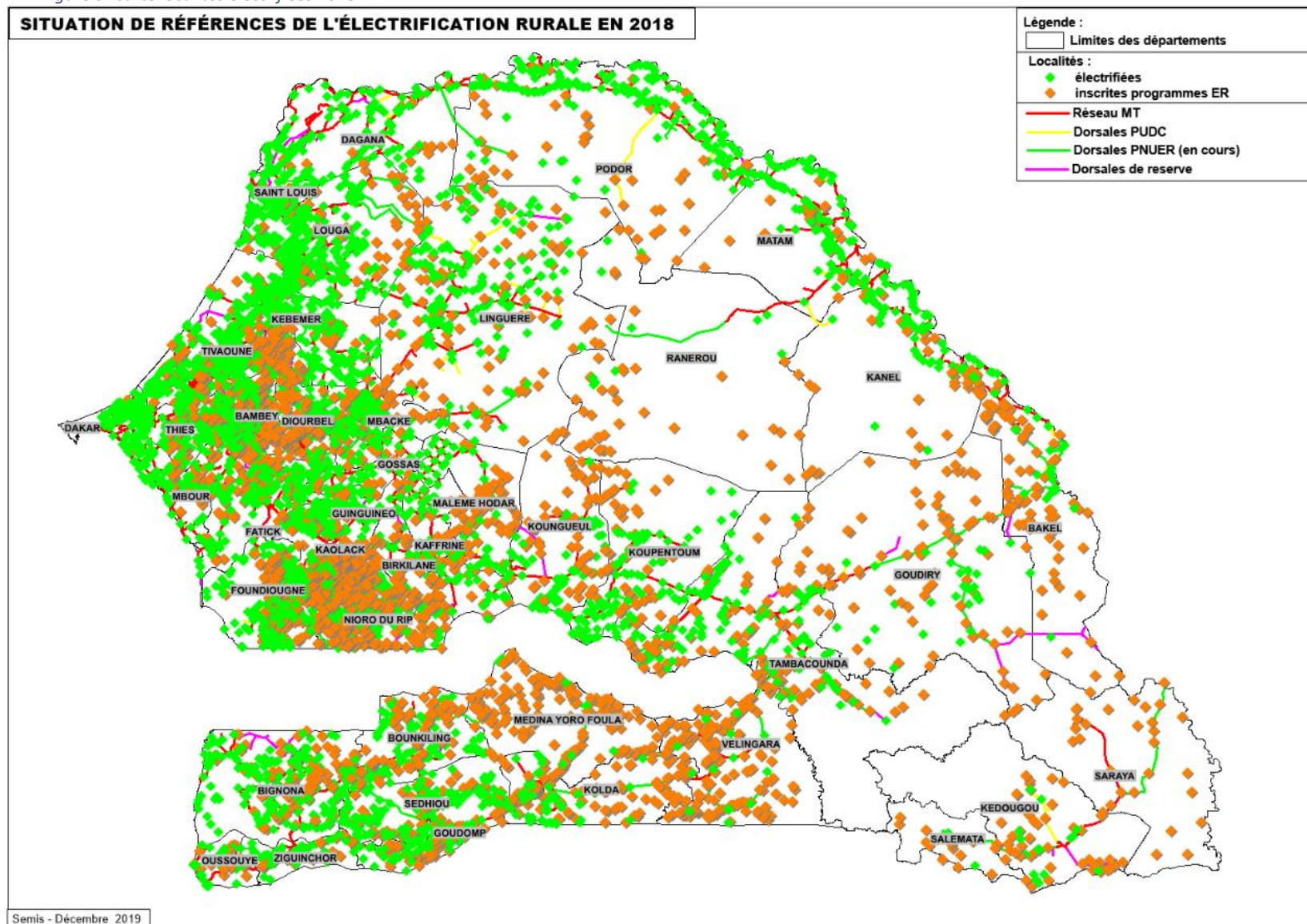
3.2 Situation de référence de l'électrification rurale à fin 2018

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 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%.

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.

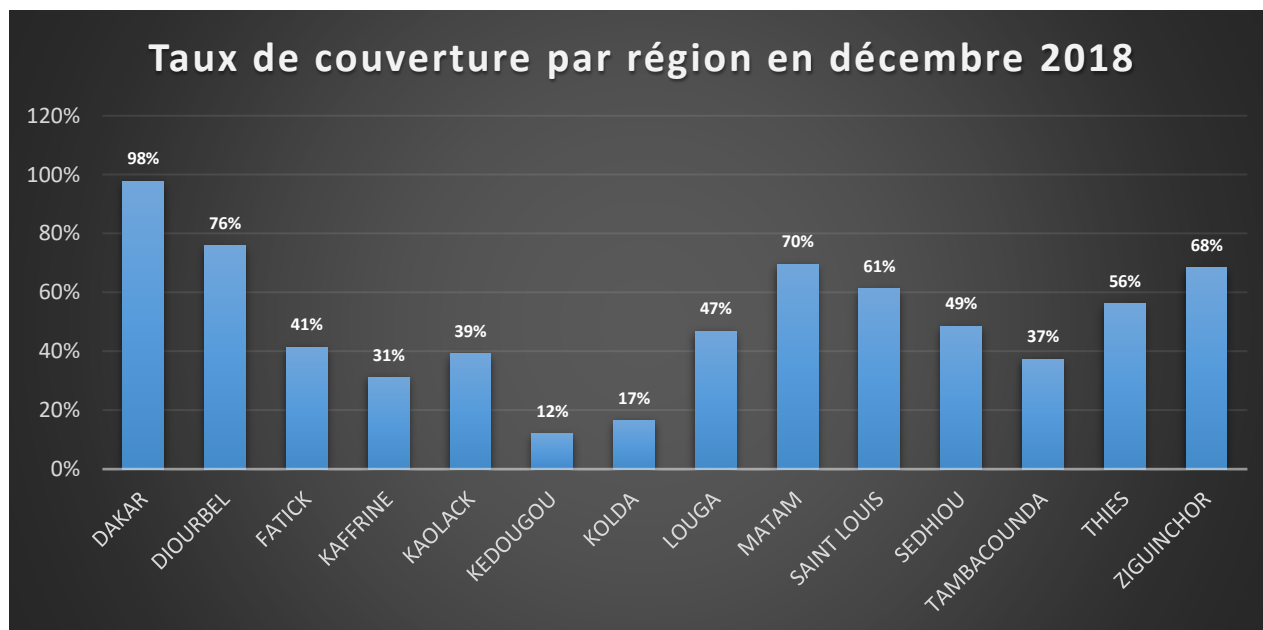


Figure 4: Taux de couverture par région en décembre 2018

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 est 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 recherché 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		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		Nbre Localités	Population Correspondante
DIORBEL	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
DIORBEL	692	157 495	114	53 595	34%	578	88 315
M'BACKE	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%
DIORBEL	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		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

	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	
Communes	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

	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	
Communes	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

	Situation RECENSEMENT 2018		Situation de référence au 31 Déc 2018		Etat ER 2018	Localités restant à électrifier en 2018 sans projets en cours	
Communes	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

	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	
Communes	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<Pop<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

	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	
Communes	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

LINGUERE	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%
LINGUERE	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		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		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
KOUMPENTOU	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%
KOUPENTOU	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		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

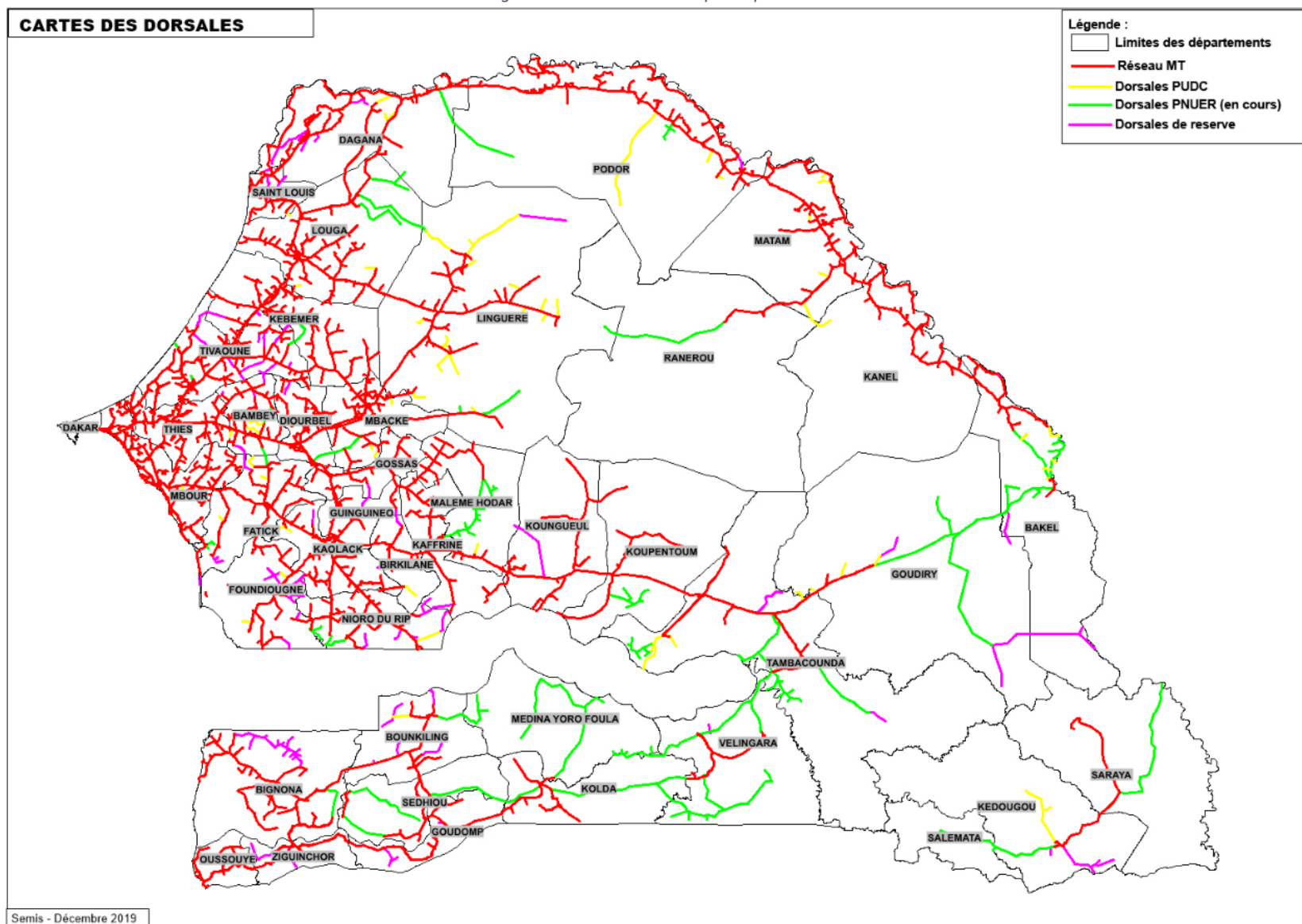
REGIONS	LONGUEUR DORSALES (Km)
DIOURBEL	35
FATICK	109
KAFFRINE	86
KAOLACK	63
KEDOUGOU	50
KOLDA	5
LOUGA	44
SAINT LOUIS	125
SEDHIOU	89
TAMBACOUNDA	183
THIES	139
ZIGUINCHOR	152
Total général	1 078

Situation par département

Tableau 17: Situation de référence des dorsales par Département

Départements	Longueur dorsales à réaliser Kms
BAKEL	39
BAMBEY	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
Total général	1 078

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 3213 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
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
Total général	3213	1 503 782

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 trois départements de la région.

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

Région / Département	Nb Projet en Cours	Population 2018
DIOURBEL	301	119 639
BAMBEY	139	62 767
DIOURBEL	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
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 Kounghoul. 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
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
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
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 hameaux¹ 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.

¹ 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..

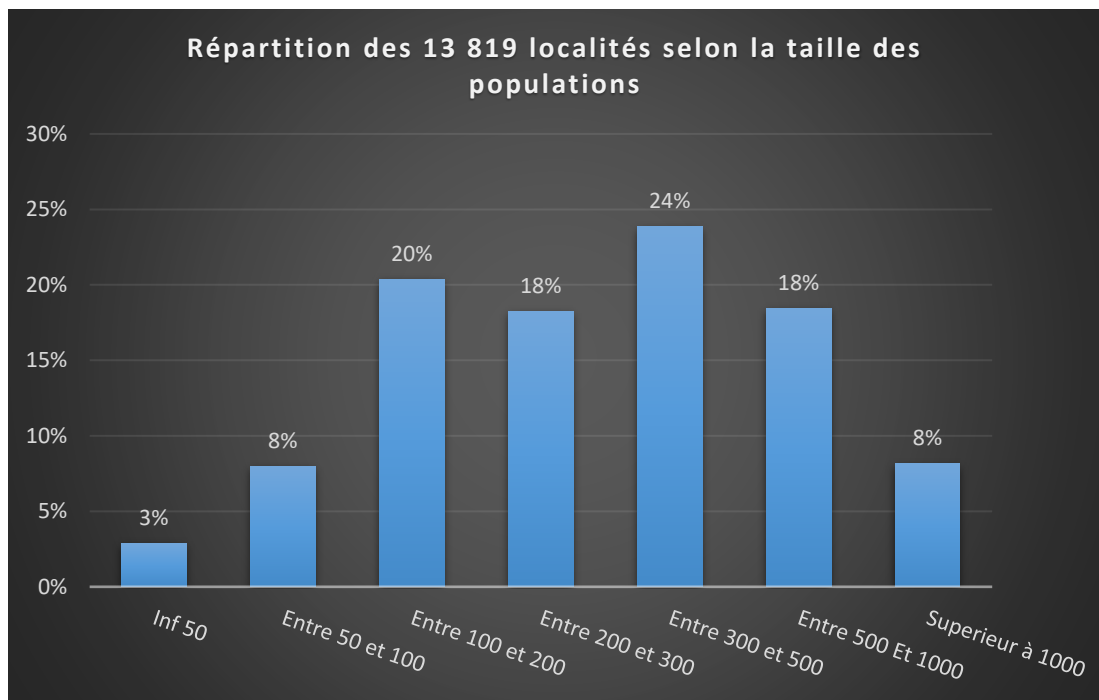


Figure 6 Répartition des localités à électrifier par taille de population

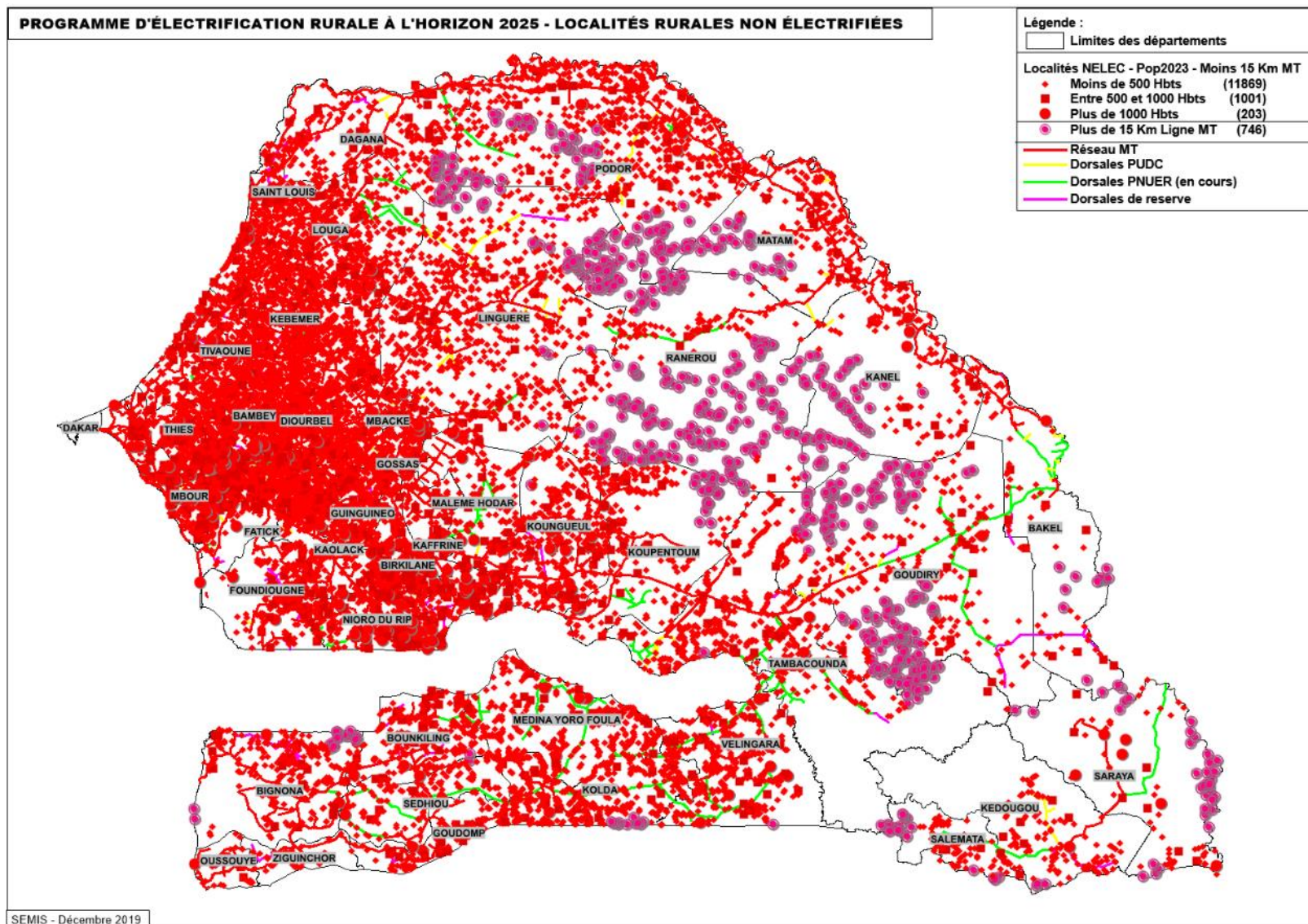


Figure 7: Localités rurales non électrifiées

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 2023² 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.

² 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.

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.

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, suite aux échanges avec les parties prenantes, les orientations fortes ci-après ont été faites :

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

Aussi, en se fondant sur le retour d'expérience du sous-secteur de l'électrification rurale dans le contexte du Sénégal et considérant les recommandations formulées, le **tableau 34** synthétise les critères qui ont été appliqués pour le choix des solutions techniques d'électrification dans chacune des localités ciblées :

Des études d'exécution complémentaires plus précises, avant le démarrage effectif du programme, seront faites pour affiner les solutions retenues.

Tableau 34: critères de détermination des solutions techniques d'électrification

➤ Pour une distance au réseau < 1 km	Raccordement au réseau MT (Réseau)
➤ Si Population > 1000	Réseau MT
➤ Pour une distance au réseau comprise entre 1 et 5 km	
- si Population < 100 hbts	Système individuel (PV Autonome)
- Si Pop > 100	Raccordement au réseau MT (Réseau)
➤ Pour une distance au réseau >5 km	
- si Population < 100 hbts	Système individuel (PV Autonome)
- si 100<Population < 1000 hbts	Mini-réseau PV

4.2 Résultats et synthèse du portefeuille de projets

4.2.1 Synthèse globale

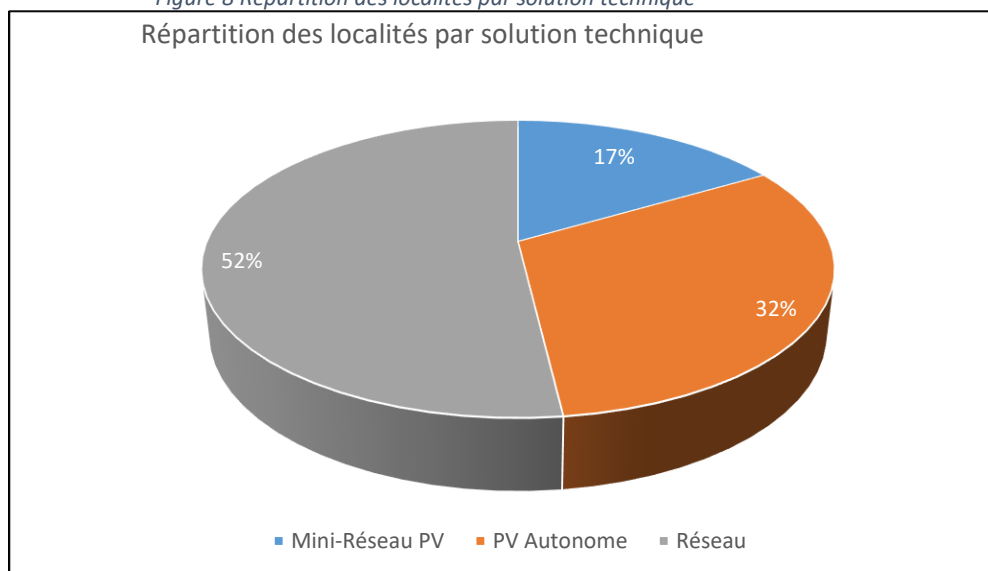
Sur la base de l'application des critères retenus dans le **tableau 34** pour le choix des solutions techniques présenté au **chapitre 4.1.2.3**, une option d'électrification a été définie pour chacune des localités ciblées par le programme. Ce résultat est synthétisé dans le tableau ci-dessous. On note une grande majorité d'extension de réseau touchant 6 993 des 13 819 localités à électrifier, soit 52% tandis que 17% 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			3	3
DIOURBEL	47	459	856	1362
FATICK	31	255	837	1123
KAFFRINE	187	252	557	996
KAOLACK	61	183	643	887
KEDOUGOU	123	117	81	321
KOLDA	375	457	528	1360
LOUGA	380	805	1 093	2278
MATAM	217	256	187	660
SAINT-LOUIS	273	394	491	1158
SEDHIOU	94	174	267	535
TAMBACOUNDA	449	473	341	1263
THIES	20	402	1 113	1535
ZIGUINCHOR	35	128	175	338
Total général	2292	4356	7 172	13819

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

Figure 8 Répartition des localités par solution technique



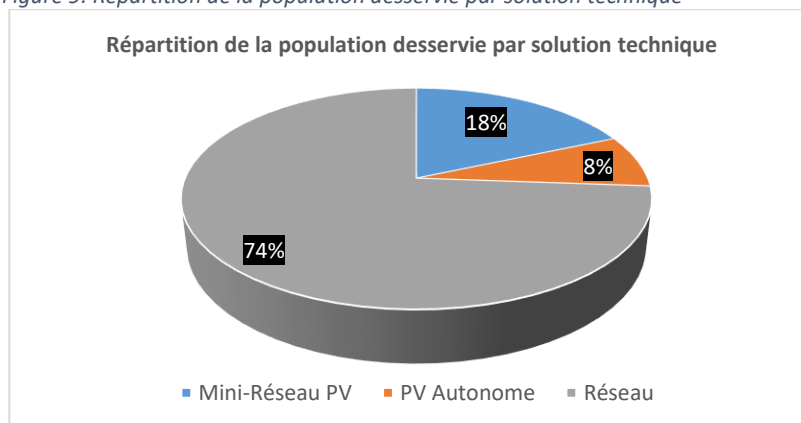
Le **tableau 36** récapitule les populations desservies par solution technique envisagée dans chaque région.

Tableau 36: Population desservie par solution technique par région

Régions	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR			2 148	2 148
DIOURBEL	10 883	24 167	239 286	274 335
FATICK	8 831	15 088	271 665	295 585
KAFFRINE	48 540	13 891	242 810	305 241
KAOLACK	17 826	10 163	229 094	257 083
KEDOUGOU	31 452	6 251	39 409	77 111
KOLDA	92 036	25 250	144 256	261 542
LOUGA	87 165	42 890	273 342	403 397
MATAM	47 575	13 073	53 920	114 568
SAINT-LOUIS	59 080	20 531	127 174	206 785
SEDHIOU	22 241	9 196	85 678	117 115
TAMBACOUNDA	113 952	22 684	105 394	242 030
THIES	5 871	20 864	351 588	378 323
ZIGUINCHOR	8 333	5 953	48 387	62 672
Total général	553 786	230 085	2 214 151	2 997 937

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 :

- **74% 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
- **18% 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
- **8% 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%) de répertoriées comme étant des hameaux dans la base ANSD et 832 (19%) comme villages avec populations inférieures à 200 habitants.

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

Étiquettes de lignes	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
Inf 50		2385	336	2721
	0%	88%	12%	100%
Entre 50 et 100	198	1971	695	2863
	7%	69%	24%	100%
Entre 100 et 200	1106		2619	3725
	30%	0%	70%	100%
Entre 200 et 300	536		1429	1965
	27%	0%	73%	100%
Entre 300 et 500	429		1219	1648
	26%	0%	74%	100%
Entre 500 Et 1000	23		725	748
	3%	0%	97%	100%
Supérieur à 1000			149	149
	0%	0%	100%	100%
Total général	2292	4355	7172	13819
	17%	31%	52%	100%

On constate le nombre important de hameaux (4355) 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).

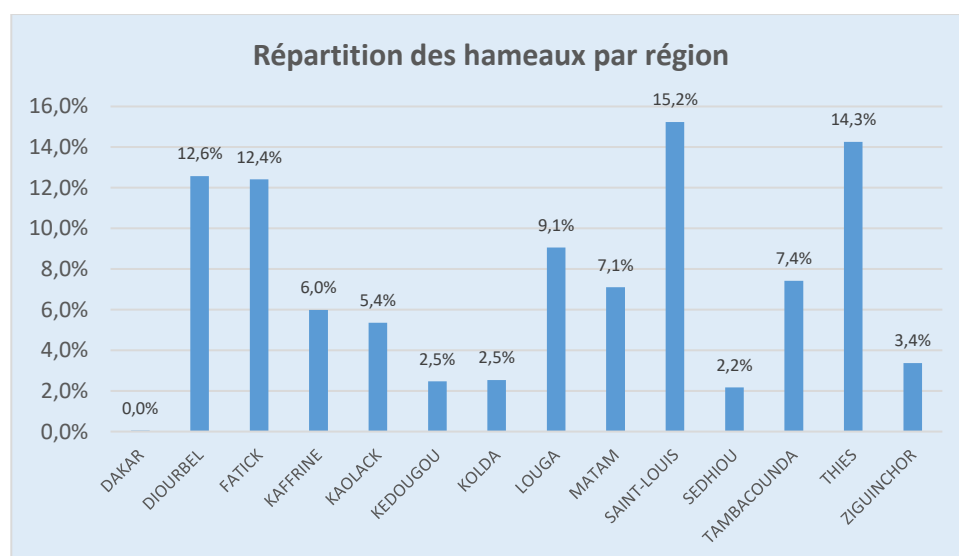


Figure 10: Répartition des hameaux par région

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

Département	Mini-Réseau Hybride	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR				3	3
RUFISQUE				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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DAKAR			2 148	2 148
RUFISQUE			2 148	2 148

Région de Diourbel

62% des localités seront électrifiées par extension réseau et 34% par solution PV autonome. Les 4% restants le seront par mini-réseau PV ou hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DIOURBEL	47	459	856	1 362
	3,5%	33,7%	63%	100,0%
BAMBEY		101	345	446
DIOURBEL	21	178	294	493
M'BACKE	26	180	217	423
	47	459	856	1 362

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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
DIOURBEL	10 883	24 167	239 286	274 335
BAMBEY		5 725	109 937	115 662
DIOURBEL	5 086	9 307	76 631	91 024
M'BACKE	5 797	9 135	52 718	67 650

Région de Fatick

74% des localités seront électrifiées par extension réseau et 22.7% par solution PV autonome. Les 3% restants le seront par mini-réseau PV ou hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
FATICK	31	255	837	1 123
	2,8%	22,7%	75%	100,0%
FATICK	15	125	521	661
FOUNDIOUGNE	2	35	126	163
GOSSAS	14	95	190	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
FATICK	8 831	15 088	271 665	295 585
FATICK	4 396	7 551	177 243	189 191
FOUNDIOUGNE	291	1 865	40 747	42 903
GOSSAS	4 144	5 672	53 675	63 491

Région de Kaffrine

51% des localités seront électrifiées par extension réseau, 25% par solution PV autonome et 19% par mini-réseau PV. Les 5% restants le seront par mini-réseau hybride. Par contre en termes de population la desserte se traduit comme suit :

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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAFFRINE	187	252	557	996
	18,8%	25,3%	56%	100,0%
BIRKELANE	17	78	162	257
KAFFRINE	30	26	165	221
KOUNGHEUL	111	105	161	377
MALEM HODDAR	29	43	69	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 Kaffrine

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAFFRINE	48 540	13 891	242 810	305 241
BIRKELANE	5 520	4 224	67 128	76 873
KAFFRINE	8 991	1 414	82 175	92 579
KOUNGHEUL	27 952	5 860	61 906	95 717
MALEM HODDAR	6 078	2 393	31 601	40 072

Région de Kaolack

71.3% des localités seront électrifiées par extension réseau, 20.6% par solution PV autonome et 8% 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 46: Répartition des localités par solution technique pour la région de Kaolack

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAOLACK	61	183	643	887
	6,9%	20,6%	72%	100,0%
GUINGUINEO	28	74	157	259
KAOLACK	17	84	220	321
NIORO	16	25	266	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KAOLACK	17 826	10 163	229 094	257 083
GUINGUINEO	8 109	3 791	43 312	55 211
KAOLACK	4 590	4 550	60 342	69 481
NIORO	5 128	1 822	125 441	132 390

Région de Kédougou

38% des localités seront électrifiées par mini-réseau PV, 36% par solution PV autonome et 22% par extension réseau. Les 3% restants le seront par mini-réseau hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KEDOUGOU	123	117	81	321
	38,3%	36,4%	25%	100,0%
KEDOUGOU	33	36	54	123
SALEMATA	45	46	9	100
SARAYA	45	35	18	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KEDOUGOU	31 452	6 251	39 409	77 111
KEDOUGOU	8 430	2 103	16 219	26 751
SALEMATA	10 631	2 725	2 909	16 265
SARAYA	12 391	1 423	20 281	34 095

Région de Kolda

38% des localités seront électrifiées par extension réseau, 33% par solution PV autonome et 28% 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KOLDA	375	528	513	1 360
	27,6%	39%	37,7%	100,0%
KOLDA	124	244	241	555
MEDINA YORO FOULAH	147	86	78	382
VELINGARA	104	198	194	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
KOLDA	92 036	25 250	144 256	261 542
KOLDA	29 332	10 194	57 330	96 856
MEDINA YORO FOULAH	35 772	8 423	28 972	73 166
VELINGARA	26 933	6 633	57 953	91 519

Région de Louga

47% des localités seront électrifiées par extension réseau, 35% par solution PV autonome et 17% 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
LOUGA	380	805	1093	2 278
	16,7%	35,3%	48%	100,0%
KEBEMER	80	286	394	760
LINGUERE	220	268	274	762
LOUGA	80	251	425	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
LOUGA	87 165	42 890	273 342	403 397
KEBEMER	18 088	14 928	83 588	116 605
LINGUERE	49 403	14 161	71 783	135 347
LOUGA	19 674	13 800	117 971	151 446

Région de Matam

39% des localités seront électrifiées par solution PV autonome, 33% par mini-réseau PV et 27% 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
MATAM	217	256	187	660
	32,9%	38,8%	28%	100,0%
KANEL	52	76	62	190
MATAM	32	57	84	173
RANEROU	133	123	41	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 Louga

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
MATAM	47 575	13 073	53 920	114 568
KANEL	11 338	3 773	21 282	36 392
MATAM	6 902	3 221	21 482	31 605
RANEROU	29 336	6 080	11 156	46 572

Région de Saint-Louis

41% des localités seront électrifiées par extension réseau, 34% par solution PV autonome et 24% 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 56: Répartition des localités par solution technique pour la région de Saint-Louis

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SAINT-LOUIS	273	394	491	1 158
	23,6%	34,0%	42%	100,0%
DAGANA	41	103	131	275
PODOR	226	233	289	748
SAINT LOUIS	6	58	71	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 Louga

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SAINT-LOUIS	59 080	20 531	127 174	206 785
DAGANA	9 861	5 225	34 864	49 950
PODOR	47 667	12 458	75 107	135 232
SAINT LOUIS	1 552	2 848	17 204	21 603

Région de Sédhio

48% des localités seront électrifiées par extension réseau, 32% par solution PV autonome et 18% 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 Sédhio

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SEDHIOU	94	174	267	535
	17,6%	32,5%	50%	100,0%
BOUNKILING	43	76	127	246
GOUDOMP	20	22	91	133
SEDHIOU	31	76	49	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 Sédhio

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
SEDHIOU	22 241	9 196	85 678	117 115
BOUNKILING	10 898	4 068	42 722	57 688
GOUDOMP	4 632	1 482	27 618	33 732
SEDHIOU	6 711	3 646	15 339	25 695

Région de Tambacounda

36% des localités seront électrifiées par mini-réseau PV, 37% par solution PV autonome et 25% par extension réseau. Les 2% restants le seront par mini-réseau hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
TAMBACOUNDA	449	473	341	1 263
	35,6%	37,5%	27%	100,0%
BAKEL	26	23	30	79
GOUDIRY	177	202	55	434
KOUPENTOUM	97	92	69	258
TAMBACOUNDA	149	156	187	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
TAMBACOUNDA	113 952	22 684	105 394	242 030
BAKEL	8 027	1 211	12 186	21 424
GOUDIRY	43 662	9 570	19 959	73 191
KOUPENTOUM	25 737	4 118	26 123	55 978
TAMBACOUNDA	36 527	7 785	47 126	91 438

Région de Thiès

72% des localités seront électrifiées par extension réseau et 26% par solution PV autonome. Les 1% restants le seront par mini-réseau PV ou hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
THIES	20	402	1113	1 535
	1,3%	26,2%	73%	100,0%
M'BOUR	10	69	424	503
THIES	2	134	282	418
TIVAOUANE	8	199	407	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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
THIES	5 871	20 864	351 588	378 323
M'BOUR	3 252	3 770	170 147	177 169
THIES	393	7 193	77 777	85 363
TIVAOUANE	2 226	9 901	103 664	115 791

Région de Ziguinchor

52% des localités seront électrifiées par extension réseau, 38% par solution PV autonome et 10 % par mini-réseau PV. Le résiduel sera par mini-réseau hybride. 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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
ZIGUINCHOR	35	128	175	338
	10,4%	37,9%	52%	100,0%
BIGNONA	27	104	129	260
OUSSOUYE	8	10	18	36
ZIGUINCHOR		14	28	42
Total général	35	128	175	338

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

Département	Mini-Réseau PV	PV Autonome	Réseau	Total général
ZIGUINCHOR	8 333	5 953	48 387	62 672
BIGNONA	5 790	4 808	36 695	47 294
OUSSOUYE	2 542	476	5 502	8 520
ZIGUINCHOR		669	6 189	6 858

5 ELABORATION DU MACRO-PLANNING DU PLAN DE TRANSFORMATION

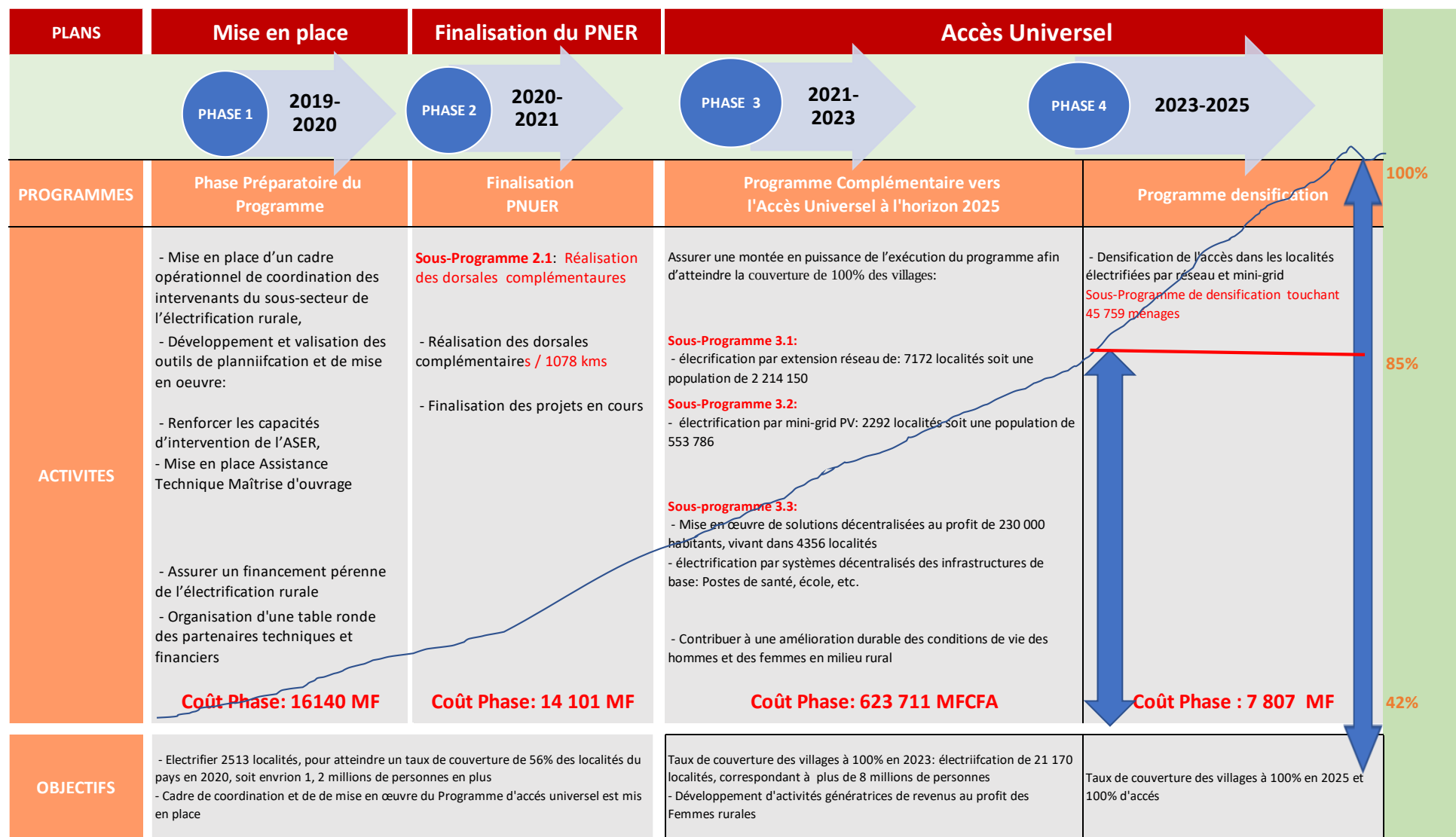


Figure 11: Synoptique du plan de transformation

Tableau 66: Macro-planning « Localités électrifiées »

Nombre de localités Electrifiées	Total général	2019				2020				2021				2022				2023			
		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
DAKAR	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	1	1	0	0	1	1
DIOURBEL	1362	0	0	0	0	5	92	0	97	12	161	214	386	19	207	300	525	12	0	342	354
FATICK	1123	0	0	0	0	3	51	0	54	8	89	209	306	12	115	293	420	8	0	335	343
KAFFRINE	996	0	0	0	0	19	50	0	69	47	88	139	274	75	113	195	383	47	0	223	270
KAOLACK	887	0	0	0	0	6	37	0	43	15	64	161	240	24	82	225	332	15	0	257	272
KEDOUGOU	321	0	0	0	0	12	23	0	36	31	41	20	92	49	53	28	130	31	0	32	63
KOLDA	1360	0	0	0	0	38	91	0	129	94	160	132	386	150	206	185	540	94	0	211	305
LOUGA	2278	0	0	0	0	38	161	0	199	95	282	273	650	152	362	383	897	95	0	437	532
MATAM	660	0	0	0	0	22	51	0	73	54	90	47	191	87	115	65	267	54	0	75	129
SAINT-LOUIS	1158	0	0	0	0	27	79	0	106	68	138	123	329	109	177	172	458	68	0	196	265
SEDHIOU	535	0	0	0	0	9	35	0	44	24	61	67	151	38	78	93	209	24	0	107	130
TAMBACOUNDA	1263	0	0	0	0	45	95	0	140	112	166	85	363	180	213	119	512	112	0	136	249
THIES	1535	0	0	0	0	2	80	0	82	5	141	278	424	8	181	390	578	5	0	445	450
ZIGUINCHOR	338	0	0	0	0	4	26	0	29	9	45	44	97	14	58	61	133	9	0	70	79
Total général	13819	0	0	0	0	229	871	0	1100	573	1524	1793	3890	917	1960	2510	5387	573	0	2869	3442

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 :

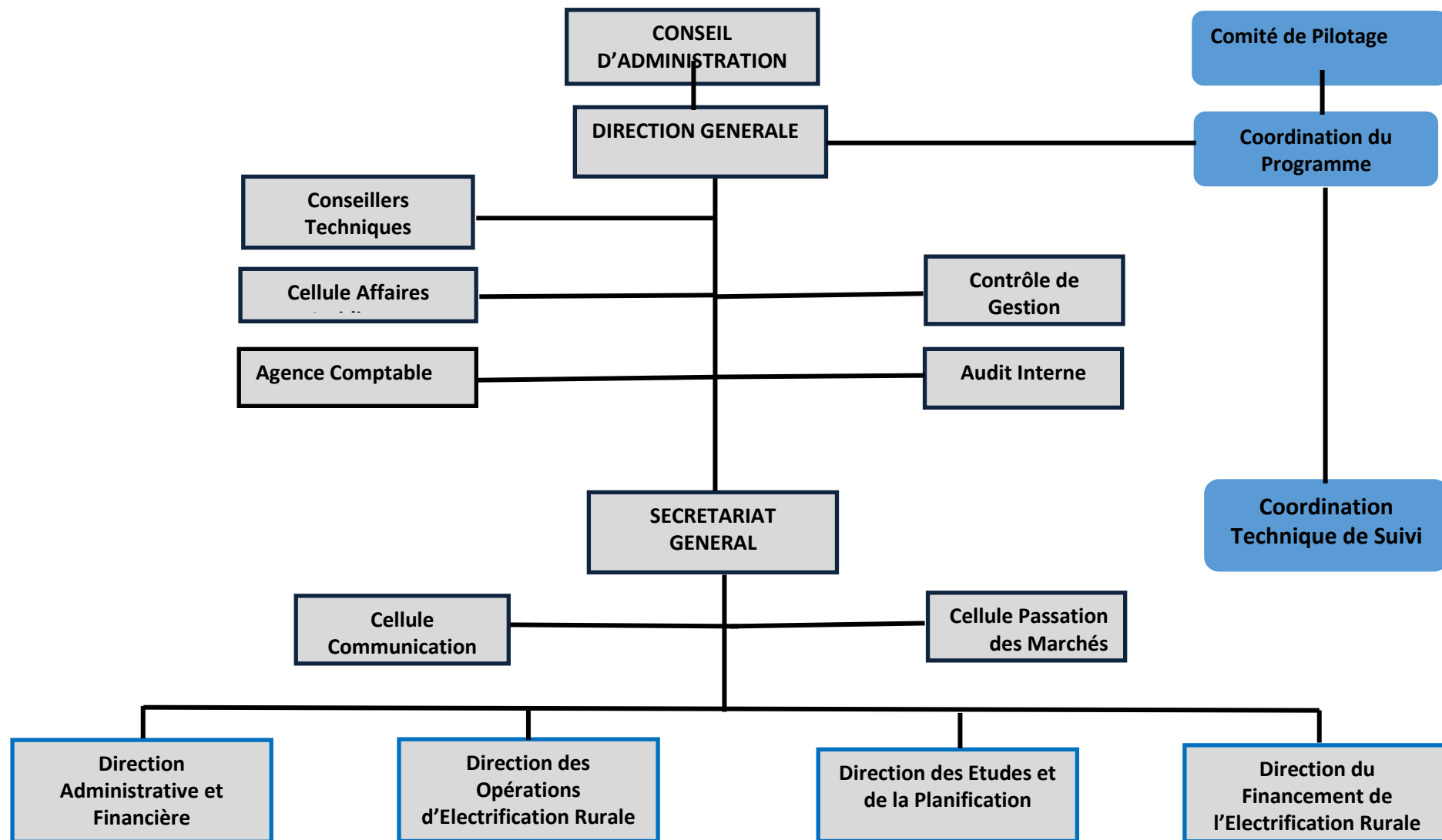
- le Comité Technique de Suivi (CTS) qui va l’appuyer dans la coordination et le suivi de la mise en œuvre du programme ;
- les structures opérationnelles, (directions cellules) de la Direction Générale de l’ASER qui auront en charge la mise en œuvre du programme.

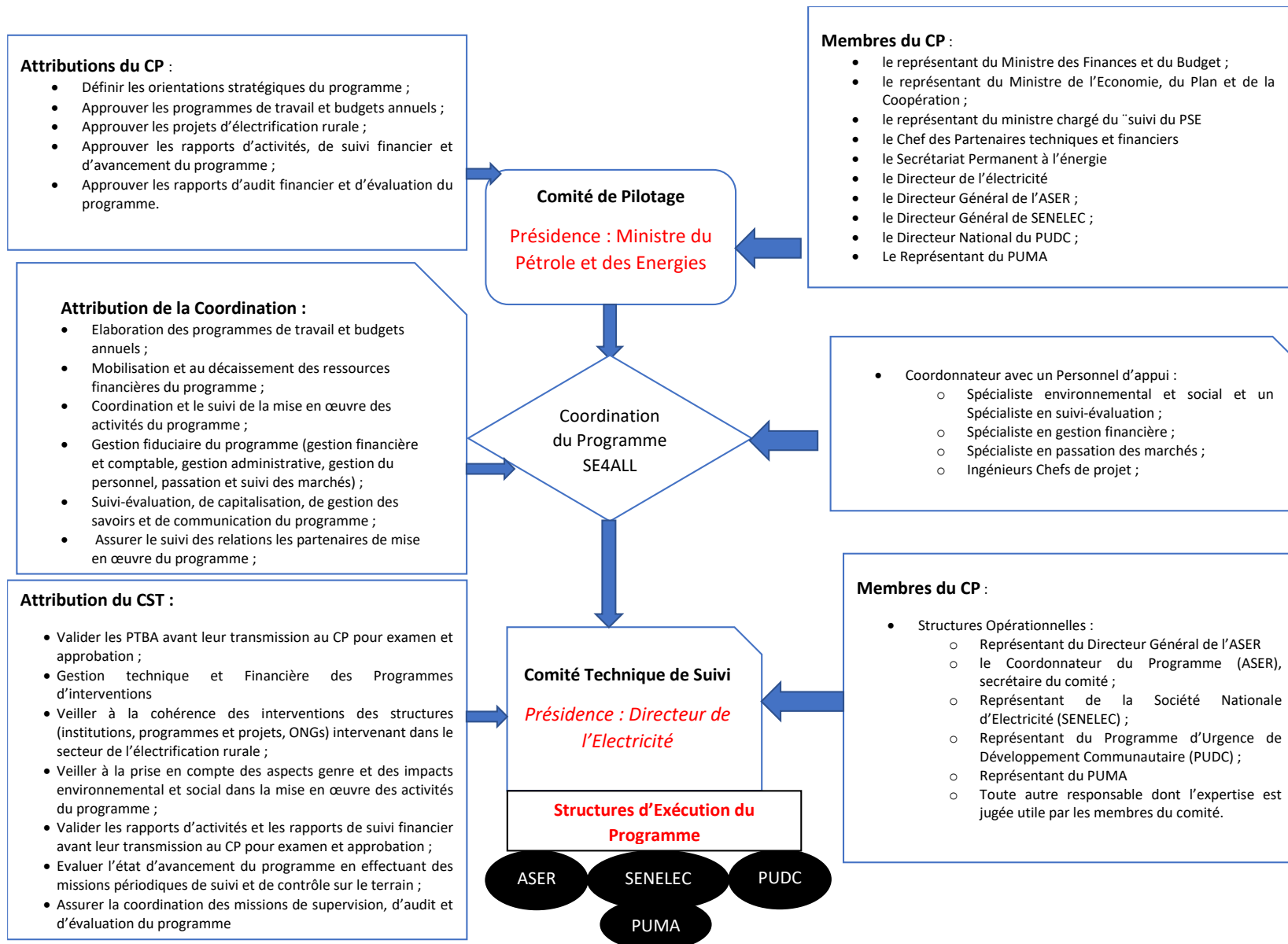
Au total, les organes de gouvernance et de mise en œuvre du programme seront ainsi constitués :

- 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 12: 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.

Tableau 67: Personnel de la direction du programme

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
1. Coordonnateur du Programme	- Assure la planification des activités du programme - Assure la mobilisation des ressources mises à la disposition du programme; - Coordonne la mise en œuvre des activités du programme sur la base des orientations définies par le Comité de pilotage ; - Veille à au respect des normes de qualité et la prise en compte de l'aspect genre dans la réalisation des PER - Assure la gestion efficace et transparente des ressources humaines, financières et matérielles du programme - Veille à la mise en place d'un système d'information et de suivi évaluation des activités du programme ; - Assure le rapportage régulier des activités au CP par la préparation de rapports annuels, semestriels et trimestriels - Organise les missions de supervision, d'audit et d'évaluation du programme	- Avoir un diplôme d'ingénieur en génie électrique ou équivalent - Au moins 07 ans d'expérience dans la conception/planification, l'exécution et le suivi-évaluation des projets de d'électrification rurale - Bonne expérience des procédures de gestion des projets financés par les bailleurs de fonds - Avoir une bonne expérience de la planification stratégique et de la gestion axée sur les résultats - Capacité en leadership et en communication - Capacités en management d'équipe - Capacité à travailler sous pression - Maîtrise de l'outil informatique (Excel, Word, PowerPoint, etc.)
2. Spécialiste en gestion financière	- Assure le décaissement des ressources financières mobilisées par le programme - Assure, chaque année, l'établissement du budget à temps, et suivre son exécution ; - Assure la gestion financière et comptable du programme - Assure la gestion de la trésorerie et le suivi de l'équilibre du programme ; - Veille à l'application des procédures de gestion financière et comptable du programme - Elabore les rapports de suivi financier trimestriels et les états financiers annuels du programme - Prépare et assiste les audits interne et externe financiers et de supervision des bailleurs de fonds - Veille à la mise en œuvre et au suivi des recommandations issues des audits annuels	- Avoir au moins un BAC + 5 en finances ou comptabilité (DESCOGEF ou équivalent) - 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 - Avoir une bonne expérience des procédures de gestion comptable et financière des projets de développement financés par les bailleurs de fonds - Avoir une bonne maîtrise des logiciels de comptabilité courants (TOMPRO, SAARI) - Avoir une excellente capacité d'analyse, de synthèse et de rédaction - Avoir le sens de la rigueur, de l'intégrité, de l'organisation et des responsabilités

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
3. Spécialiste en des passation marchés	- Etablit, en début d'année, le plan annuel de passation des marchés du programme - Prépare les dossiers d'appels d'offres et de demande de cotations pour les marchés de travaux et de fournitures ainsi que les demandes de propositions pour ceux de services de consultants /services autres que services de consultants ; - Assure le secrétariat de la commission des marchés (ouverture, dépouillement, évaluation des offres, attribution) - Prépare et transmet au Directeur de programme tous les documents de marchés pour les formalités d'approbation et de notification de l'attribution - 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 ; - Etablit les rapports trimestriels sur la passation et l'exécution des marchés - Etablit avant le 31 mars de chaque année, le rapport annuel sur la passation des marchés passés l'année précédente	- Diplôme d'ingénieur ou Bac+5 en Gestion, Droit, ou équivalent - Avoir au moins cinq (5) années d'expérience professionnelle dans la passation des marchés - Avoir une expérience pratique des procédures de passation de marchés publics - Avoir une expérience pratique des procédures de passation des marchés des bailleurs de fonds - Avoir une bonne maîtrise de l'outil informatique ; - - Aptitude à travailler sous pression - Avoir une excellente capacité d'analyse, de synthèse et de rédaction - Avoir le sens de l'organisation, de la rigueur responsabilité, de et de l'intégrité
4. Ingénieur (Chef de projet)	- Participe à la sélection bureaux d'études, des entreprises et des bureaux de contrôle intervenant dans la réalisation des PER - Assure le suivi des prestations des bureaux en charge des études techniques APS et APD - Assure le suivi des prestations des bureaux de contrôle et de supervision des projets d'électrification rurale (PER) - Valide et suit la mise en œuvre du planning détaillé des projets d'électrification rurale (PER) - Identifie, analyse et propose des solutions aux problèmes survenant durant la réalisation des PER et en informe la hiérarchie à temps ; - 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 ;	- Avoir un diplôme d'ingénieur électricien ou équivalent - Au moins 05 ans d'expérience dans la conduite des études techniques, le suivi et le contrôle des PER - Sens de l'organisation et aptitudes à présenter et expliquer des sujets techniques ; - Parfaite expression orale et écrite en langue française et excellentes relations professionnelles ; - Bonne connaissance des logiciels de gestion de projet (MS Project) ; - Connaissances pratiques de l'informatique (Environnement Windows) et maîtrise des logiciels de base (Excel, Word, PowerPoint) ;

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
	- Assure la supervision régulière des PER et établit les rapports y relatifs - 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 ; - Rédige à la fin de chaque projet un rapport de capitalisation des leçons apprises qui servira d'intrant au rapport d'achèvement du programme.	
5. Spécialiste en communication	- Assure l'élaboration et la mise en œuvre de la politique de communication interne et externe du programme - Elabore et met en place les supports et outils de communication interne et externe du programme - Gère les relations avec les partenaires du programme - Instaure un dispositif de capitalisation et de gestion des savoirs du programme - Organise la couverture médiatique lorsque des événements sont organisés pour assurer une bonne visibilité du programme - Assure la mise en œuvre des activités de communication et de mobilisation sociale des populations rurales bénéficiaires - Assure la réalisation et la mise à jour du site web du programme	- Niveau Bac+ 4 en communication - Au moins 05 ans d'expérience à un poste similaire - Expérience avérée de l'élaboration et de la mise en œuvre de politiques de communication - Avoir une bonne connaissance des questions d'électrification rurale - Bonne connaissance de l'environnement des médias, y compris les médias sociaux ; - Maîtrise des techniques de communication – (événementielle, institutionnelle, digitale, réseaux sociaux) - Avoir une bonne pratique rédactionnelle - Bonne expression orale et sens du contact
6. Spécialiste en Genre	- Fait le Screening genre de tous les projets du programme - Assure la prise en compte du genre dans le développement, la mise en œuvre, le suivi et évaluation de tous les projets du programme - Assure le renforcement de capacités en genre des acteurs et des partenaires du programme - 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 ; - Assure la contribution du programme dans la réduction des inégalités de genre dans le secteur de l'énergie en milieu rural	- 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 ; - Disposer au moins de 5 années d'expérience sur les questions du genre en milieu rural - 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 ;

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
	- 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	- Avoir d'excellentes capacités de rédaction, de communication et de travail en équipe ; - Avoir une aptitude à travailler en équipe et sous pression ; - Aptitude à travailler sur le terrain en contact quotidien avec les populations ; - Avoir une bonne capacité d'écoute, d'échange et bon sens relationnel ; - Bonne maîtrise des outils informatiques (Word, Excel, PowerPoint, etc.)
7. Spécialiste en gestion environnementale et sociale	- 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 - 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 ; - Assure la mise en œuvre opérationnelle des aspects environnementaux et sociaux, en liaison avec les partenaires et les prestataires désignés ; - Assure le suivi et la supervision des prestations des cabinets en charge des études de sauvegardes environnemental et social ; - 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 - Assure le suivi des aspects environnementaux dans le cadre des prestations de la mission de contrôle et de supervision des travaux ; - Produit des rapports trimestriels sur le suivi social et environnemental (niveau d'exécution, contraintes, recommandations)	- Bac + 5 Minimum dans les domaines des sciences de l'environnement, des sciences de la terre ou équivalent - Avoir au moins 05 ans d'expérience dans la gestion environnementale et sociale des programmes et projets financés par les bailleurs de fonds - Avoir une bonne connaissance des politiques de sauvegarde environnementales et sociales de la banque mondiale - 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 ; - Avoir de bonnes capacités de communication et de travail en équipe - Avoir une bonne connaissance des outils informatiques (WORD ; EXCEL : POWER POINT)

Titre du poste	Principales tâches	Profil du poste
8. Spécialiste en suivi-évaluation	- Participe à l'élaboration des plans de travail du programme - Assure la mise en place et l'administration du système d'information et de suivi-évaluation du programme - Elabore un cadre de références (contrat de performance) permettant à chaque partie (secteur) d'avoir un tableau de bord spécifique ; - Assure la mise en place et anime le plan de suivi/évaluation du programme - Conçoit et diffuse les outils de collecte et de traitement de données adaptés aux besoins de suivi - Contribue à l'élaboration et à la mise en œuvre du plan de formation du programme - Conduire les travaux d'analyse d'impact socioéconomique du programme - Assure la préparation des rapports d'activités trimestriels, semestriels et annuels du programme - Coordonne les missions d'évaluation externe du programme	- Bac+5 en Sciences Sociales ou Ingénieur Statisticien ; - Expérience avérée d'au moins cinq (5) ans en suivi-évaluation des programmes/projets de développement ; - Capacité d'analyse et de prospective socioéconomique ; - Capacité de planification participative axée sur les résultats et d'organisation ; - Maîtrise des outils de suivi-évaluation en particulier des outils informatiques ; - Capacités rédactionnelles en français ; - Aptitude à travailler en équipe. -

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 reporting (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	- Taux de couverture - Taux d'accès	Rapport SIE 2023	
Objectifs spécifiques	OS1 : Accès universel à l'électricité des populations en milieu rural, dans une optique d'équilibre et pour un développement local durable OS2 : Contribuer à l'électrification intégrale des infrastructures sociales de base OS3 : Contribuer à la promotion des usages productifs et activités génératrices de revenus menées par des hommes et des femmes OS4 : Renforcer les capacités du personnel du programme OS5 : Mettre en place un dispositif de suivi évaluation			
Résultats attendus	R1 : Les populations ont accès à un service électrique abordable, fiable et durable ; R2 : L'électrification intégrale des infrastructures sociales de base R3 : Contribuer à la promotion des usages productifs et activités génératrices de revenus menées par des hommes et des femmes ; R4 : Les capacités d'intervention des différents acteurs sont renforcées R5 : un dispositif de suivi évaluation mis en place	- Au moins 17035 localités seront couvertes au plus tard en en décembre 2023 soit 100% des localités rurales et 2 536 280 ont accès à un service électrique soit 85% de la population à l'horizon 2023. ✓ Mini-Réseau Hybride 445 ✓ Mini-Réseau PV 2960 ✓ PV Autonome 4629 ✓ Réseau 9001	Rapports d'activités (2020 -2023) de l'Agence.	

	Logique d'intervention	Indicateurs objectivement vérifiables	Sources et moyens de vérification	Hypothèses
		- Au moins 15 000 Micro et mini entreprises sont créés dans les départements concernés.		
Activités clé à développer	- Mise en place d'un Comité interministériel multisectoriel (CIMES) - Un comité de pilotage est mis en place et implique les partenaires d'exécution du programme - Identification des localités à électrifier - Réaliser les études préalables - Fournir et installer les équipements - Assurer l'information et la sensibilisation des populations en milieu rural - Assurer le suivi évaluation des indicateurs du programme	Moyens : - 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. Coûts (FCFA) : - Investissement : 536 439 299 810 - Ressources Humaines : 165 600 000 - Matériel, fournitures : 12 000 000 - Véhicule : 150 000 000	- Les documents de suivi évaluation du Projet sont les sources d'information références sur le déroulement des activités - L'enveloppe budgétaire nécessaire est mobilisé	

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 FCFA³.

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
COUT TOTAL			1 461 000	

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

³ 1 Dollar US = 593, 36 FCFA

Tableau 70: Plan renforcement de capacités de l'ASER

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
WP RENFORCEMENT CAPACITES TECHNIQUES					
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
		TOTAL	560 000		
WP RENFORCEMENT DES CAPACITES EN MODELISATION ECONOMIQUE ET FINANCEMENT DE L'ER					
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

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
3	Budgétisation et fiscalité de projet d'énergie	DEL, CEP, ASER, SPE Concessionnaires	30 000	2020	6 personnes formées
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
		TOTAL	220 000		
WP RENFORCEMENT DES CAPACITES EN REGULATION, POLITIQUE ET CADRE REGLEMENTAIRE					
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		
		TOTAL	380 000		

S/ID	Activités	Bénéficiaires	Budget (US\$)	Planning	Résultat attendu
WP ADMINISTRATION, COMMUNICATION ET GESTION DU PROGRAMME					
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
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
		TOTAL	201 000		
WP ACQUISITION D'EQUIPEMENT ET OUTILS					
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
		TOTAL	100 000		

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 mm² aluminium (Alu) et 40% en 3x70 + 54,6 + 16 mm² 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 mm² Almélec

Tableau 71 Fourniture et pose réseau MT aérien 30kV - 54,6 mm² 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 Almélec 54,6 mm ² y compris jonction et réalisation	3	km	567 347	1 702 041
Total fourniture et pose réseau MT aérien 54,6 mm ² 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
	Poste Haut de poteau sans le transformateur				
1	Support béton B2000 12m + plate-forme de manoeuvre	1	u	825 000	825 000
2	Armement Simple Ancrage	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 ²	8	m	7 197	57 576
8	Câble BT HN33S33-4x16mm ²	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
	Total Poste sans le transformateur				2 206 880

- 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. Ancrage simple 54-10	8	u	6 090	48 719
Ens. Ancrage 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 mm² Almélec

Tableau 74: Coût de 1 km liaison BT Préassemblé 70 mm² 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. Ancrage simple 54-10	8	u	6 090	48 719
Ens. Ancrage 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 ² (Alu)				7 453 138
Source Senelec/ASER				

Tableau 75: Coût des transformateurs

Type Transfo	PU FCFA HTVA
Transformateur H61 25kVA	1 200 000
Transformateur H61 50kVA	1 600 000
Transformateur H61 100kVA	1 800 000
Transformateur H61 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
Total général	1 078	14 101 297 590

8.4.1.2 Sous-Programme 2.2 : Finalisation des projets en cours

La situation de référence fait apparaître un nombre de 3213 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
Total général	3213	1 503 782

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 7172 localités permettant de couvrir 2.038.025 personnes soit environ 208 835 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 337 milliards de FCA (hors les dorsales).

Tableau 79: Synthèse du Sous-Programme

Puissance (kVA)		178 122
Taux de charge		65%
Population (2023)		2 207 629
Ménage (2023)		226 859
Clients monophasé		222 248
Clients Triphasé		8 328
	Transformateur H61 25kVA	4 205
	Transformateur H61 50kVA	2 573
	Transformateur H61 100kVA	357
	Transformateur H61 160kVA	37
Puissance Trfo H61 KVA		275 395

On note que la réalisation de sous-programme va requérir une demande en puissance de l'ordre de 275 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	16 431	11 713 398 277
	Travaux de piquetage	km	262 300	16 431	4 309 720 150
	Poteau béton Simple B-1250 12m	u	491 809	32 861	16 161 332 498
	Poteau béton Simple AR-400 12m	u	271 277	98 583	26 743 337 108
	Poteau béton Simple B-1600 12m	u	547 922	32 861	18 005 275 052
	Poteau béton Simple B-2000 12m	u	614 431	18 498	11 365 735 851
	Armement simple ancrage e=1'70m + chaîne isolatrice + manchons d'ancrage	u	221 186	32 861	7 268 408 755
	Armement double ancrage e=1'70m + chaîne isolatrice + manchons d'ancrage	u	408 949	49 292	20 157 696 078
	Armement complet rigide avec 3 isos VHT 37 + 3 attaches	u	370 554	98 583	36 530 310 195
	IACM 200 A 36KV + plateforme de manœuvre + commande + mise à la terre	u	901 926	7 172	6 468 616 141
	Câble Almelec 54,6 y compris jonction et réalisation	km	567 347	49 292	27 965 390 812
Sous-total Alimentation MT					186 689 220 917

Tableau 81: Poste aérien H61 à réaliser

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Poste Aérien H61	Support béton B2000 12m + plate-forme de manœuvre	u	825 000	7 172	5 916 900 000
	Armement Simple Ancrage	u	221 186	7 172	1 586 345 992
	Parafoudre (Jeu de 3+cornière galvanisée + accessoires au complet)	u	210 000	7 172	1 506 120 000
	Support de transfo H61 + accessoires au complet	u	60 500	7 172	433 906 000
	Disjoncteur haut de poteau + commande+ accessoires au complet	u	450 000	7 172	3 227 400 000
	Coffret EP + contacteur + gaine de remontée + accessoires au complet	u	175 000	7 172	1 255 100 000
	Câble BT-HN33S33-3x95+50mm ²	m	7 197	57 376	412 935 072
	Câble BT HN33S33-4x16mm ²	m	4 412	71 720	316 428 640
	Mise à la terre des masses R<15ohms + accessoires au complet	u	99 729	7 172	715 256 388
	Mise à la terre du neutre R<15ohms + accessoires au complet	u	99 729	7 172	715 256 388
Sous-total Poste Aérien H61					16 085 648 480

Tableau 82: Transformateurs aérien H61 à réaliser

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Transformateur Aérien H61	Transformateur H61 25kVA	u	1 200 000	4 205	5 046 000 000
	Transformateur H61 50kVA	u	1 600 000	2 573	4 116 800 000
	Transformateur H61 100kVA	u	1 800 000	357	642 600 000
	Transformateur H61 160kVA	u	2 300 000	37	85 100 000
	Sous-total Transformateur Aérien H61				9 890 500 000

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	14 344	6 196 317 534
	Piquetage du réseau	ml	67	14 344 000	961 048 000
	Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	u	98 706	258 192	25 484 979 063
	Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	u	158 696	86 064	13 658 006 269
	Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	u	189 784	71 720	13 611 316 834
	Poteau Béton 10 B 1250 (remonté cable)	u	417 356	14 344	5 986 552 163
	Câble préassemblé 3x70+54,6+25	ml	2 622	4 303 200	11 281 914 600
	Câble préassemblé 3x35+54,6+16	ml	1 701	10 758 000	18 295 772 000
	Ens. suspension 54-14	u	4 108	286 880	1 178 526 048
	Ens. ancrage simple 54-10	u	6 090	114 752	698 830 268
	Ens. ancrage double 54-10	u	12 637	86 064	1 087 621 970
	Lanterne EPA 125	u	49 493	143 440	7 099 225 641
	Mise à la terre du neutre	u	41 547	57 376	2 383 789 787
	Accessoires de raccordement et divers	ens.	281 720	14 344	4 040 989 941
	Sous-total Réseau BT (2 km/village en moyenne)				111 964 890 118

Tableau 84: Coût des Branchements BT à réaliser

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Branchements BT	Pince d'ancrage	u	500	230 576	115 288 000
	Connecteurs de branchement pour monophasé	u	1 400	444 496	622 294 400
	Connecteurs de branchement pour triphasé	u	2 028	33 312	67 556 736
	Cable de Branchement PA 2x16 mm ² (monophasé)	mL	400	7 778 680	3 111 472 000
	Cable de Branchement PA 4x16 mm ² (triphasé)	mL	1 984	291 480	578 296 320
	Potelet 4 m Acier Galvanisé de 45 X 45	u	13 225	230 576	3 049 367 600
	Queue de Conchon	u	1 200	230 576	276 691 200
	Tube PVC Ø 25 mm	mL	300	1 383 456	415 036 800
	Coude PVC Ø 25 mm	u	500	922 304	461 152 000
	Collier Atlas simple	u	300	1 844 608	553 382 400
	Bride de scellement	u	800	922 304	737 843 200
	Coffret comptage monophasé	u	8 000	222 248	1 777 984 000
	Coffret comptage triphasé	u	15 000	8 328	124 920 000
	Coffret comptage monophasé	u	14 000	222 248	3 111 472 000
	Compteur triphasé	u	43 621	8 328	363 275 688
	Main d'œuvre	ff	3 000	230 576	691 728 000
	Sous-total Branchements BT				16 057 760 344

Tableau 85 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	222 248	3 831 555 520
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm ²	mL	350	6 667 440	2 333 604 000
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm ²	mL	550	6 667 440	3 667 092 000
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	1 111 240	1 333 488 000
	Douilles	u	1 000	1 111 240	1 111 240 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	1 111 240	2 222 480 000
	Pater en bois	u	500	222 248	111 124 000
	Prise de Courant	u	1 000	1 777 984	1 777 984 000
	Boite de dérivation	u	1 200	1 333 488	1 600 185 600
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc)	Ens.	5 000	222 248	1 111 240 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	222 248	3 333 720 000
	Sous-total Installations intérieures				22 433 713 120

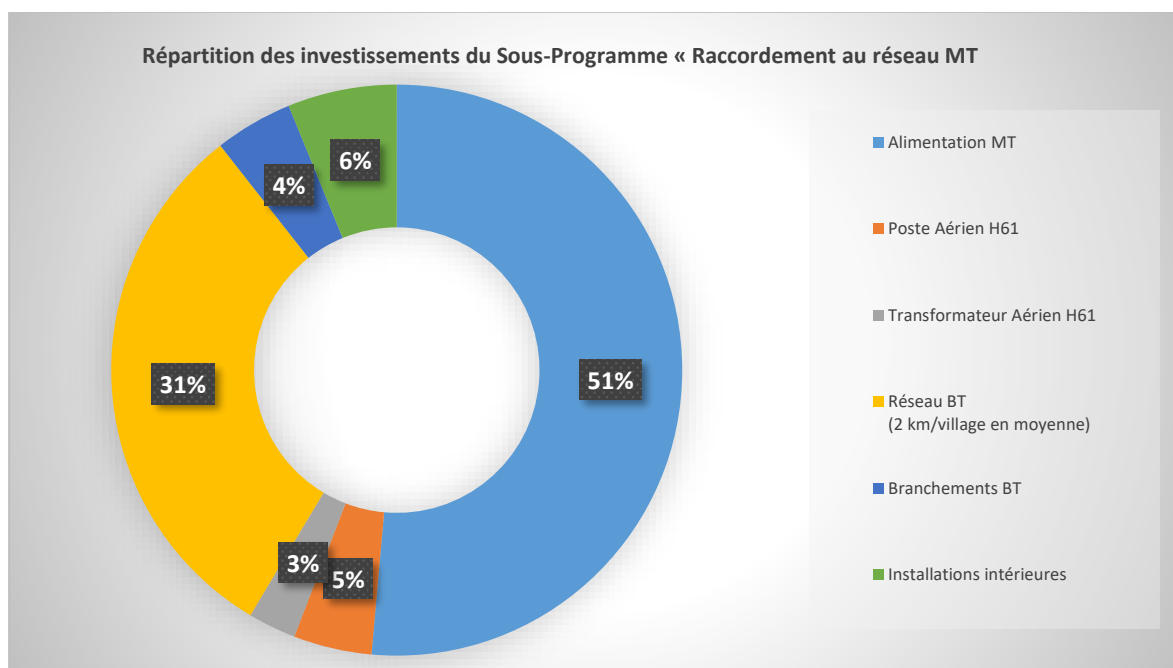


Figure 13: Répartition en % des investissements du Sous-Programme « Raccordement au réseau MT » :

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 239 701 977 745 FCFA. Cet investissement correspond à la réalisation de 2292 mini-grid PV permettant de couvrir 553 786 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 2292 villages				LES 39 DEPT DU SENEGAL	
Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Equipement de production énergétique	Champ photovoltaïque	KWc	600 000	60 535	36 321 090 567
	Onduleur chargeur	kW	415 711	73 775	30 669 103 147
	Onduleur réseau	kW	98 374	58 743	5 778 770 742
	Batterie 2 V /3000 Ah C10 (6 kWh)	U	425 000	69 120	29 376 000 000
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	15 321 744 668
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	5 107 248 223
	Sous-total Equipement de production énergétique				122 573 957 347

Tableau 87: Coût des Equipements de commande et de synchronisation

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Equipement de commande et synchronisation	Câblage et accessoire (5% du coût PV)	Ens	2%	2%	726 421 811
	Equipement de synchronisation (5% PV + Onduleur +Batterie)	Ens	5%	5%	5 107 248 223
	Equipement de commande & protection (5% PV + Onduleur +Batterie)	Ens	5%	5%	5 107 248 223
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	1 641 137 739
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	547 045 913
	Sous-total Equipement de commande et synchronisation				13 129 101 908

Tableau 88: Coût du Génie Civil

Rubrique	Détails des rubriques	Unité	PU HT HD	Quantité	Montant FCFA HT HD
Génie Civil	Local technique type 1 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	77 985	11 697 750 000
	Local technique type 2 (mur agglo 20x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	36 335	5 450 250 000
	Local gardien + toilette (mur agglo 15x20x40, toiture en fibrociment)	m2	150 000	36 672	5 500 800 000
	Structure Support Modules	Ens.kWc	264 000	60 535	15 981 279 850
	Bloc Fondation support modules (longrine béton dosé 3500 kg/m2)	Ens.kWc	75 000	60 535	4 540 136 321
	Mur de clôture (agglo 15x20x40 hauteur 1,8 m)	MI	15 000	297 040	4 455 600 000
	Main d'œuvre (15% du coût des équipements)	FF	15%	15%	7 143 872 426
	Transport sur site (5% du coût des équipements)	FF	5%	5%	2 381 290 809
	Sous-total Génie Civil				57 150 979 405

Tableau 89: Coût du Réseau BT

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	4 584	1 980 195 174
	Piquetage du réseau	ml	67	4 584 000	307 128 000
	Poteau Béton 9 AR 150 (alignement)	u	98 706	82 512	8 144 390 967
	Poteau Béton 9 AR 400 (angle)	u	158 696	27 504	4 364 772 779
	Poteau Béton 9 AR 650 (arrêt)	u	189 784	22 920	4 349 851 950
	Poteau Béton 10 B 1250 (remonté cable)	u	417 356	4 584	1 913 159 169
	Câble préassemblé 3x70+54,6+25	ml	2 622	1 375 200	3 605 430 600
	Câble préassemblé 3x35+54,6+16	ml	1 701	3 438 000	5 846 892 000
	Ens. suspension 54-14	u	4 108	91 680	376 628 793
	Ens.ancrage simple 54-10	u	6 090	36 672	223 329 472
	Ens. ancrage double 54-10	u	12 637	27 504	347 578 019
	Lanterne EPA 125	u	49 493	45 840	2 268 743 052
	Mise à la terre du neutre	u	41 547	18 336	761 802 313
	Accessoires de raccordement et divers	ens.	281 720	4 584	1 291 403 924
	Sous-total Réseau BT (2 km/village en moyenne)				35 781 306 212

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	66 293	33 146 500
	Connecteurs de branchement pour monophasé	u	1400	127 760	178864000
	Connecteurs de branchement pour triphasé	u	2028	9 652	19574256
	Cable de Branchement PA 2x16 mm ² (monophasé)	mL	400	2 235 800	894320000
	Cable de Branchement PA 4x16 mm ² (triphasé)	mL	1984	84 455	167558720
	Potelet 4 m Acier Galvanisé de 45 X 45	u	13225	66 293	876724925
	Queue de Conchon	u	1200	66 293	79551600
	Tube PVC Ø 25 mm	mL	300	397 758	119327400
	Coude PVC Ø 25 mm	u	500	265 172	132586000
	Collier Atlas simple	u	300	530 344	159103200
	Bride de scellement	u	800	265 172	212137600
	Coffret comptage monophasé	u	8000	63 880	511040000
	Coffret comptage triphasé	u	15000	2 413	36195000
	Compteur monophasé	u	14000	63 880	894320000
	Compteur triphasé	u	43621	2 413	105257473
	Main d'œuvre	ff	3000	66 293	198879000
	Sous-total Branchements BT				4 618 585 674

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	63 880	1 101 291 200
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm ²	mL	350	1 916 400	670 740 000
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm ²	mL	550	1 916 400	1 054 020 000
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	319 400	383 280 000
	Douilles	u	1 000	319 400	319 400 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	319 400	638 800 000
	Pater en bois	u	500	63 880	31 940 000
	Prise de Courant	u	1 000	511 040	511 040 000
	Boite de dérivation	u	1 200	383 280	459 936 000
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc)	Ens.	5 000	63 880	319 400 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	63 880	958 200 000
	Sous-total Installations intérieures				6 448 047 200

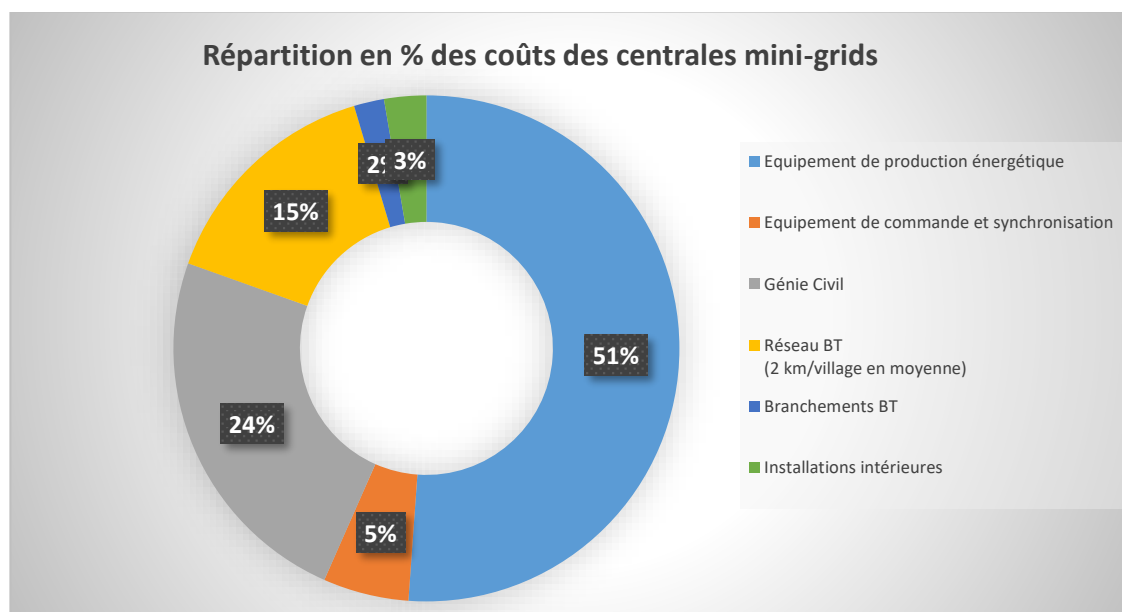


Figure 14: Répartition en % des coûts des centrales mini-grids

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 20 887 699 280 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	6 551	4 703 618 000
	Transport + main d'œuvre	U	57 440	6 551	376 289 440
	Sous-total Eclairage Public				5 079 907 440

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	20 563	2 261 930 000
	Ens. Module PV (200 Wc S3) + support	U	180 000	10 923	1 966 140 000
	Onduleur (150W 12V S2)	U	40 000	20 563	822 520 000
	Onduleur (300W 12V S3)	U	60 000	10 923	655 380 000
	Batterie Gel (150 Ah 12V S2)	U	100 000	20 563	2 056 300 000
	Batterie Gel (300 Ah 12V S3)	U	200 000	10 923	2 184 600 000
	Régulateur de charge (15 A 12V S2)	U	20 000	20 563	411 260 000
	Régulateur de charge (25 A 12V S3)	U	35 000	10 923	382 305 000
	Transport + main d'œuvre	FF	60 000	31 486	1 889 160 000
	Sous-total Production d'énergie SHS				12 629 595 000

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	31 486	542 818 640
	Câble U 1000 RO2V 2x1,5mm ²	mL	350	944 580	330 603 000
	Câble U 1000 RO2V 2x2,5mm ²	mL	550	944 580	519 519 000
	Interrupteurs simple Allumage	u	1 200	157 430	188 916 000
	Douilles	u	1 000	157 430	157 430 000
	Lampe LED 5 W	u	2 000	157 430	314 860 000
	Pater en bois	u	500	31 486	15 743 000
	Prise de Courant	u	1 000	251 888	251 888 000
	Boîte de dérivation	u	1 200	188 916	226 699 200
	Accessoires divers (Colliers, attaches, chevilles, etc)	Ens.	5 000	31 486	157 430 000
	Main d'œuvre	ff	15 000	31 486	472 290 000
	Sous-total Installations intérieures				3 178 196 840

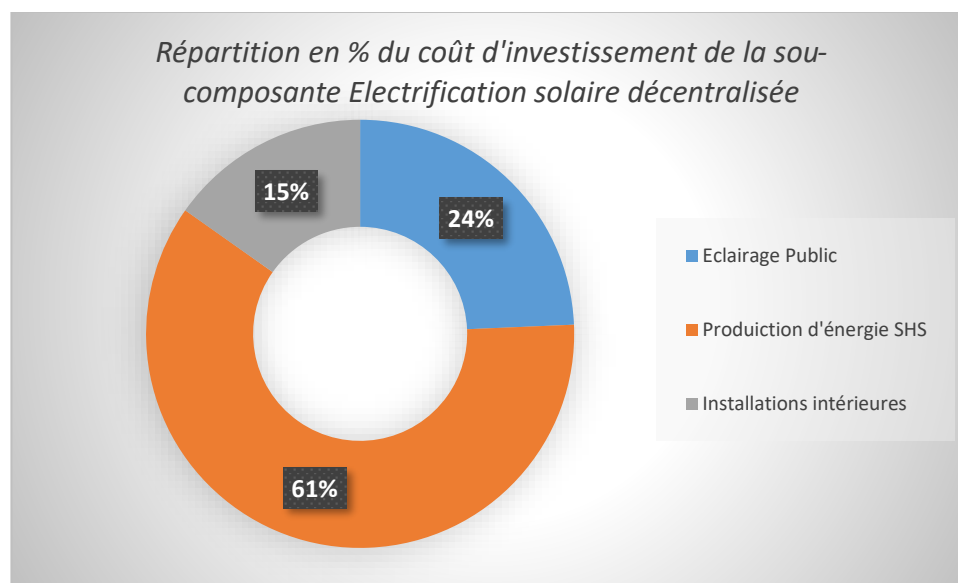


Figure 15: Répartition en % des coûts de la sous-composante PV autonome-SHS

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
Total général	45 759

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 :

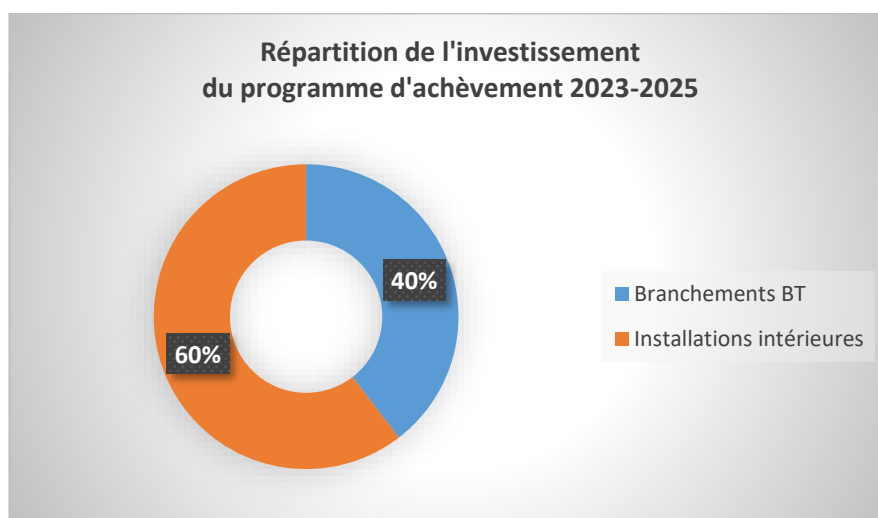


Figure 16: Répartition en % du coût du Programme d'achèvement

8.5 Synthèse des résultats

Le coût de l'investissement du programme est estimé à 646 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 663 milliards de FCFA. Le **tableau 96** résume les coûts du programme :

Tableau 96: Coût du programme

Rubriques	Besoin de financement (Millions FCFA)
<i>Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)</i>	16 140
<i>Renforcement de Capacités</i>	867
CAPEX	645 619
Dorsales MT	14 101
Raccordement au réseau MT	363 122
- Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)	212 665
- Réseaux BT	111 965
- Branchements	16 058
- Installations Intérieures	22 434
Mini-réseau PV	239 702
- Production énergétique (Equipements, commande, Génie Civil)	192 854
- Réseau BT	35 781
- Branchements	4 619
- Installations Intérieures	6 448
Système PV Autonome (SHS)	20 888
- Production énergétique (Equipements, Supports)	12 630
- Installations Intérieures	3 178
- Eclairage Public	5 080
Phase de densification	7 807
- Branchements	3 090
- Installations Intérieures	4 717
TOTAL	662 627

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 Privés	Usagers
<i>Préparation et Etudes (Etudes détaillées, gestion du Programme, Assistance Technique)</i>	16 145	☑	☑		
<i>Renforcement de Capacités</i>	867	☑	☑		
CAPEX	645 795				
Dorsales MT	14 101	☑	☑		
Raccordement au réseau MT	363 122				
- Extension MT (Alimentation, Postes Transformateurs)	212 665	☑	☑		
- Réseaux BT	111 965	☑	☑		
- Branchements	16 058	☑	☑	☑	
- Installations Intérieures	22 434	☑	☑	☑	☑
Mini-réseau PV	239 702				
- Production énergétique (Equipements, commande, Génie Civil)	192 854	☑	☑		
- Réseau BT	35 781	☑	☑		
- Branchements	4 619	☑	☑	☑	
- Installations Intérieures	6 448	☑	☑	☑	☑
Système PV Autonome (SHS)	21 063				
- Production énergétique (Equipements, Supports)	12 739	☑	☑		
- Installations Intérieures	3 204	☑	☑	☑	☑
- Eclairage Public	5 121	☑	☑	☑	
Phase de densification	7 807				
- Branchements	3 090	☑	☑	☑	
- Installations Intérieures	4 717	☑	☑	☑	☑
TOTAL	662 807				
☑ 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

Régions	Réseau	centrales solaires hybrides	PV autonome	Densification	Total général
DAKAR	162 165 486	0	0	0	162 165 486
RUFISQUE	162 165 486	0	0	0	162 165 486
DIOURBEL	40 918 112 552	4 560 464 478	1 889 479 680	647 543 940	48 015 600 650
BAMBEY	15 984 596 509	0	431 014 080	273 151 275	16 688 761 864
DIOURBEL	14 262 112 690	2 090 821 343	747 496 820	211 671 355	17 312 102 208
M'BACKE	10 671 403 352	2 469 643 135	710 968 780	162 721 310	14 014 736 577
FATICK	42 998 846 131	3 243 347 083	1 154 320 480	733 916 545	48 130 430 240
FATICK	26 775 727 532	1 595 403 017	574 122 720	463 939 505	29 409 192 775
FOUNDIOUGNE	6 387 952 165	169 427 790	143 976 340	107 422 795	6 808 779 090
GOSSAS	9 835 166 434	1 478 516 276	436 221 420	162 554 245	11 912 458 375
KAFFRINE	33 211 068 508	23 696 811 817	1 454 140 320	722 556 125	59 084 576 770
BIRKELANE	9 068 802 826	2 578 728 165	444 219 400	165 561 415	12 257 311 806
KAFFRINE	10 136 865 693	5 494 718 526	104 887 540	218 521 020	15 954 992 779
KOUNGHEUL	9 893 305 709	12 593 944 632	598 713 860	243 079 575	23 329 043 776
MALEM HODDAR	4 112 094 280	3 029 420 494	306 319 520	95 394 115	7 543 228 409
KAOLACK	32 718 651 866	7 916 117 203	756 266 300	629 333 855	42 020 369 224
GUINGUINEO	8 293 865 934	2 852 327 926	307 723 020	141 504 055	11 595 420 935
KAOLACK	10 299 497 378	1 757 867 672	326 266 040	177 255 965	12 560 887 055
NIORO	14 125 288 554	3 305 921 605	122 277 240	310 573 835	17 864 061 234
KEDOUGOU	6 023 944 204	12 555 425 837	926 464 040	178 926 615	19 684 760 696
KEDOUGOU	2 997 464 899	3 676 508 112	291 021 700	77 852 290	7 042 847 001
SALEMATA	528 761 534	3 579 385 221	447 127 980	43 771 030	4 599 045 765
SARAYA	2 497 717 771	5 299 532 504	188 314 360	57 303 295	8 042 867 930
KOLDA	27 821 213 128	37 518 570 943	2 093 573 360	686 470 085	68 119 827 516
KOLDA	11 626 320 447	12 179 312 617	865 148 980	260 955 530	24 931 737 574
MEDINA YORO FOULAH	5 673 521 944	14 174 149 755	638 227 140	186 444 540	20 672 343 379
VELINGARA	10 521 370 737	11 165 108 571	590 197 240	239 070 015	22 515 746 564
LOUGA	55 519 081 318	41 365 329 511	4 045 124 340	1 179 311 835	102 108 847 004
KEBEMER	19 049 904 470	8 003 545 291	1 217 687 240	335 132 390	28 606 269 391
LINGUERE	14 809 517 464	24 471 895 864	1 594 589 320	419 333 150	41 295 335 798
LOUGA	21 659 659 383	8 889 888 356	1 232 847 780	424 846 295	32 207 241 814
MATAM	11 438 561 774	23 365 414 809	1 499 988 600	319 428 280	36 623 393 463
KANEL	4 349 229 422	5 206 568 724	382 553 240	81 026 525	10 019 377 912
MATAM	4 053 681 496	3 236 258 813	380 329 740	90 048 035	7 760 318 084
RANEROU	3 035 650 856	14 922 587 271	737 105 620	148 353 720	18 843 697 467
SAINT-LOUIS	24 122 100 395	28 136 024 114	2 213 489 660	651 553 500	55 123 167 670
DAGANA	6 117 262 261	4 879 961 790	621 550 540	155 370 450	11 774 145 041
PODOR	15 088 679 106	22 616 327 003	1 315 856 420	439 046 820	39 459 909 349

Régions	Réseau	centrales solaires hybrides	PV autonome	Densification	Total général
SAINT LOUIS	2 916 159 028	639 735 322	276 082 700	57 136 230	3 889 113 279
SEDHIOU	13 029 089 596	9 144 897 275	737 424 600	275 156 055	23 186 567 527
BOUNKILING	6 003 291 347	4 403 356 781	358 215 440	140 000 470	10 904 864 038
GOUDOMP	4 532 865 865	1 928 703 836	112 807 580	85 704 345	6 660 081 626
SEDHIOU	2 492 932 384	2 812 836 658	266 401 580	49 451 240	5 621 621 862
TAMBACOUNDA	19 291 553 545	42 923 055 305	1 883 721 880	627 329 075	64 725 659 804
BAKEL	1 752 889 104	1 498 644 143	93 542 180	43 269 835	3 388 345 262
GOUDIRY	3 624 069 680	15 649 072 359	728 744 060	175 251 185	20 177 137 284
KOUPENTOUM	4 474 607 213	11 077 097 967	388 109 640	156 372 840	16 096 187 660
TAMBACOUNDA	9 439 987 548	14 698 240 836	673 326 000	252 435 215	25 063 989 599
THIES	47 775 297 787	2 055 800 606	1 589 549 160	956 280 060	52 376 927 612
M'BOUR	18 064 659 273	1 031 047 235	284 376 680	444 225 835	19 824 309 023
THIES	12 198 220 663	176 310 985	545 716 880	225 704 815	13 145 953 343
TIVAOUANE	17 512 417 850	848 442 385	759 455 600	286 349 410	19 406 665 246
ZIGUINCHOR	8 092 046 689	2 654 768 599	644 156 860	189 117 580	11 580 089 728
BIGNONA	6 014 231 647	1 761 561 527	483 767 320	126 468 205	8 386 028 699
OUSSOUYE	938 375 371	893 207 072	72 523 580	36 253 105	1 940 359 128
ZIGUINCHOR	1 139 439 671	0	87 865 960	26 396 270	1 253 701 901
Total général	363 121 732 979	239 136 027 580	21 063 492 300	7 796 923 550	630 942 383 390

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

Décembre 2019 Table ronde des bailleurs de fonds

Avril 2020 Réalisation de la phase de préparation et d'études

Juin 2020 Mobilisation du financement (phase 1)

Septembre 2020 Contractualisation (phase 1) et lancement réalisation

Décembre 2020 Mobilisation du financement (phase 2)

Mars 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