REPUBLIQUE DU NIGER

Fraternité-Travail-Progrès

Ministère de l'Energie

STRATEGIE NATIONALE D'ACCES A L'ELECTRICITE

octobre 2018

Annexe au DECRET N°2018-743/PRN/M/E du 19 octobre 2018

TABLE DES MATIERES

LISTE DES FIGURES 4
LISTE DES TABLEAUX 4
ACRONYMES 5
LEXIQUE 8
NOTE DE SYNTHESE 9
1. INTRODUCTION GENERALE 17
2. RAPPELS DU DOCUMENT DE POLITIQUE NATIONALE DE L'ELECTRICITE 17
3. STRUCTURE PROGRAMMATIQUE DE LA STRATEGIE 19
3.1 Options techniques d'électrification **19**
3.1.1 Options d'électrification rurale par extension de réseau 23
3.1.2 Option d'électrification par mini-réseaux 23
3.1.3 Option d'électrification par systèmes individuels 25
3.1.4 Compteurs intelligents 26
3.1.5 Conclusion sur les options d'électrification 26
3.2 Caractéristiques de conception de la SNAE **27**
3.2.1 Pôle de développement 27
3.2.2 Population de couverture 28
3.2.3 Optimisation technico-économique 28
3.3 Résultats **31**
3.3.1 Rythme d'électrification 31
3.3.2 Prévision de la demande 31
3.3.3 Densification 32
3.3.4 Extension des réseaux 33
3.3.4.1 PHASE DE STRUCTURATION (2018-2024) 33
3.3.4.2 PHASE DE MAILLAGE (2025-2035) 34
3.3.4.3 BRANCHEMENTS AU RESEAU 34
3.3.5 Mini-réseaux 34
3.3.5.1 CONSTRUCTION DE GRAPPES 34
3.3.5.2 RACCORDEMENTS AUX MINI-RESEAUX 35
3.3.6 Systèmes individuels ou Solutions distribuées 35
3.4 Opportunités de réduction des coûts **35**
3.5 Périmètres d'électrification **36**
3.5.1 Périmètre de concession NIGELEC 36
3.5.2 Autres périmètres d'électrification 36

4. PLAN D'ACTIONS 37

4.1 Politique Nationale et Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité (SNAE) **37**

4.1.1 Objectifs d'accès de la SNAE découlant du DPNE ***39***

4.1.2 Prise en compte des axes stratégiques du DPNE liés à l'accès à l'électricité 38

4.1.3 Structuration de la mise en œuvre de la SNAE 38

4.2 Plan d'actions **39**

4.2.1 Phase initiale 2018 – 2024 39

4.2.2 Deuxième Phase 2025 – 2035 40

5. SCHEMA DE FINANCEMENT **41**

5.1 Budgets prévisionnels de la SNAE **41**

5.2 Financements **43**

5.2.1 Engagement de l'Etat 43

5.2.2 Principales sources de financement 43

6. REFORMES NECESSAIRES **48**

6.1. Réformes et mesures d'accompagnement **48**

6.2. Management fiduciaire de la SNAE **49**

7. RISQUES MAJEURS ET MITIGATION 50

7.1. Risques majeurs et mitigation **50**

7.2. Mitigation des risques **51**

7.2.1 Garanties de prêt 51

7.2.2 Participation du secteur privé 52

7.2.3 Mécanisme dit de « Financement de projet » 52

7.2.4 Mécanisme dit de « blending » 52

8. FACTEURS DE SUCCES **53**

9. MECANISMES DE MISE EN ŒUVRE ET DE SUIVI-EVALUATION **53**

9.1 Outils de mise en œuvre **53**

9.2 Structures de mise en œuvre **54**

9.3 Suivi-Evaluation **55**

9.4 Chaîne de résultats de la SNAE **56**

9.5 Cadre logique de la SNAE **57**

10. CONCLUSION GENERALE 58

ANNEXE : INDICATEURS DE RESULTATS SNAE 589

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Facteurs influençant la sélection de l'option technologique optimale 22
Figure 2 : Mini-réseau décentralisé typique (Source : Mini-grid design manual – ESMAP/WB, 2000) 23
Figure 3 : Illustration de l'espace des mini-réseaux (Source: Inensus) 25
Figure 4 : Étapes successives d'optimisation de l'accès à l'électricité 29
Figure 5 : Evolution des taux de raccordements sur réseaux et mini-réseaux (2018-2037) 32
Figure 6 : Rythme d'électrification par extension des réseaux sur la période 2018-2024 33
Figure 7 : Rythme d'électrification par extension des réseaux sur la période 2025-2035 34
Figure 8 : Axes prioritaires de mise en œuvre de la SNAE 39
Figure 9 : Evolution du taux d'accès des ménages à l'électricité dans le cadre de la SNAE 40
Figure 10 : Chaîne de résultats de la SNAE 56

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Niveaux de services du SE4ALL 20
Tableau 2 : Avantages et inconvénients des installations solaires domestiques 25
Tableau 3 : Cible potentielle de la densification dans les localités électrifiées 32
Tableau 4 : SNAE – Objectifs visés à l'horizon 2035 38
Tableau 5 : SNAE - Estimation des branchements à réaliser à l'horizon 2035 41
Tableau 6 : SNAE - Estimation des investissements en infrastructures et branchements 42
Tableau 7 : SNAE - Répartition des investissements en infrastructures et branchements 42
Tableau 8 : Cadre logique de la SNAE 57

ACRONYMES

AGGREKO	Entreprise de location de groupes électrogènes
AC	Courant alternatif (Alternative Current en anglais)
ANPER	Agence Nigérienne de Promotion de l'Electrification en milieu Rural
AEI	Initiative d'Electrification de l'Afrique
AFD	Agence Française de Développement
ARREC	Autorité de Régulation Régionale du secteur de l'Electricité
ARSÉ	Autorité de Régulation du Secteur de l'Energie
BM	Banque Mondiale
BT	Basse Tension
CAPEX	Capital Expenditure (Coût d'investissement)
CPDN	Contribution Prévue Déterminée au niveau National du Niger
CEDEAO	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CEREEC	Centre de la CEDEAO pour l'énergie renouvelable et l'efficacité énergétique
CNES	Centre National d'Energie Solaire
COMINAK	Compagnie Minière d'Akouta
DC	Courant Continu (Direct Current en anglais)
DE	Direction de l'Electricité
DPED	Direction de la Promotion des Energies Domestiques
DPER	Direction de la Promotion des Energies Renouvelables
EEEOA	Système d'échange d'énergie électrique Ouest Africain (plus connu sous le nom du WAPP, West African Power Pool)
ESMAP	Energy Sector Management Assistance Program
EPT	Élévation du Potentiel de Terre
FAD	Fonds Africain de Développement
FCFA	Franc CFA (monnaie)
FMI	Fonds Monétaire International
FNE	Fonds National d'Electrification
FONER	Fonds National de l'Electrification Rurale
GdN	Gouvernement du Niger
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattheure
HT	Haute tension

IDH	Indice de Développement Humain
IOV	Indicateur Objectivement Vérifiable
IPD	Indicateur de Potentiel de Développement
IRED	Initiative Régionale pour l'Energie Durable
kVA	kilo-Volt Ampere
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattheure
LCOE	Levelized Cost Of Energy
MALT	Réseau Moyenne Tension avec neutre effectivement mis à la terre
MCL	Méthode du Cadre Logique
ME	Ministère de l'Energie
MT	Moyenne Tension
MW	Mégawatt
MWh	Mégawattheure
NELACEP	Projet d'expansion de l'accès à l'électricité
NCE	Zone Niger Centre Est
NIGELEC	Société nigérienne d'électricité
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
O&M	Operation & Maintenance
OMD	Objectifs du Millénaire pour le Développement
ONU	Organisation des Nations Unies
OPEX	Operational expenditure (Coût Opération & Maintenance)
PASE Safo	Projet d'Accès aux Services Energétiques pour la Commune Rurale de Safo
PDES	Plan de Développement Economique et Social
PEEC	Politique d'Efficacité Energétique de la CEDEAO
PERAN	Programme d'Électrification Rurale Autonome hors réseau au Niger
PHCN	Power Holding Company of Nigeria
PMA	Pays les Moins Avancés
PPO	Planification des Projets par Objectifs
PPI	Production Privée Indépendante
PPP	Partenariat Public-Privé
PRASE	Programme national de Référence d'Accès aux Services Energétiques modernes
PTFM	Plate-Forme Multi-Fonctionnelle

PV	Photovoltaïque
SDDCI	Stratégie de Développement Durable et de Croissance Inclusive Niger 2035
SE4ALL	Sustainable Energy for All
SIG	Système d'Information Géographique
SNAE	Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité
SNASEM	Stratégie nationale d'accès aux services énergétiques modernes des populations nigériennes
SNPPRD	Stratégie Nationale de Promotion des Pôles Régionaux de Développement
SOMAIR	Société des Mines de l'Aïr
SOMINA	Société des Mines d'Azélik
SONICHAR	Société Nigérienne de Charbon d'Anou Araren
STEG	Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz
SWER	Single Wire Earth Return
SWS	Shield Wire System (Câble de garde)
tep	Tonnes d'équivalent pétrole
TSE	Taxe Spécifique d'Electricité
USD	Dollar des Etats-Unis (monnaie)
UEMOA	Union Economique et Monétaire Ouest Africaine
WAPP	West African Power Pool (ou encore EEEOA en français)

LEXIQUE

Accès à l'électricité

Capacité de bénéficier d'une énergie adéquate, disponible quand nécessaire, fiable, de bonne qualité, abordable, légale, commode, saine et sûre, pour toute utilisation (ménagère, productive et communautaire). – Source : SE4ALL

Taux d'accès à l'électricité

Proportion de la population ayant effectivement accès à l'électricité. Ceci est définit comme la population desservie.

$$Taux\ d'accès\ à\ l'électricité = \frac{Nombre\ de\ personnes\ desservies\ en\ électricité}{Nombre\ total\ de\ personnes\ au\ Niger}$$

Electrification rurale

Action d'électrifier des localités ou groupe de localités, classées rurales par la législation, selon le découpage administratif ou d'autres agglomérations non desservies dans le périmètre de la délégation déjà existante. (Art. 4 de la loi du 6 mai 2013 portant création de l'Agence Nigérienne de Promotion de l'Electrification en milieu Rural).

Taux d'électrification

Proportion des localités électrifiées sur l'ensemble des localités du territoire. Ce taux donne une image de l'état des lieux des localités électrifiées au Niger.

$$Taux\ d'électrification = \frac{Nombre\ de\ localités\ électrifiées}{Nombre\ total\ de\ localités}$$

Taux de couverture de l'électricité

Proportion de la population résidant dans les localités électrifiées parmi la population totale du Niger. Cette proportion est vue comme la population couverte.

$$Taux\ de\ couverture = \frac{Nombre\ de\ personnes\ habitant\ les\ localités\ électrifiées}{Nombre\ total\ de\ personnes\ au\ Niger}$$

Taux de desserte en électricité (ou taux de pénétration de l'électricité)

Ratio entre la population desservie (voir taux d'accès) et la population couverte (voir taux de couverture). Ce taux permet de donner une image des ménages qui pourraient potentiellement avoir accès à l'électricité mais qui actuellement ne profitent pas du service électrique dans une localité pourtant électrifiée.

$$Taux\ de\ desserte = \frac{Nombre\ de\ personnes\ desservies\ en\ électricité}{Nombre\ de\ personnes\ habitant\ les\ localités\ électrifiées}$$

Le taux de desserte (ou de pénétration) est également donné par la formule ci-dessous.

$$Taux\ de\ pénétration = \frac{Nombre\ de\ ménages\ ayant\ accès\ à\ l'électricité\ dans\ une\ localité\ électrifiée}{Nombre\ total\ de\ ménages\ de\ la\ localité\ électrifiée}$$

NOTE DE SYNTHESE

La Stratégie nationale d'accès à l'électricité (SNAE) fait suite au Document de Politique Nationale de l'Electricité (DPNE) avec la vision à l'horizon 2035, que « *l'électricité est un véritable moteur du développement durable grâce à l'accès universel à l'électricité et le Niger est un acteur majeur sur le marché régional d'électricité à travers la valorisation de ses ressources énergétiques nationales* ».

L'objectif du Gouvernement nigérien est de se doter à l'horizon 2035, d'un secteur électrique performant et financièrement viable, au rendez-vous du développement économique - notamment de la productivité agricole, de l'accès à la santé, à l'eau potable et à l'éducation, ainsi que de l'autonomisation des femmes - et à même de rendre possible l'approvisionnement de l'ensemble du peuple nigérien, en électricité fiable, abordable et respectueuse de l'environnement.

Le DPNE couvre toutes les problématiques actuelles du sous-secteur de l'énergie électrique, notamment :

- l'accès très faible des ménages à l'électricité (le taux observé ressort à 12,22% en 2017, dont moins d'un pourcent en milieu rural) malgré d'importants efforts consentis dans l'électrification, qui est par ailleurs caractérisée par de réseaux insuffisamment densifiés avec une couverture spatiale limitée ;
- l'insuffisance de la valorisation des ressources énergétiques nationales, y compris renouvelables (uranium, charbon minéral, soleil, fleuve Niger, etc.) associée à la forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur pour la satisfaction des besoins.

A cet effet et en référence à la SDDCI NIGER 2035, il s'agit d'assurer dans le sous-secteur de l'électricité, avec la contribution du secteur privé, l'accès à l'électricité pour tous (côté demande) et la valorisation des ressources énergétiques nationales (côté offre).

Le DPNE a retenu quatre (04) axes stratégiques dont : i) *Electrification du territoire national pour faire de l'électricité le moteur du développement durable ; ii) Développement de la production nationale d'électricité avec l'exportation en perspective ; iii) Promotion du secteur privé ; et iv) Adaptation et Renforcement du Cadre règlementaire et institutionnel.*

Les objectifs politiques du DPNE orientés vers l'offre en électricité sont pris en compte dans le cadre des études (en cours) de Schéma Directeur de Production et Transport (SDPT) d'énergie électrique. Ces études incluent les investissements requis en faisant la place au secteur privé à travers la production indépendante et le partenariat public-privé.

La SNAE met un accent particulier sur les objectifs politiques relatifs à l'accès (demande en électricité), où il a été retenu l'électrification du territoire national suivant : i) le réseau NIGELEC (densification et extension) à 85% ; ii) les mini-réseaux décentralisés à 5% ; et iii) et les solutions distribuées (systèmes individuels, notamment des kits solaires) à 10%.

Pour la mise en œuvre de la SNAE, les modalités d'atteinte des objectifs politiques d'accès ont été analysées sommairement sous le prisme de contraintes technico-économiques, afin d'assurer un accès basé sur l'électrification totale du Niger via les options techniques susmentionnées.

Consistance de la SNAE

La Stratégie nationale d'accès à l'électricité (SNAE) porte sur l'accès à l'électricité pour tous les nigériens en mobilisant le secteur privé à travers l'électrification du territoire pour faire de l'électricité le moteur du développement durable, en s'appuyant aussi sur l'adaptation et le renforcement du cadre règlementaire et institutionnel.

La définition de l'accès adaptée à la SNAE, est celle de l'initiative SE4ALL, qui définit les niveaux d'accès liés à l'utilisation de l'électricité, détaillant pour chacun de ces niveaux, le type de service, la capacité maximale disponible, la durée et la fiabilité attendue par les usagers. Cette définition s'applique aisément aux options ou possibilités d'électrification retenues dans la SNAE pour le raccordement de nouveaux ménages afin d'accéder au service de l'électricité. Elle prend en compte le niveau de service permanent et continu stipulé dans la Loi portant Code de l'Electricité. La mise à disposition de l'électricité est réalisée par branchement au réseau électrique de la NIGELEC ou à un réseau décentralisé (mini-réseau) et par système individuel (notamment les kits solaires).

La structure programmatique de la SNAE consiste en une démarche d'optimisation technico-économique des différents modes d'accès des ménages à l'électricité (réseaux NIGELEC, mini-réseaux et systèmes individuels) dans l'espace et dans le temps.

Le raccordement au réseau électrique de la NIGELEC constitue la solution optimale d'électrification. Quant aux mini-réseaux, ils sont préconisés lorsqu'ils : (i) sont moins chers que l'extension de réseau national pour la desserte des localités, étant donné la distance et les conditions géographiques, et (ii) alimentent une charge suffisante pour justifier l'investissement.

Il doit être souligné que le développement du réseau NIGELEC peut, à terme, justifier le raccordement de grappes de mini-réseaux précédemment en système décentralisé. Du coup, les conditions d'une telle intégration de mini-réseau décentralisé dans le réseau NIGELEC devront être bien clarifiées, notamment dans la définition (en cours) du cadre propice au déploiement des systèmes décentralisés.

Enfin, les systèmes individuels sont proposés essentiellement pour l'accès dans les zones à faible densité de population et éloignées du réseau.

Au regard des enjeux à la fois financiers et opérationnels subséquents, tels qu'ils ressortent des simulations réalisées, il a été convenu de maintenir, comme un idéal à atteindre, le principe d'une couverture universelle de l'électricité à l'horizon 2035 avec les proportions précédentes sur les réseaux NIGELEC (85%), les mini-réseaux (5%) et via des solutions distribuées (10%). Cependant, les objectifs effectifs d'accès des ménages à l'électricité dans les localités ainsi couvertes, ont été révisés légèrement à la baisse sur la base des taux de pénétration validés par les simulations, à savoir 81% d'accès dans les localités bénéficiant des réseaux et mini-réseaux, et 70% dans les localités concernées par les solutions distribuées (systèmes individuels, notamment des kits solaires).

Ces objectifs imposeront un changement substantiel du rythme d'électrification jusque-là observé au Niger, avec près de 23.000 localités à électrifier en 18 ans, alors qu'il a été observé en moyenne 30 localités électrifiées par an depuis 2001. Les résultats attendus de l'exécution des différentes options d'électrification retenues dans le cadre de la SNAE sont :

i. **Densification des réseaux NIGELEC** qui concerne l'ensemble des localités déjà électrifiées soit 576 localités pour un total brut de 1.857.923 habitants (base 2017) ; elle connaîtra un rythme moyen de 32 localités par an et permettra le raccordement de 311 654 nouveaux abonnés, dont près de 92% en milieu urbain, pour un coût moyen d'investissement par abonné de 188.151 FCFA.

ii. **Extension des réseaux NIGELEC**, en 2 étapes dont :

- la première phase dite de structuration, sur la période 2018-2024 tient compte des contraintes logistiques et d'apprentissage, inhérentes au démarrage de la mise en œuvre de la SNAE. Ainsi, le rythme montera progressivement en puissance en vue de l'électrification avec une cadence moyenne de l'ordre de 300 pôles/an, de l'ensemble des 2014 pôles de développement non encore électrifiés (y compris les deux pôles de la Région d'Agadez, à savoir Anney et Chimoundour, situés à plus de 400km du réseau NIGELEC le plus proche, qui bénéficieront de mini-réseau).
- la seconde phase dite de maillage, sur la période 2025-2035 qui survient après la montée en croisière découlant de la structuration et qui maintiendra le cap jusqu'en 2035. Le réseau structurant bâti en première phase, sera densifié pour le raccordement de localités avoisinantes de plus de 300 habitants et qui présentent la meilleure valeur actualisée nette du coût du kWh. A l'horizon 2035, 6 600 localités à 90% rurales seront ainsi électrifiées.

Au total, ce sont 8 612 localités supplémentaires qui seront raccordées au réseau NIGELEC à l'horizon 2035, mais il faudra réaliser 1.750.883 branchements (1.028.573 branchements entre 2018-2024 et 722.310 de 2025 à 2035) pour atteindre un accès d'au moins 80%. De façon globale, le coût moyen d'investissement par habitant couvert (habitant dans une localité raccordée au réseau NIGELEC) est de 67.785FCFA, tandis que le coût moyen par abonné est de 312.421 FCFA.

Ces localités viendront renforcer le périmètre de concession NIGELEC, contribuant au développement progressif d'une véritable économie de distribution sur le réseau, bâtie sur un modèle de tarification rigoureux, permettant à la fois : i) d'assurer une rémunération acceptable à la NIGELEC ; et ii) aux clients les plus modestes, de bénéficier d'un service électrique de qualité grâce à des mécanismes de péréquation. De tels équilibres seraient plus difficiles, voire impossible à atteindre dans des territoires de tailles modestes et ne permettant pas des économies d'échelle avec une multitude d'opérateurs autres que la NIGELEC.

iii. **Mini-réseaux**, qui porteront sur 1 898 localités quasi-exclusivement en zones rurales, avec l'optimisation de leur alimentation par la construction de grappes. Ces localités ont plus de 500 habitants et n'ont pas été prises en compte précédemment en phase d'extension des réseaux ; elles incluent les deux pôles de la Région d'Agadez. Le coût moyen d'investissement par habitant couvert (habitant d'une localité électrifiée par mini-réseau) est de 208.374FCFA, tandis que le coût moyen par abonné est de 960.389 FCFA.

Toutefois, le développement du réseau structurant tel qu'envisagé en phase I (2018-2024) peut se traduire pour certaines de ces localités par une proximité du réseau NIGELEC (moins de 5km), notamment à l'horizon 2035 avec le déploiement des extensions de maillage en phase II (2025-2035). Du coup, il sera alors plus pertinent de substituer le réseau structurant aux mini-réseaux. Dans plusieurs régions, les mini-réseaux présentent ce caractère transitoire et ne se justifieront donc que si leur mise en œuvre effective est rapide. Leur mise en œuvre effective ne se fera qu'en rapport avec le rythme des extensions de réseaux observé concomitamment, notamment en raison : i) des coûts unitaires liés aux mini-réseaux (trois fois plus élevés que ceux investis pour le raccordement d'un abonné sur le réseau NIGELEC) ; et ii) une durée de service de surcroît nettement moindre a priori. Dans tous les cas, les mini-réseaux devront être construits selon des normes permettant aisément un raccordement à terme au réseau de la NIGELEC.

Pour atteindre un accès d'au moins 80% en 2035, ce sont 142.872 branchements qu'il faudra réaliser dans les localités bénéficiaires des mini-réseaux.

iv. **Systèmes individuels ou Solutions distribuées**, qui serviront à l'atteinte des objectifs d'accès, en complétant de façon optimale, la densification, l'extension des réseaux et le développement des mini-réseaux. Ils concerneront quelques 1.757.408 personnes (base 2017), résidant dans 12.297 localités à l'électricité à l'horizon 2035, représentant 53% des localités à l'échelle nationale mais moins de 12% de la population. L'élaboration du Plan Directeur d'électrification devra le confirmer.

Les évaluations budgétaires de la SNAE ont été menées sur la base d'un coût unitaire moyen de 300.000 FCFA/bénéficiaire et avec l'hypothèse d'une pénétration de 70% à l'horizon 2035 dans les localités ciblées.

En ce qui concerne les périmètres d'électrification, les concessions hors du périmètre NIGELEC pourraient être gérées par des opérateurs privés tiers (autres que la NIGELEC), couvrant à priori, environ quelques 400 projets de mini-réseaux relatifs aux 1 898 localités à électrifier et 12 297 localités candidates aux systèmes individuels (solutions distribuées). Dans ces deux cas, les opérateurs seraient recrutés par l'ANPER, par procédure d'appel d'offres ou suite à des propositions spontanées, avec pour chaque projet de mini-réseaux, un tarif propre, différentié de celui des usagers finaux de la NIGELEC et à même de garantir sa viabilité, suivant les dispositions applicables en la matière. Des mécanismes de réduction de coût peuvent être instaurés par l'Etat pour permettre aux consommateurs, notamment les plus vulnérables, de bénéficier de tarif abordable.

Plan d'actions de la SNAE

La SNAE prend en compte les objectifs politiques en matière d'accès à l'électricité issus du DPNE ainsi que sept (07) activités prioritaires identifiées, à savoir :

1. Elaborer un Plan Directeur d'Electrification (PDE) et définir un Programme National d'Electrification (PNE) ;
2. Assurer la mise en place au sein du Ministère de l'Energie d'un cadre de planification et de coordination de la mise en œuvre de la SNAE ;
3. Assurer la mobilisation des financements pour la mise en œuvre de la SNAE ;
4. Renforcer les capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNAE ;

5. Assurer l'appropriation et l'utilisation de technologies allégées pour l'électrification rurale et le raccordement des ménages ;
6. Elaborer et mettre en œuvre une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
7. Assurer la mise en œuvre du PNE et le suivi-évaluation de la SNAE.

La mise en œuvre de la de la SNAE est prévue en deux principales étapes dont :

- une première période septennale de 2018 à 2024 qui verra la création et la mise en place opérationnelle de la Cellule d'exécution de la SNAE. Elle permettra la densification de l'électrification dans les localités déjà desservies, l'électrification des pôles de développement dans le cadre de la phase de structuration du réseau de la NIGELEC ainsi que le déploiement d'une partie des mini-réseaux et la diffusion des systèmes individuels en fonction des financements disponibles. Il s'agira en l'occurrence de : i) porter le taux d'accès en milieu urbain à 73% environ dès 2024 (pour l'objectif final de 81%) ; ii) atteindre 34% en 2024 de taux d'accès en zone rurale (moins de 1% actuellement), contribuant ainsi à rompre le déséquilibre actuel entre les milieux urbain et rural ; et iii) construire le réseau structurant de distribution qui participera à l'accès supplémentaire en zone rurale à partir de 2025 pour près du tiers (30%).
- et la seconde s'étalant de 2025 à 2035 va capitaliser les résultats précédemment obtenus et poursuivre la montée en croisière. Misant sur l'expérience acquise, elle conduira à l'horizon 2035, au taux d'accès visé d'au moins 80% dont 69% grâce à la densification et aux extensions de réseau, 4% par les mini-réseaux et 7% par les solutions individuelles.

Notons que plus de la moitié des localités, représentant environ 12% de la population, sera la cible de la diffusion de systèmes individuels.

Budgets et Schéma de Financement de la SNAE

Le budget prévisionnel de la SNAE en infrastructures et branchements des ménages (2 205 409 au total), est évalué à 743 milliards de FCFA, dont 58,6 milliards pour la densification, 547 milliards en extension de réseaux NIGELEC et 137 milliards pour les mini-réseaux. Toutefois, ce budget ne tient pas compte des éventuels besoins en renforcement des réseaux de transport et de capacités de production d'électricité du réseau NIGELEC, qui devront être évalués dans le cadre du Schéma Directeur de Production et de Transport d'énergie électrique (SDPT).

A cela s'ajoute le budget estimé à 101 milliards de FCFA environ, pour la diffusion de systèmes individuels (338 760 bénéficiaires) en vue de garantir la couverture universelle de l'électricité au Niger en 2035 (soit plus de la moitié des localités représentant environ 12% de la population).

In fine, la SNAE requiert un montant total d'environ 850 milliards de FCFA incluant les mesures d'accompagnement pour 5 milliards de FCFA ainsi que 845 milliards de FCFA pour les infrastructures, les branchements et la diffusion de systèmes individuels, dont 304 milliards pour la période septennale de 2018 – 2024, détaillés dans le tableau ci-dessous.

Investissements (FCFA)	Densification	Extension réseaux	Mini-réseaux	Systèmes individuels	Total	Part
Urbain	47 682 444 403	25 109 381 950	993 786 720	293 551 592	**74 079 164 665**	**9%**
Rural	10 955 588 531	521 902 547 824	136 218 899 016	101 334 565 397	**770 411 600 768**	**91%**
Total	**58 638 032 934**	**547 011 929 774**	**137 212 685 736**	**101 628 116 989**	**844 490 765 433**	**100%**
Proportion	**6,90%**	**64,80%**	**16,20%**	**12,00%**	**100%**	
	71,80%					

L'engagement du Gouvernement nigérien est crucial pour le succès de la SNAE, notamment à travers les efforts continus et soutenus en vue de mobiliser et recueillir les fonds requis pour la mise en œuvre de la Stratégie. A cet effet, la coopération et la coordination des bailleurs de fonds sont essentielles. En début de mise en œuvre, le financement de la SNAE proviendra probablement du budget national et de garanties souveraines nécessaires à la mobilisation d'autres sources de financement issues principalement des banques et agences internationales de développement.

En outre, la participation croissante du secteur privé (à l'échelle nationale et internationale) est attendue le long des progrès et du bilan positif de l'électrification dont elle constitue un des facteurs fondamentaux du succès à long terme.

Branchements des ménages

Compte tenu des faibles niveaux de revenus observés au Niger, surtout en zones rurales, le branchement peut constituer une barrière significative à l'accès pour une part non-négligeable des ménages. Dans l'optique de favoriser l'accès à l'électricité aux ménages, la forme et le montant du soutien au branchement, dépendront de la capacité des ménages à payer, qu'il conviendra d'analyser pour faciliter la prise de décision et la planification correspondante.

En tout état de cause, le remboursement des frais de branchement - entièrement ou partiellement fournis sous forme de prêt / avec ou sans intérêt / avec ou sans subventionnement pour réduire le montant global à payer - est préférable à une modalité de remboursement via un tarif qui résulterait de la considération de tous les coûts de branchement et connexion dans le coût global de l'investissement.

Les avantages économiques résultant de la mise en œuvre de la stratégie d'électrification seront significatifs mais ne seront pas mesurables à court terme mais à titre « ex-post ». Dans ce contexte, il conviendrait que le Gouvernement de Niger considère l'électrification comme un service social et s'engage à financer le montant total ou la majorité des coûts de branchement. Ces coûts représentent à peine 5% du budget d'investissement du développement de l'accès via les réseaux NIGELEC (densification et extension) et les mini-réseaux. En outre, cela constitue un investissement à long terme au profit de l'électrification et du développement du pays. Le financement dépendra des prêts concessionnels avec une part de subvention idéalement élevée. A cet effet, les bailleurs de fonds devraient être convaincus de l'effet de levier de l'électrification sur le développement du Niger.

Il est à noter que la subvention générale des branchements au réseau a un effet de levier pour amorcer le développement du système électrique qui, une fois lancé va avoir pour effet induit, la prospérité économique en termes de revenus des ménages, avec une amélioration conséquente de leur capacité à payer et des gains du distributeur. Il en résultera que le recours à cette subvention va s'amenuiser progressivement au cours de la période de mise en œuvre de la SNAE.

Réformes et mesures d'accompagnement

Les réformes et mesures d'accompagnement de la SNAE sont principalement :

- envisager la définition de l'accès à l'électricité différentiant les niveaux d'usage comme préconisé par SE4ALL ;
- sélectionner la meilleure option technologique de distribution par rapport aux conditions du terrain en comparant les technologies alternatives à la solution classique triphasée ;

- définir et adopter les standards et normes à utiliser pour les nouvelles technologies d'extension de réseau, les mini-réseaux et les systèmes individuels (ou solutions distribuées) ;
- élaborer et adopter un cadre réglementaire spécifique et incitatif pour les "mini-réseaux décentralisés" et pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables ;
- mettre en place un règlement technique spécifique et évolutif pour chaque environnement (urbain ou rural) et chaque option technologique afin d'avoir un climat positif d'investissement et une bonne interopérabilité ;
- améliorer et clarifier la répartition des compétences entre le Ministère de l'énergie, l'Organe de régulation et l'ANPER ;
- impliquer davantage des collectivités locales dans l'électrification et le formaliser ;
- élaborer, à la suite de la SNAE, un Plan Directeur d'électrification ;
- mettre en place au sein du Ministère de l'Energie d'un cadre de planification et de coordination de la mise en œuvre de la SNAE ;
- mobiliser les financements pour la mise en œuvre de la SNAE ;
- renforcer des capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNAE ;
- élaborer et adopter une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
- mettre en place le suivi-évaluation de la SNAE.

Management fiduciaire de la SNAE

La SNAE mise sur un effet vertueux de l'électrification, s'appuyant en priorité sur les pôles de croissance économique dans le cadre d'une démarche globale de développement agricole conforme à la SDDCI Niger 2035 qui vise l'amélioration des revenus des populations notamment rurales, et donc de leur pouvoir d'achat et de leur capacité à payer le service public de l'électricité.

La réussite de la mise en œuvre de la SNAE au Niger requiert un management fiduciaire et opérationnel bien structuré et efficace qui devrait conduire à une utilisation efficace des fonds disponibles, limitant ainsi le coût global de l'électrification. La pratique d'une gestion financière et opérationnelle est essentielle, à travers des structures et des procédures claires, transparentes et efficaces, permettant l'utilisation la plus efficace du capital investi.

Par ailleurs, l'analyse financière effectuée dans le cadre de la SNAE a fait ressortir que la performance financière des projets d'électrification dépend fortement :

- du coût de l'électricité qui constitue un facteur déterminant de la durabilité et qui résulte du mix de l'offre d'approvisionnement en électricité (y compris les importations), appelé à évoluer en rapport avec la valorisation des ressources énergétiques nationales ;
- du prix de l'électricité qui, à travers une tarification visant l'équilibre financier du sous-secteur électrique, revêt dès lors un caractère stratégique pour la SNAE.

Risques et mitigation

Différents obstacles peuvent potentiellement contraindre la mise en œuvre de la SNAE et sont susceptibles d'affecter la mobilisation des financements pour l'électrification au Niger. En outre, des risques élevés entraînent un coût élevé ou pourraient même être considérés comme suffisamment dissuasifs pour les potentiels partenaires qui pourraient alors s'abstenir. Ces difficultés seront d'autant plus conséquentes lorsqu'il s'agira d'attirer des fonds du secteur privé ou des acteurs privés en général.

Toutefois les risques et obstacles potentiels (risque-pays, risque politique, risques commerciaux, risques techniques / risque de performance) peuvent être 'prévenus' par des instruments appropriés, tels les garanties de prêts, avec d'autres dispositifs comme la participation du secteur privé et certains mécanismes comme 'le financement de projet' ou 'le blending'.

Facteurs de succès

La mise en œuvre de la SNAE bénéficie de la forte volonté politique du Gouvernement nigérien, traduite par la définition d'une stratégie de développement socio-économique (SDDCI NIGER 2035) et sa planification quinquennale (PDES 2017/2021). De plus, les réformes entreprises et en cours ('Doing Business', nouveau Code de l'électricité et ses décrets d'application, mise en place de l'organe de régulation du secteur de l'énergie, etc.) augurent de la création du contexte propice à l'exécution réussie de la SNAE.

En outre, l'engagement des Partenaires Techniques et Financiers est tout aussi déterminant pour le succès de la SNAE étant donné leur implication dans le financement de certains projets déjà en cours (CNE 1157, NELACEP, Ligne de crédit EXIMBANK Inde, Lignes 132 kV Maradi/Malbaza et SORAZ/Zinder, PEPERN, NESAP, Electrification rurale sur financement BOAD et BID, …).

D'autres facteurs vont aussi contribuer, dont entre autres, la capitalisation de l'expérience dans l'exécution des projets en cours, qui va renforcer l'expertise et les capacités opérationnelles des acteurs de la mise en œuvre de la SNAE (ANPER, NIGELEC, CNES, ME).

Mise en œuvre et Suivi-Evaluation de la SNAE

La mise en œuvre de la SNAE s'appuiera sur le Plan Directeur d'Electrification à élaborer, avec un programme d'investissements à réaliser sous forme de Plan National d'Electrification, pour l'atteinte des objectifs fixés.

Cette mise en œuvre reposera aussi principalement sur : i) la NIGELEC (dont le réseau de distribution connaîtra un développement sans précédent) ; ii) l'ANPER qui agira dans l'électrification rurale (avec la diffusion de systèmes individuels et près de 400 projets de grappes de mini-réseaux à confier aux opérateurs privés) ; et iii) le CNES dont l'expertise technique sera d'un apport indispensable pour l'exécution de la SNAE.

En outre, il sera créé, au sein du Ministère de l'Energie, une Cellule d'exécution pour servir de cadre de planification et de coordination, avec l'appui d'une assistance technique et l'exécution d'un Plan de formation adéquat des principaux acteurs de l'électrification.

La mise en œuvre associera également les Collectivités territoriales et les opérateurs privés ainsi que la société civile dans ses diverses composantes, notamment les organisations féminines.

Le dispositif de suivi-évaluation permettra de fournir les informations sur l'utilisation des ressources affectées, les résultats intermédiaires et leur impact par rapport aux objectifs fixés. Il consistera aussi à l'évaluation périodique des actions menées, à travers les indicateurs de résultats définis dans le cadre logique.

1. INTRODUCTION GENERALE

La situation énergétique du Niger est caractérisée par un accès limité des populations aux différentes formes d'énergies modernes. Malgré d'importantes ressources énergétiques (uranium, charbon minéral, soleil, fleuve Niger, etc.), il connait une forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur pour la satisfaction de ses besoins en énergie électrique.

Le taux d'accès des ménages à l'électricité y est très faible, se situant en 2017, à 12,22% dont moins d'un pourcent en milieu rural. En dépit des efforts menés jusque-là, les résultats de l'électrification restent mitigés et de nombreux ménages des centres électrifiés n'ont pas encore accès à l'électricité à cause de réseaux insuffisamment densifiés avec une couverture spatiale limitée.

Le Niger ne dispose pas de politique de raccordement en rapport avec les besoins énormes d'électrification et de la planification correspondante pour les satisfaire. En outre, il manque de document récent de stratégie sur l'accès à l'électricité datant de moins de 10 années.

Au regard de la portée limitée des actions d'électrification jusque-là entreprises et afin d'assurer la meilleure mobilisation de ressources, le Gouvernement a décidé de la conception et la mise en œuvre d'une stratégie d'accès à l'électricité. Le but est de parvenir à l'accès de tous les ménages nigériens aux services d'électricité répondant aux normes applicables sur la qualité, de manière durable et optimisant la répartition des ressources à l'échelle nationale. A cet effet et en référence à la SDDCI NIGER 2035, il s'agira plus généralement de doter le pays d'une vision à long terme du développement de son sous-secteur de l'électricité.

Ainsi les études requises, confiées au cabinet Tractebel Engineering S.A. dans le cadre du Projet d'expansion de l'accès à l'électricité (NELACEP) financé par la Banque Mondiale, ont abouti au rapport final du 15 novembre 2017 qui prend en compte les résultats de l'atelier national de validation tenu les 13 et 14 juillet 2017 à Niamey. Ce rapport, intitulé 'Politique et Stratégie Nationales d'Accès à l'Electricité à l'horizon 2035', a servi à l'élaboration de la Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité (SNAE), précédée du Document de Politique Nationale de l'Electricité (DPNE).

Au–delà de la question de l'accès à l'électricité en tant que telle, le DPNE couvre tous les aspects de la problématique actuelle du sous-secteur de l'énergie électrique.

2. RAPPELS DU DOCUMENT DE POLITIQUE NATIONALE DE L'ELECTRICITE

En référence à la SDDCI NIGER 2035, la Politique Nationale de l'Electricité a pour vision de « *L'électricité est un véritable moteur du développement durable grâce à l'accès universel à l'électricité et le Niger est un acteur majeur sur le marché régional d'électricité à travers la valorisation de ses ressources énergétiques nationales* ».

L'objectif du Gouvernement nigérien est de se doter à l'horizon 2035, d'un secteur électrique performant et financièrement viable, au rendez-vous du développement économique - notamment de la productivité agricole, de l'accès à la santé, à l'eau potable et à l'éducation, ainsi que de l'autonomisation des femmes - et à même de rendre possible l'approvisionnement de l'ensemble du peuple nigérien, en électricité fiable, abordable et respectueuse de l'environnement.

De façon spécifique, le but est d'assurer l'accès à l'électricité pour tous et la valorisation des ressources énergétiques nationales en mobilisant le secteur privé.

Les résultats attendus, qui concourent à faire du Niger **«** *un pays moderne, démocratique et uni, bien gouverné et pacifique, ouvert au monde, ainsi qu'une économie émergente, fondée sur un partage équilibré des fruits du progrès* **»,** tel que visé par la SDDCI Niger 2035, sont :

- ***à court terme :***

  i) Les performances du sous-secteur de l'électricité sont améliorées et tout spécifiquement les coûts sont couverts par les tarifs pratiqués permettant d'assurer une performance stable aux opérateurs du sous-secteur, tout en respectant les capacités à payer des usagers.

  ii) Le Schéma Directeur Production Transport (SDPT) de l'énergie électrique et le Plan Directeur d'Electrification (PDE), assortis de leurs plans d'investissements sont élaborés et la mobilisation des financements requis est effectuée. Ainsi, les efforts en cours en matière de renforcement des infrastructures électriques et d'élargissement de l'accès ainsi que de réduction des pertes techniques sont consolidés et accélérés.

  iii) Les réformes engagées pour asseoir un cadre légal et règlementaire propice au développement du sous-secteur de l'électricité à la hauteur des ambitions affichées sont poursuivis et finalisés, dont entre autres : i) le cadre approprié de l'électrification rurale décentralisée hors réseau NIGELEC est défini ; et ii) le dispositif idoine pour attirer les investissements privés dans la production d'énergie (y compris à partir de sources renouvelables) est mis en place.

- ***à moyen terme :***

  a) Les ressources énergétiques nationales sont valorisées avec la participation de privés (sous forme de producteurs indépendants ou de PPP) et la production d'électricité est ainsi accrue avec l'introduction dans le mix :

  - de la production des infrastructures issues des grands projets en cours (centrale hydroélectrique de Kandadji, centrale thermique de Salkadamna, renforcement de la centrale thermique de SONICHAR) ;
  - de la production de centrales solaires photovoltaïques en cours de développement.

  b) Le réseau électrique de transport national et l'interconnexion régionale (avec l'avènement du marché régional de la CEDEAO) sont développés, incluant les infrastructures associées et le dispositif requis pour sécuriser et optimiser leur exploitation (Dispatching).

  c) Les performances de la NIGELEC sont améliorées, incluant la réduction des pertes techniques dans le réseau de distribution électrique à 10% en 2020.

  d) L'électrification est accélérée pour l'élargissement de l'accès à l'électricité, avec notamment : i) la densification et l'extension du réseau de distribution électrique ; ii) l'introduction effective du modèle d'opérateur de service délégué en milieu rural ainsi que la contribution à l'émergence des pôles de croissance ; iii) l'installation effective d'un marché mature de kits solaires.

  En 2021, 1400 localités sont électrifiées permettant d'atteindre 22% de taux d'accès des ménages à l'électricité au niveau national dont 10% en milieu rural.

- ***à long terme :***
  1. La capacité de production nationale d'électricité est portée à 850 MW au moins dès 2030, avec une part d'énergies renouvelables de 30% minimum et ce, avec l'apport de la production privée indépendante et de centrales développées en PPP. En outre, l'énergie produite à partir des ressources nationales compte pour une part de 80%.
  2. Le Niger est exportateur net d'énergie électrique dans le cadre du marché régional de la CEDEAO (WAPP).
  3. Le territoire national est totalement électrifié avec la contribution de l'électrification hors réseau NIGELEC (y compris par les opérateurs privés de réseaux) et des systèmes individuels distribués. Ainsi, l'électricité est mise à la disposition du monde rural tant pour les ménages que pour les usages productifs et sociaux et l'électrification est assurée à 85% via le réseau NIGELEC (densification et extension), à 5% par des mini-réseaux décentralisés et à 10% par des solutions distribuées (systèmes individuels, notamment des kits solaires).

Les axes stratégiques définis du DPNE sont :

- Electrification du territoire pour faire de l'électricité le moteur du développement durable ;
- Développement de la production nationale d'électricité avec l'exportation en perspective ;
- Promotion du secteur privé ;
- Adaptation et Renforcement du Cadre règlementaire et institutionnel.

En matière d'accès, l'exécution de la Politique s'appuiera fortement sur l'élaboration et la mise en œuvre d'une stratégie permettant d'atteindre les objectifs visés dans l'électrification et l'accès des ménages à l'électricité, en vue de permettre au sous-secteur de l'électricité, d'être au rendez-vous des objectifs de développement fixés par la SDDCI Niger 2035.

3. STRUCTURE PROGRAMMATIQUE DE LA STRATEGIE

La structure programmatique de la SNAE consiste en une démarche d'optimisation technico-économique des différentes modalités d'accès des ménages à l'électricité (extension des réseaux NIGELEC, mini-réseaux et solutions individuelles) dans l'espace et dans le temps. Cette démarche repose sur un ensemble de concepts originaux tels que les *pôles de développement* et la *population de couverture*. Elle conduit à la définition, à l'horizon 2035 et sur l'ensemble du territoire national, des différents périmètres d'électrification en fonction des options techniques d'accès à l'électricité retenues.

3.1 Options techniques d'électrification

Les options techniques d'électrification retenues dans la SNAE pour l'accès de nouveaux ménages dépourvus d'électricité sont :

- l'extension du réseau électrique actuel de la NIGELEC,
- le mini-réseau (électrification décentralisée hors du réseau de la NIGELEC),
- et le système individuel (notamment les kits solaires par exemple).

Ces options sont à considérer en fonction du niveau et de la qualité de service qu'elle procure. En effet, le cadre juridique actuel, à travers le Code de l'Electricité, définit le niveau de service attendu, car selon le chapitre 3 de la Loi N°2016-05 du 17 mai 2016, le service public de l'énergie électrique correspond, notamment, à la mission de *garantir un approvisionnement* **permanent et continu** *pour la sécurisation de la fourniture en énergie électrique dans les meilleures conditions de qualité et de prix.* De plus, il convient *d'assurer le respect des principes d'égalité de traitement et d'accès aux services de l'électricité sur l'ensemble du territoire national.* (Article 5).

Dans les faits, la situation actuelle fait ressortir, à côté des localités actuellement dépourvues de service de l'électricité, une différence entre : i) les centres alimentés depuis le réseau interconnecté de la NIGELEC où le niveau de service est continu (24 heures par jour) ; et ii) les centres isolés qui connaissent un niveau de service discontinu (8 ou 12 heures par jour)[1].

Par ailleurs, l'initiative SE4ALL de l'ONU, définit l'accès à l'électricité comme « la capacité de bénéficier d'une énergie adéquate, disponible quand nécessaire, fiable, de bonne qualité, abordable, légale, commode, saine et sûre, pour toute utilisation (ménagère, productive et communautaire) ».

Or, il y a lieu de noter qu'un accès à l'électricité ne signifie pas toujours un service permanent et continu. De plus, les ménages ont des attentes différentes d'accès à l'électricité qui dépendent particulièrement de leur capacité à payer. Cependant, ces attentes peuvent être satisfaites par différentes technologies.

Dans ces conditions et dans le but de considérer la diversité dans l'usage de l'électricité et de pouvoir définir pour chaque usage les technologies les plus appropriées (raccordement au réseau NIGELEC, mini-réseaux, kits individuels), la définition de SE4ALL, qui élargit l'accès à l'électricité, semble plus adaptée et a été adoptée dans l'élaboration de la SNAE.

Le tableau ci-dessous présente les niveaux d'accès à l'électricité l'initiative SE4ALL, détaillant pour chacun, le type, la capacité maximale disponible, la durée et la fiabilité du service attendu par les usagers ayant accès à ce niveau de service.

Accès à l'énergie	aucun	basique	avancé			
Niveaux d'accès	**Niveau 0**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Niveau 4**	**Niveau 5**
Types de service	-	Eclairage direct et recharge de téléphone	Eclairage ambiant et télévision et ventilation	Niveau 2 et au moins un appareil de faible puissance	Niveau 3 et au moins un appareil de puissance moyenne	Niveau 4 et au moins un appareil de forte puissance
Capacité maximale disponible	-	> 1W	> 20W/50W	> 200W / 500W	> 2000W	
Durée	-	> 4h		> 8h	> 16h	> 22h
Accès le soir	-	> 2h			> 4h	
Fiabilité	-	Coupures non planifiées			Max. 14 coupures/ semaine	Max. 3 coupures/ semaine de > 2h

Tableau 1 : Niveaux de services du SE4ALL

[1] Cela est en fait en ligne avec le rapport de « Stratégie d'Electrification Rurale » datant de 2006 et parlant des options techniques d'électrification, « le service peut être continu ou discontinu (3 à 12 heures par jour en règle générale) » pour la distribution à partir de groupe électrogène. Il en est de même pour l'alimentation à partir de kits solaires.

Ainsi, le besoin basique des usagers (niveau 1) peut être satisfait par une lampe solaire procurant juste l'éclairage et la recharge de téléphone. Le besoin de niveau 2 peut être couvert par les kits solaires ou des mini-réseaux de petite capacité. A partir du niveau 3, les usagers nécessitant un niveau de service supérieur (niveau 3 avec un besoin quelques 200 à 500W), pourront être raccordés à un mini-réseau. Les usagers de niveaux d'accès 4 et 5, requérant un service supérieur continu (24h), sans de nombreuses coupures, se verront connecter au réseau national ou à un mini-réseau de capacité suffisante. Il ressort que seul le niveau 5 garantit l'accès correspondant à un service permanent et continu tel que stipulé dans la Loi portant Code de l'Electricité.

La qualité de service de l'électricité du réseau de la NIGELEC représente un paramètre important de l'accès. Cette qualité de service repose notamment sur les aspects techniques de qualité de la tension d'alimentation (tension suffisamment élevée, mais aussi avec une forme d'onde acceptable) ainsi qu'en sa continuité (fiabilité de l'alimentation). Diverses perturbations intervenant sur le réseau national peuvent dégrader la qualité de service résultant de : (i) défauts dans le réseau électrique ou dans les installations des clients (court-circuit dans un poste, une ligne aérienne, etc.) ou (ii) d'installations perturbatrices comme le démarrage ou la commutation d'appareil, des variations de vitesses et toutes applications de l'électronique de puissance, etc.

La qualité de service peut aussi différer en milieu urbain et en zones rurales, particulièrement en termes de continuité de service. Elle doit être établie en tenant également compte de la volonté de payer des clients pour le coût d'un niveau de qualité spécifique, en évitant cependant des services au rabais et sans impact économique et social tangible.

En zones urbaines, la valeur économique ainsi que la nuisance des pannes de courant sont toutes les deux élevées. Dans les réseaux ruraux, on peut s'attendre à ce que la valeur économique soit moindre avec une plus grande tolérance vis-à-vis des pannes de courant. Ces considérations permettent alors des conceptions plus simples de réseaux à plus bas coût où la fonction de secours n'est pas systématiquement assurée.

En termes de couverture minimum pour l'opérateur de service, un seuil de taux de couverture minimum est défini afin de pouvoir établir quand une localité peut être considérée comme électrifiée, en évitant les deux extrêmes suivants :

i) d'un côté, le cas où une localité serait considérée comme électrifiée dès lors qu'un transformateur MT/BT ou un embryon de réseau BT est présent dans le village ;
ii) de l'autre, la situation inverse d'un niveau de service très élevé où une localité n'est dite électrifiée que lorsqu'elle dispose d'un réseau électrique de distribution BT, d'un réseau d'éclairage public, de toutes les catégories tarifaires (puissance souscrite, abonnés domestiques, tertiaires, industriels, administration et services publics), d'une durée suffisante de fonctionnement quotidien sans incident, pour soutenir les activités socioéconomiques.

En ce qui concerne l'accès à l'électricité par raccordement au réseau de la NIGELEC ou par mini-réseau, il est important de mettre en place un règlement technique spécifiant les standards minimum de qualité de l'électricité (niveau de tension, plage de fréquence, niveau harmonique, …) spécifique à chaque environnement (urbain ou rural, transport ou distribution) et à chaque option technologique pour avoir un climat positif d'investissement et une bonne interopérabilité. Ce règlement technique doit être évolutif et en harmonie avec les dispositions internationales applicables (fréquences, seuil délestage incident, dimensionnement), notamment celles définies dans le cadre régional de la CEDEAO (WAPP) avec la prise en compte des particularités locales (urbain et non urbain ou isolé).

Parmi les options d'électrification, le raccordement au réseau électrique de la NIGELEC est l'objectif ultime dont l'atteinte peut toutefois passer par des situations intermédiaires lorsque ce raccordement n'est pas viable à court et moyen terme. Quant à l'électrification hors réseau (par le biais de mini-réseaux et systèmes individuels), elle constitue une option d'électrification adaptée aux localités éloignées du réseau NIGELEC, tout en constituant parfois une solution transitoire, en attendant le déploiement dudit réseau jusqu'à proximité le cas échéant.

La mise en œuvre de ces options devrait être fondée sur les priorités définies pour l'électrification, basée sur différents paramètres influant sur la pertinence de chacune en rapport avec :

- la puissance électrique à desservir ;
- l'énergie nécessaire ;
- la qualité du service en termes de durée journalière de desserte, de continuité et de tenue de la tension ;
- la distance au réseau national de la zone à électrifier ;
- la densité de population dans la zone à électrifier ;
- le pouvoir économique de la zone ;
- la complexité du terrain.

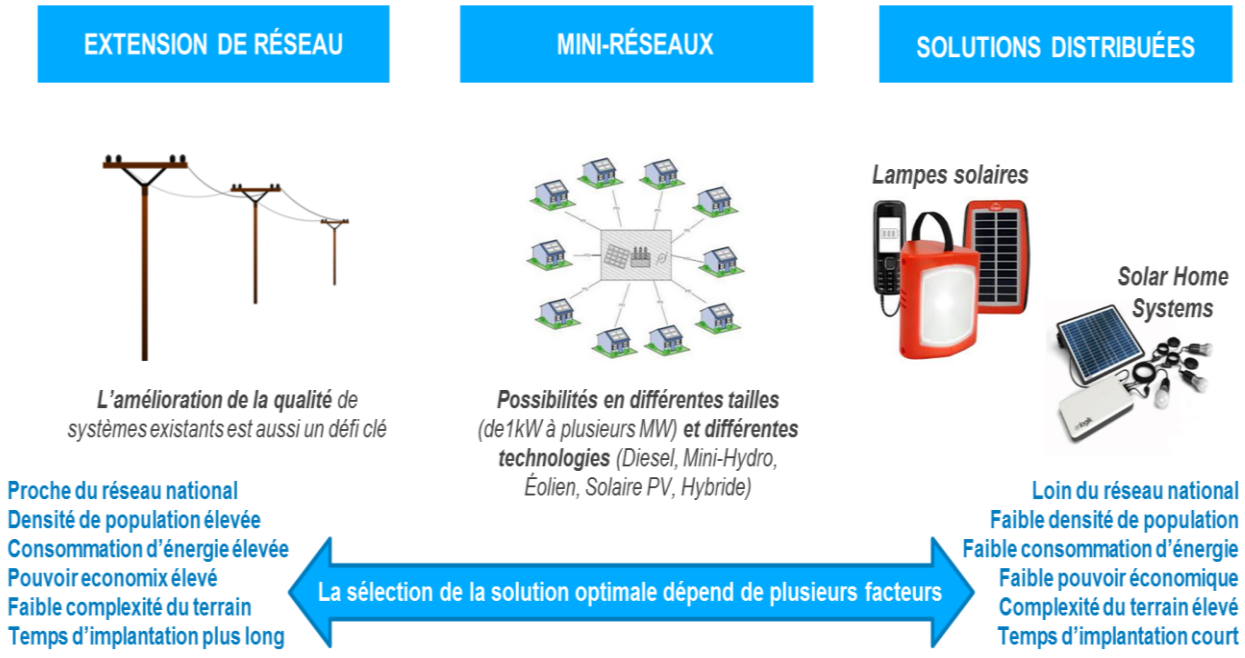


Figure 1 : Facteurs influençant la sélection de l'option technologique optimale

La conception technique de la SNAE a permis de déterminer, par optimisation, les options les plus rentables pour atteindre les différents niveaux de service d'accès à l'électricité.

3.1.1 Options d'électrification rurale par extension de réseau

Au Niger, les réseaux de distribution sont des réseaux dits triphasés (3 conducteurs de phase) dits de type européen, en structure arborescente (appelée aussi radiale) avec les départs reliés entre eux dont l'exploitation se fait en boucle ouverte, en service normal. L'électrification en zone rurale sur le réseau NIGELEC est réalisée par des lignes avec une tension d'alimentation de 20 kV et 33 kV. Ces départs sont issus des postes sources et sont constitués d'une artère principale et de dérivations.

Cependant, il faut signaler l'existence d'autres options d'alimentation électrique en zone rurale, qui constituent des alternatives au système triphasé, dont : i) les systèmes issus du réseau principal de distribution comportant 1 conducteur de phase (monophasé) ou 2 conducteurs de phase (biphasé) ; ii) les systèmes utilisant le câble de garde de lignes de transport (ce câble a normalement pour rôle la protection contre la foudre).

Ces technologies d'alimentation électrique des zones rurales présentent des avantages au niveau du coût, mais aussi certains inconvénients en termes d'exploitation, de sécurité des biens et des personnes, de vols, de gestion de stock, de besoins de formation spécifique des agents et d'impact social. Parmi ces inconvénients, citons en particulier, l'impossibilité de raccorder directement un moteur triphasé sur un réseau mono- ou bi-phasé.

3.1.2 Option d'électrification par mini-réseaux

Les mini-réseaux constituent une des options techniques d'électrification au Niger. Ils consistent en une ou plusieurs sources de production et un petit réseau de distribution alimentant les consommateurs locaux et fonctionnant indépendamment du réseau national. Appelé aussi Système décentralisé ou hors réseau (off-grid en anglais), cette option technologique constitue une alternative à l'extension du réseau national vers les zones qui lui sont trop éloignées.

Les mini-réseaux alimentent en général des zones habitées relativement concentrées avec une qualité d'électricité équivalente à celle du réseau national.

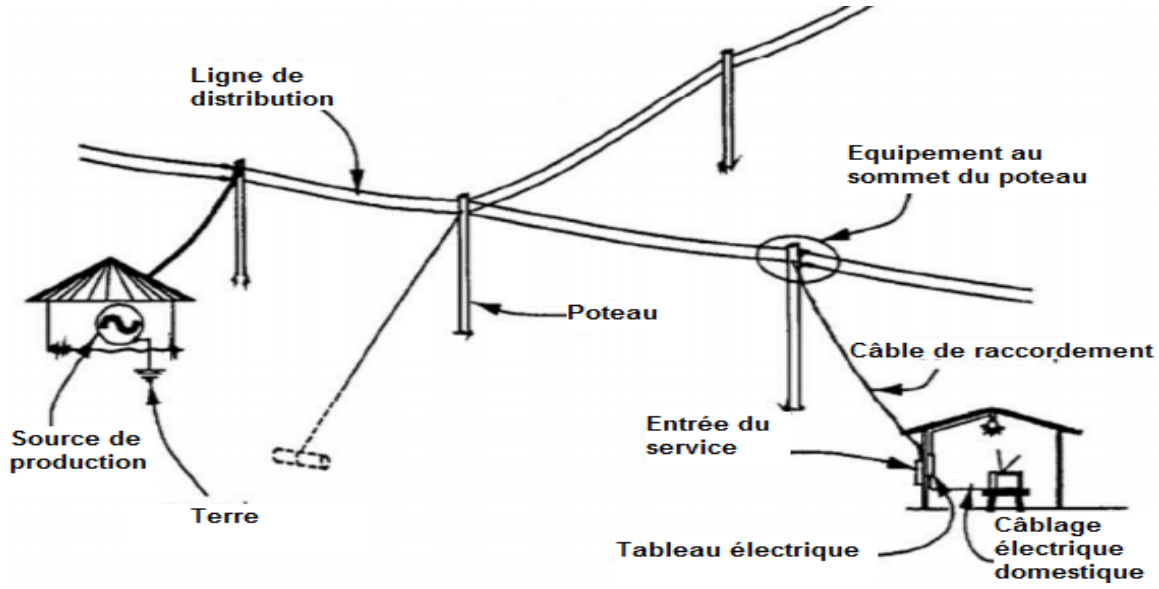


Figure 2 : Mini-réseau décentralisé typique (Source : Mini-grid design manual – ESMAP/WB, 2000)

Les principales sources de production alimentant les mini-réseaux sont (i) le solaire photovoltaïque (PV) ; (ii) l'hydroélectricité ; (iii) l'éolien ; (iv) les générateurs à combustibles fossiles (diesel) ; et le stockage d'énergie. Aujourd'hui, la majorité des mini-réseaux sur le territoire africain sont alimentés à partir de générateurs à combustibles fossiles. Cependant, la réduction de coût des sources de production à base de ressources renouvelables, dû à l'avancée technologique de ces dernières, ainsi qu'à cause des préoccupations environnementales, permettent aujourd'hui une large gamme de sources de production autre que les sources conventionnelles.

Les énergies renouvelables utilisées dans les mini-réseaux peuvent fournir dans de nombreux cas une électricité à un moindre coût qu'en utilisant des énergies fossiles. Elles permettent également d'augmenter la sécurité énergétique et d'avoir une meilleure adaptabilité dans des conditions climatiques changeantes.

L'alternative à l'utilisation de certaines sources d'énergie renouvelable est l'hybridation qui résulte en mini-réseaux hybrides qui combinent deux (ou plusieurs) sources d'énergie, fonctionnant conjointement, incluant (pas nécessairement) une unité de stockage. A titre d'exemple, un système hybride solaire/diesel est un système combinant une source d'énergie solaire et une conventionnelle, ici du diesel. Ce système utilise l'énergie solaire pour répondre à la demande électrique en utilisant le(s) générateur(s) diesel en back-up pour les moments de faible ou nul ensoleillement. En combinant ces deux technologies, le système couvre la totalité de la charge de façon efficace, fiable et durable.

Les mini-réseaux peuvent fournir de l'électricité à des localités isolées pour différents usages comme : i) l'éclairage ambiant et l'utilisation d'équipements comme la radio, la télévision, l'ordinateur pour des résidentiels, professionnels et institutions publiques (écoles, hôpitaux, etc.) ; et ii) à plus grande échelle, l'utilisation d'électricité par des industries locales et des agriculteurs.

Cette option technologique satisfait les niveaux d'accès à l'électricité 4 et 5 de SE4ALL par les types de services rendus ainsi que par la capacité disponible, la durée du service et la fiabilité.

Dans la stratégie d'accès à l'électricité, les mini-réseaux sont préconisés lorsqu'ils :

i) sont moins chers que l'extension de réseau national pour la desserte des localités, étant donné la distance et les conditions géographiques ;
ii) et alimentent une charge suffisante pour justifier l'investissement.

La figure 3 ci-dessous illustre l'espace dans lequel les mini-réseaux représentent la solution la plus adaptée à l'électrification rurale.

Le coût de la technologie est influencé par les conditions locales (la taille de la communauté, la densité de population, la distance au réseau électrique existant, la complexité du terrain et le potentiel de croissance économique).

Il est impératif de normaliser les mini-réseaux en créant un cadre propice à leur développement. En effet, beaucoup de constructeurs et promoteurs de mini-réseaux se lancent aujourd'hui sur le marché sans suivre un cadre fixé résultant en une variété de modèles d'équipements et de mini-réseaux. Le risque ici est d'une part, que les équipements ne soient pas opérables pour chaque mini-réseau installé au Niger et, d'autre part, que les mini-réseaux ne puissent pas être connectés au réseau national le jour où le réseau viendra à s'étendre.

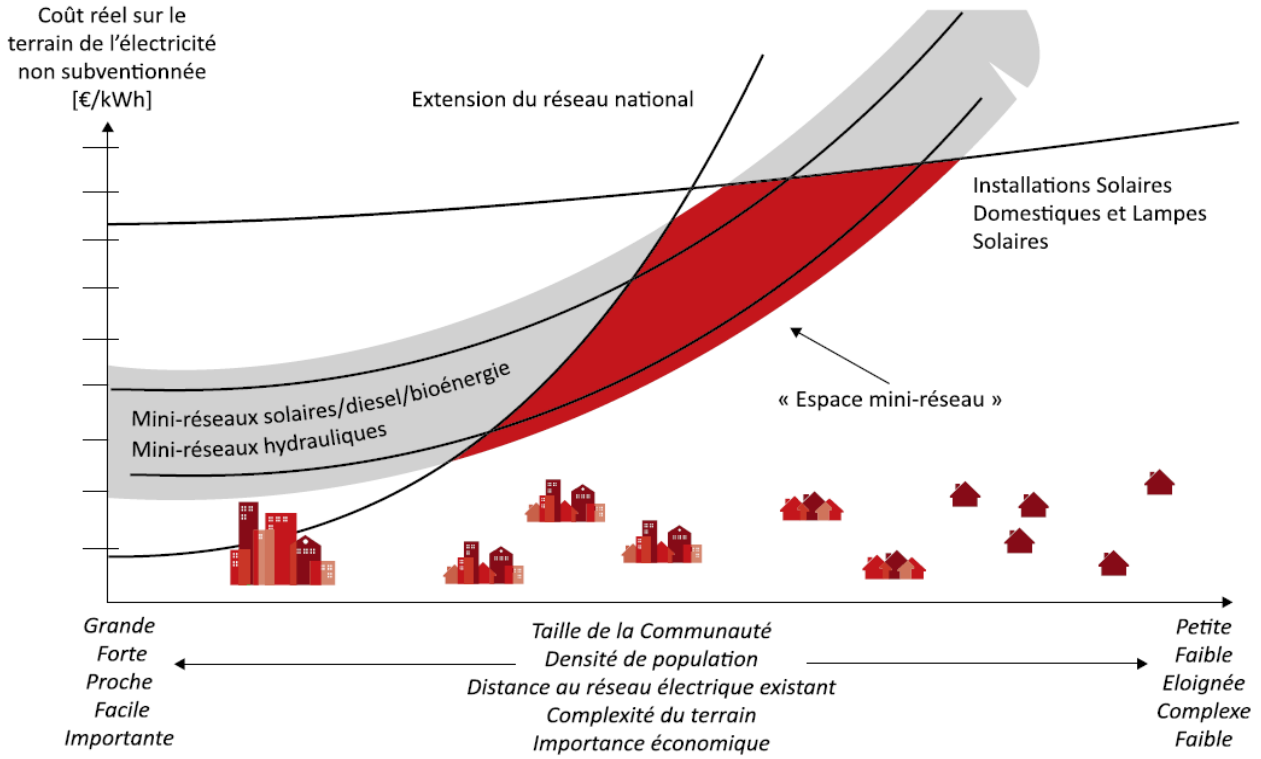


Figure 3 : Illustration de l'espace des mini-réseaux (Source: Inensus)

La mise en œuvre des projets de mini-réseaux incombe principalement à l'ANPER, avec l'expertise technique du Centre National d'Energie Solaire (CNES)[2], véritable pionnier africain en matière d'énergie renouvelable et de solaire en particulier.

3.1.3 Option d'électrification par systèmes individuels

Les systèmes individuels (ou solutions distribuées) sont des installations électriques autonomes (sans passer par un réseau de distribution), à l'image de systèmes photovoltaïques individuels ou kits solaires répondant aux besoins des ménages ou d'usagers productifs.

Appelées aussi systèmes solaires domestiques (Solar Home Systems –SHS), ils constituent une bonne solution d'électrification pour l'accès à l'électricité des zones à densité de population faible et éloignées du réseau, mais aussi des zones avec une connexion au réseau non fiable, avec pour avantages et inconvénients :

Avantages	Inconvénients
Solution d'éclairage et d'électrification	Pas de disponibilité 24h/24h
Modulable	Ne répond pas au besoin de tous les usagers
Prix limité	Prix trop élevé pour les usagers

Tableau 2 : Avantages et inconvénients des installations solaires domestiques

[2] L'ONERSOL, auquel le CNES s'est substitué, a été créé en mai 1965 avec les tâches suivantes: (i) effectuer des recherches sur l'utilisation des énergies renouvelables en particulier l'énergie solaire et assurer la diffusion des résultats, (ii) participer aux études prospectives et aux diagnostics dans l'utilisation des énergies renouvelables pour tous les secteurs de l'économie nationale, (iii) participer à la formation sur les énergies renouvelables, et (iv) contribuer à promouvoir la diffusion d'équipements d'énergies renouvelables.

Dans la Stratégie d'électrification, les systèmes individuels sont proposés pour permettre l'accès de certains usagers présentant de très faibles consommations. Cependant, ces installations ne correspondent pas au service permanent et continu, au sens du Code l'Electricité. En effet, il est important de retenir que ces solutions fournissent un niveau de service nettement moindre par rapport aux mini-réseaux et à l'extension de réseau, à savoir quelques heures par jour.

3.1.4 Compteurs intelligents

Au Niger, les compteurs intelligents avec prépaiement peuvent servir dans le cadre de la SNAE. Ils constituent un système électronique de mesure de consommation d'énergie avec plus de précision qu'un compteur classique et la possibilité d'échanges de données sous forme numérique. Leur utilisation offre aux usagers connectés au réseau ou au mini-réseau d'avoir différents niveaux de services avec la possibilité d'évolution, ainsi que de moduler le niveau de service selon leur besoin.

De plus, les compteurs intelligents représentent une solution efficace pour réduire les pertes non-techniques (fraude), ce qui a été à l'origine de leur adoption dans plusieurs pays. Ces systèmes sont également un moyen d'intégrer des énergies renouvelables dans un mini-réseau ou dans le réseau national et permettent aussi de moduler la demande.

3.1.5 Conclusion sur les options d'électrification

Etant donné que l'option technologique utilisée pour alimenter une localité depuis le réseau NIGELEC a un impact important sur les coûts d'investissements, il est recommandé que les artères principales des réseaux de distribution continuent à être développées avec du triphasé de type européen. Cette disposition sera aussi applicable pour électrifier les localités à proximité via des dérivations pour des densités de charge et des niveaux de charge relativement élevés.

Pour les zones plus isolées ou reculées, il pourrait être exploré d'autres options techniques d'électrification (SWER[3] ou technologie SWS[4]) à condition qu'elles présentent les conditions requises (coûts de mise en œuvre et de maintenance adaptées, sécurité des biens et des personnes assurées) et en veillant à les limiter.

Les autres solutions d'électrification envisagées dans la SNAE sont les mini-réseaux et les systèmes individuels).

Afin de satisfaire les besoins de toute la population, la SNAE a utilisé une approche holistique avec 5 niveaux d'accès comme proposés par l'initiative SE4ALL (Tableau 1) et tient compte du fait que pour assurer l'accès durable à l'électricité, les ménages doivent avoir la possibilité de choisir l'option technologique appropriée à leur besoin et à leur capacité à payer.

[3] Le SWER (Single Wire Earth Return ou système à 1 conducteur avec retour par la terre) est constitué d'un seul câble de phase, le retour se faisant directement par la terre. Selon le site RuralPower.org, la technologie SWER est la mieux adaptée pour l'électrification rurale lorsque la demande est située à plus de 10 km du réseau existant avec une charge maximale d'environ 380 kVA ou alors lorsque la densité de population est très faible. Quant à l'ESMAP, le critère dominant pour l'adoption de la solution SWER pour une zone particulière est le taux de charge. Une capacité maximale du SWER de 480 kVA (capacité limitée à 25 ampères à 19,1 kV) est suggérée. Si les charges actuelles ou la croissance de la charge au cours des 10 prochaines années sont susceptibles de dépasser cette capacité SWER de la ligne, une option à deux ou trois fils devrait être étudiée ou, à tout le moins, intégrer la possibilité d'évolution lors de la conception.

[4] Le SWS (Shield Wire System) consiste à utiliser le câble de garde des lignes Haute Tension aériennes de transport. Ce câble a normalement pour rôle une protection contre la foudre pour les phases (2 câbles de garde sont parfois installés). La technologie SWS repose sur l'utilisation du (des) câble(s) de garde pour mettre en œuvre un réseau de distribution monophasé ou biphasé lorsqu'il y a deux câbles de garde. Le retour du courant par la terre. La technologie SWS est utilisée pour transporter l'énergie jusqu'à 100km de la source le long de la ligne HT avec des dérivations jusqu'à 20km pour les zones plus rurales.

3.2 Caractéristiques de conception de la SNAE

Afin de déterminer les objectifs d'accès à l'électricité sur l'échelle nationale, la SNAE a adopté une démarche faisant recours à différents modèles et à un ensemble de données, hypothèses et paramètres géoréférencés[5], collecté, traité et consolidé[6]. Les données collectées proviennent principalement de l'INS (RENALOC et RENACOM), de la NIGELEC et de l'ANPER, qui ont été consolidées afin de disposer d'un fichier unique de données de base dans un environnement SIG, qui comprend in fine, 23 383 en 2017, dont 576 localités électrifiées[7].

L'électrification doit, au-delà de sa volonté de parvenir à terme à un accès universel à l'électricité tel qu'il ressort de la Politique à l'horizon 2035, répondre aussi aux exigences de croissance inclusive et de développement durable du Niger tels qu'affichés très clairement par le Gouvernement. Cette préoccupation majeure renvoie, au-delà du développement des infrastructures électriques, à une problématique d'aménagement du territoire et de renforcement de l'impact économique et social de l'électrification, avec notamment le développement des usages productifs de l'électricité.

La SNAE a introduit les notions de Pôle de développement et de Population de couverture dans sa conception, puis a adopté une démarche d'optimisation de l'électrification qui a abouti aux étapes successives permettant de parvenir aux objectifs politiques fixés à l'horizon 2035.

3.2.1 Pôle de développement

Un Pôle de développement peut être défini comme un espace où l'habitat et les activités socio-économiques se concentrent pour atteindre une certaine consistance. Il s'agit d'un lieu offrant des opportunités d'équipements sanitaires et éducatifs, mais aussi d'emplois secondaires ou tertiaires (par opposition aux emplois primaires, notamment agricoles), et qui tendent à se diffuser dans la profondeur des territoires ruraux (hinterland). En zone rurale, un pôle de développement est un "embryon urbain".

[5] Il s'agit notamment des données suivantes :
- limite du territoire national et découpage administratif, coordonnées géographiques des localités et rattachement administratif ;
- données démographiques (population du dernier recensement pour chaque localité, taille des ménages électriques et taux de croissance de la population, si possible avec une distinction régionale) ;
- statut électrique des localités, année et mode d'électrification (réseau, mini-réseau, …) ;
- données SIG relatives au réseau électrique (couche SIG du réseau MT actuel et en cours de construction, et niveaux de tension) ;
- données SIG relatives aux sous stations HT/MT ainsi que leurs caractéristiques techniques, localisation des centres de production existants (thermique et autres) ;
- potentiel en énergies renouvelables pour les technologies à considérer (atlas solaire et éolien, ressources biomasses, atlas hydroélectrique pour les petites puissances hydroélectriques) ;
- données relatives à l'analyse et à la prévision de la demande en électricité des localités : consommation moyenne par ménage (ou type de ménage), valeur de pointe par localité (ou type de localité), courbe de charge typique par type de localité, évolution des raccordements et des consommations, factures NIGELEC sur au moins trois années et pour un échantillon représentatif des localités ;
- données techniques et éléments de coûts y relatifs (nombre d'abonnés / km de ligne BT, ratio ligne MT / ligne BT, coût du km et durée de vie des lignes MT et BT, coûts et durée de vie des transformateurs par gamme de puissance, coûts des compteurs MT et BT, coûts de maintenance des lignes MT et BT et des transformateurs, etc.) ;
- données relatives à l'état des lieux du réseau existant : niveau de charge / surcharge des transformateurs HT/MT ;
- données économiques : taux d'actualisation, taux de change, taux d'inflation, prix d'achat du kWh MT à la NIGELEC (en cas de raccordement des mini-réseaux), prix de vente moyen d'un kWh par la NIGELEC, etc.

[6] L'élaboration d'un Plan Directeur, étape qui devra suivre celle de la SNAE, nécessitera un travail de détail plus approfondi.

[7] La base fait état de 457 localités raccordées au réseau, 117 localités électrifiées en mode diesel, et 2 en mode inconnu.

Pour prendre en compte cette dimension, la conception de la SNAE a fait appel à l'Indicateur de Potentiel de Développement (IPD), défini pour caractériser un pôle de développement. L'IPD, qui est construit sous le prisme de l'indice de développement humain (IDH) [8] créé par le PNUD en 1990, mesure la capacité d'un pôle de développement à enrayer la pauvreté et à induire une croissance économique significative sur le territoire constitué à la fois du pôle lui-même et des localités à sa proximité sur lesquelles il exerce une certaine attractivité, c'est-à-dire une certaine capacité à attirer tous ces habitants.

Ainsi, les pôles de développement sont, par définition, les localités prioritaires pour l'électrification, étant entendu que cette électrification bénéficiera non seulement à leurs populations intrinsèques, mais également à l'ensemble des habitants des localités qu'ils attirent (hinterlands).

3.2.2 Population de couverture

Un autre aspect dans la conception de la SNAE est l'accès du plus grand nombre aux bénéfices de l'électrification, en privilégiant les localités qui, si elles étaient électrifiées, rayonneraient sur le plus grand nombre de population. Autrement dit, les localités prioritaires seront celles dont la population de couverture, c'est-à-dire le cumul de la population intrinsèque et de la population de l'hinterland, est la plus élevée. Il s'agit ainsi de maximiser les effets économiques et sociaux de l'électrification dont l'impact, ne se mesure donc pas uniquement de manière intrinsèque à la localité électrifiée, mais intègre les bénéfices indirects générés pour l'ensemble des localités avoisinantes.

Sur la base de leur population de couverture[9], il est procédé au classement des 2400 pôles de développement identifiés, à travers le ciblage prioritaire des projets d'électrification induisant un meilleur impact économique et social, se démarquant ainsi des approches classiques utilisant des critères simplistes de priorisation tels que la seule taille des localités et/ou leur statut administratif.

Compte tenu que 386 pôles de développement sont d'ores et déjà électrifiés, la démarche d'électrification va concerner le reste de 2014 pôles de développement, en considérant la possibilité de leur desserte au moindre coût par réseau NIGELEC d'abord, puis par mini-réseau selon le principe de justice sociale (optimisation).

Relativement à un territoire donné, les localités les plus éloignées des principaux pôles et qui ne bénéficieront pas d'une électrification "conventionnelle" (réseau ou mini-réseau) à l'issue du processus d'optimisation, constituent la cible prioritaire des systèmes individuels (énergies distribuées). Ces systèmes sont des programmes de pré-électrification tels que la diffusion de lampes solaires pour l'éclairage, la diffusion de kits solaires, l'installation d'équipements de force motrice pour des activités productives, ou toutes autres solutions individuelles d'accès qui seront retenues par le Gouvernement.

3.2.3 Optimisation technico-économique

L'optimisation des possibilités d'accès à l'électricité repose sur les trois fondements suivants :

1) **Priorité au réseau :** un minimum de 70% de la population sera desservi par le réseau à l'horizon 2035, tel qu'envisagé par la Politique, et conformément aux orientations stratégiques qui font du raccordement au réseau électrique, l'objectif final à atteindre. La stratégie recommande ainsi que les pôles de développement soient préférentiellement

[8] L'indice de développement humain (IDH) est un indice statistique composite, créé par le Programme des Nations Unies pour le Développement (PNUD) en 1990 pour évaluer le niveau de développement humain des pays du monde. L'IDH se fondait alors sur trois critères : le PIB par habitant, l'espérance de vie à la naissance et le niveau d'éducation.

[9] Sous réserve d'une analyse plus fine qui prendrait en compte des données socioéconomiques collectées à l'échelle de chacun des pôles, notamment à partir d'une source telle que le RENACOM.

raccordés au réseau pour assurer une disponibilité en qualité et en quantité de l'énergie nécessaire notamment pour les activités économiques de production, transformation et de conservation des produits agricoles ;

2) **Moindre coût :** les options technologiques retenues sont celles pour lesquelles les coûts actualisés sont les plus faibles par rapport aux bénéfices économiques ;

3) **Justice sociale :** il s'agira également d'apporter in fine *un service énergétique de base à l'ensemble de la population y compris les plus défavorisées (notamment grâce à des systèmes individuels telles que la diffusion de kits solaires photovoltaïques), moyennant au besoin des efforts financiers supplémentaires de la part de la collectivité publique, afin de disposer régulièrement de territoires 'électriquement équilibrés'.*

Il s'agit d'atteindre l'objectif d'accès universel en optimisant les ressources nécessaires, et tout particulièrement la dépense publique, en assurant une juste rémunération des capitaux privés investis, et en garantissant le plus possible, au fur et à mesure du processus d'électrification, un accès équilibré à l'électricité à l'ensemble de la population.

Pour aboutir aux résultats déterminant les niveaux d'accès, la démarche d'optimisation utilisée a suivi les trois étapes successives :

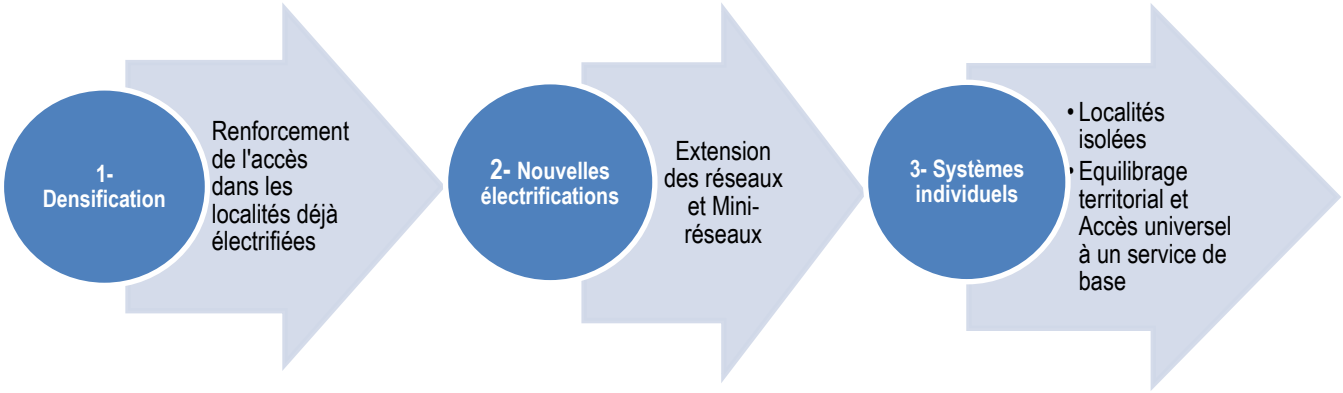


Figure 4 : Étapes successives d'optimisation de l'accès à l'électricité

1) **Densification :** étant donné le faible taux de pénétration de l'électricité dans les localités électrifiées, la densification pourrait permettre d'atteindre, à moindre coût, jusqu'à 44% des objectifs d'accès par le réseau. Etant donnée la proportion de desserte escompté par cette option (au minimum 70% à l'horizon 2035), la densification se révèle un axe stratégique majeur pour l'atteinte des objectifs d'accès à l'échelle nationale[10] ;

10 Dans l'ensemble des localités actuellement électrifiées, seuls 47% des habitants sont en moyenne effectivement connectés au réseau. En milieu urbain ce taux de desserte est de 51,58%, et atteint seulement 37,43% en milieu rural.

2) **Nouvelles électrifications :** elles reposent sur une analyse prévisionnelle de la demande en électricité des localités non électrifiées, et concernent d'une part l'extension des réseaux, et, d'autre part, le développement en grappes de mini-réseaux, dans le respect de contraintes technico-économiques ;

3) **Systèmes individuels (ou solutions distribuées) :** ils sont destinés prioritairement aux localités isolées spatialement et identifiées selon l'approche précédemment présentée, et n'ayant pas été retenues opportunément pour une des options d'électrification (réseau ou mini-réseau). Ils seront utilisés comme '*variable d'ajustement'* pour atteindre à la fois les objectifs d'accès universel visés à l'horizon 2035, et l'effectivité des équilibres territoriaux intermédiaires, quitte à nécessiter, du point de vue de puissance publique, des efforts financiers plus relativement élevés pour les ménages ainsi desservis, dans un esprit de justice sociale.

Enfin, les besoins en investissements d'infrastructures sont calculés comme suit :

Pour les localités à densifier tant rurales qu'urbaines à travers une méthode simplifiée, développée pour encadrer les besoins en investissement afin d'atteindre les objectifs de densification. Le coût d'investissement comprend le coût des lignes pour le raccordement de nouveaux abonnés dans les localités électrifiées, les transformateurs MT/BT nécessaires, ainsi que les compteurs (branchements).

Pour les nouvelles électrifications (réseaux et mini-réseaux), il est utilisé :

- Le critère de la Valeur Actuelle Nette (VAN) pour l'optimisation technico-économique des longueurs de lignes d'extension du réseau MT nécessaires au raccordement des localités visées, en optimisant leur tracé sur la base des contraintes de terrain et/ou en privilégiant le suivi des axes routiers.
- Le critère d'optimisation sera le coût actualisé du kWh pour les Mini-réseaux, qui permettra aussi de valider la capacité à payer des usagers, déterminée à partir de la demande prévisionnelle sur l'horizon de planification.

Pour ce qui concerne les systèmes individuels ou solutions distribuées, ils permettront d'apporter aux localités qui sont inéligibles au plan technico-économique à l'extension des réseaux ou à une électrification par un mini-réseau, un service énergétique de base (éclairage, télévision, recharge batterie et éventuellement force motrice, etc.).

Ils seront de véritables variables d'ajustement des taux d'accès dans la SNAE. En effet, ils pourront également servir aux populations des localités électrifiées et dans l'incapacité d'accéder durablement aux services conventionnels malgré d'éventuelles subventions des branchements, mais aussi à celles des localités, qui bien que programmées pour être électrifiées par réseau ou mini-réseau, ne le seront pas avant un délai "raisonnable" à l'horizon 2035.

La configuration des produits/services offerts et les modalités de contribution des populations dépendront ainsi des capacités de financement du Gouvernement.

3.3 Résultats

Le modèle développé pour la conception de la SNAE a permis d'encadrer les options d'approvisionnement des localités non électrifiées au plan technico-économique sur la base d'un scénario prévisionnel de la demande et des modèles d'optimisation technico-économique des extensions de réseau et de développement de mini-réseaux. Le but étant d'en déduire des objectifs réalistes à l'horizon 2035, par séquences temporelles et aux niveaux national, urbain et rural.

En termes d'ordres de grandeur réalistes, les différentes simulations réalisées ont ainsi permis de valider la faisabilité d'une couverture à l'horizon 2035 de 85% de la population par le réseau, 5% par les mini-réseaux et 10% par des solutions distribuées.

Cependant, l'accès universel, à savoir le raccordement effectif de l'ensemble des ménages à l'une de ces options d'approvisionnement en électricité, nécessitera d'importants efforts financiers. Les simulations ont été effectuées pour un objectif d'environ 80% d'accès à l'horizon 2035 pour les réseaux et mini-réseaux, et 70% dans les localités desservies par des solutions distribuées.

Les principaux résultats des simulations réalisées sont donnés ci-après.

3.3.1 Rythme d'électrification

Les objectifs visés demandent un changement substantiel du rythme d'électrification jusque-là observé au Niger. En effet, un rythme moyen de 30 localités électrifiées par an a été observé depuis 2001 alors que les ambitions d'électrification visent près de 23.000 localités à électrifier en 18 ans.

Un scénario de croissance progressive du rythme d'électrification pourra être adopté, pour tenir compte, au-delà de la disponibilité effective des financements, des impératifs logistiques pour un développement dans le pays des capacités (études, passation des marchés, maîtrise d'œuvre, fournitures, travaux, etc.) à la hauteur des nouvelles ambitions.[11]

Cette progressivité du rythme d'électrification, avec des paliers successifs en croisière et tenant compte de la situation de départ, a inspiré le Niger dans le cadre de la SNAE.

3.3.2 Prévision de la demande

Les simulations de la SNAE sont basées sur une prévision de la demande établie à l'horizon 2035 sur la base de paramètres et d'hypothèses qui reposent en partie sur des résultats d'enquêtes de terrain réalisées en zones rurales au Niger il y a une dizaine d'années et sur différentes analyses documentaires. Elles tiennent compte de l'objectif d'accès universel avec cependant au moins 80% de taux d'accès en 2035 dans les localités raccordées par réseaux ou mini-réseaux.

[11] Le cas du Maroc milite en faveur de cette approche progressive. En effet, Le rythme historique observé jusqu'en 1995 n'était que de l'ordre d'une cinquantaine de localités par an (287 localités électrifiées sur la période 1982-1986 dans le cadre du Programme National d'Electrification Rurale n°1 (PNER1), et 232 localités sur la période 1991-1995 dans le cadre du PNER). Ce pays a ensuite adopté une démarche graduelle, partant de 557 localités en 1996 pour atteindre un pic de 4839 localités dix années plus tard. Le rythme d'électrification a ainsi atteint une moyenne annuelle de l'ordre de 2200 localités sur une quinzaine d'années (1996-2010). Le Maroc a ainsi réussi l'exploit exceptionnel de faire évoluer son taux d'électrification rurale de 18% en 1995 à 97% en 2010. Ces résultats exceptionnels ont été acquis dans le cadre du Programme d'Electrification Rurale Globale (PERG) porté par l'ex-Office National de l'Electricité (ONE).

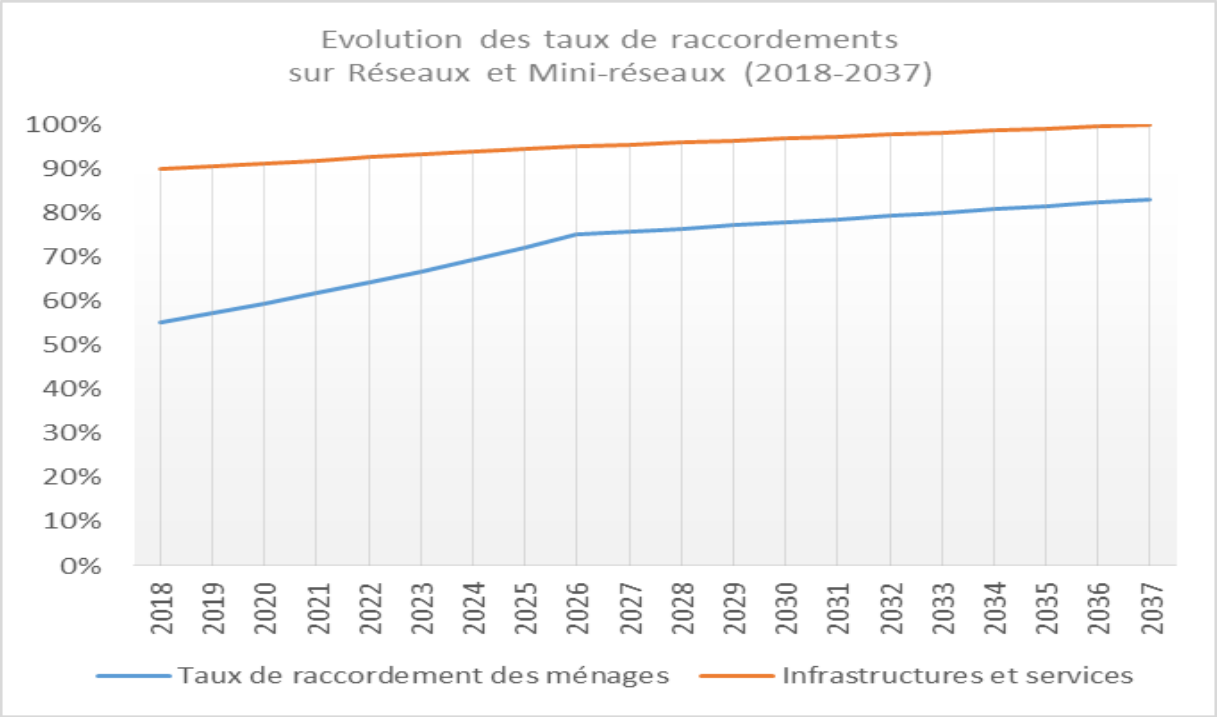


Figure 5 : Evolution des taux de raccordements sur réseaux et mini-réseaux (2018-2037)

Le Plan Directeur d'Electrification à élaborer suite à la SNAE devra réexaminer ces hypothèses qui devraient être non seulement actualisées, mais surtout complétées notamment par les données actuelles telles que l'incidence prévisionnelle des demandes spéciales qui résulteront de la mise en œuvre de la SDDCI Niger 2035, particulièrement à l'échelle des pôles de développement (demande non domestique pour des usages productifs de l'électricité). De plus, une telle analyse prévisionnelle tiendra aussi compte du comportement des ménages.

Les principaux résultats de l'analyse prévisionnelle de la demande effectuée à ce stade de la SNAE ont permis d'étudier la faisabilité technico-économique des objectifs et d'estimer les enveloppes budgétaires des différentes options.

3.3.3 Densification

La densification concerne l'ensemble des localités déjà électrifiées, qui connaissent une couverture de l'ordre de 47% en moyenne. Dans le cadre des simulations effectuées pour la SNAE, il s'agit de porter ce taux de desserte à 81% à l'horizon 2035. Dans la base de données qui a servi de support aux simulations, ce sont ainsi 576 localités pour un total brut de 1.857.923 habitants en 2017, dont un peu plus de 73% en milieu urbain, qui en bénéficieront.

	2017	2035
Population couverte	4 911 276	9 778 544
Population couverte urbain	3 601 281	7 170 292
Population couverte rural	1 309 995	2 608 252
Taux de desserte	**47,01%**	**81,00%**
Population desservie	2 308 791	7 920 621
Urbain	1 731 593	5 807 937
Rural	577 198	2 112 684
Cible potentielle pour densification	1 857 923	2 602 485
	Urbain	1 362 356
	Rural	495 568

Tableau 3 : Cible potentielle de la densification dans les localités électrifiées

La densification ainsi envisagée connaîtra un rythme moyen de 32 localités par an[12] et permettra le raccordement de 311 654 nouveaux abonnés, dont près de 92% en milieu urbain, pour un coût moyen d'investissement par abonné de 188.151 FCFA.

3.3.4 Extension des réseaux

Les phases de développement du réseau sont au nombre de deux, à savoir la structuration (période 2018-2024) et celle dite de maillage (2025-2035)

3.3.4.1 PHASE DE STRUCTURATION (2018-2024)

Cette première phase vise l'électrification de l'ensemble des 2014 pôles de développement non encore électrifiés, avec une cadence moyenne de l'ordre de 300 pôles/an alors que le rythme observé est nettement moindre. Aussi, est-il proposé d'opérer une montée progressive en puissance, pour atteindre in fine un rythme de 500 localités/an au terme de cette première phase. Il s'agit là de tenir compte des contraintes logistiques et d'apprentissage, inhérentes au démarrage de la mise en œuvre de la SNAE. Par la suite, le rythme d'électrification pourra être soutenu et s'inscrire dans la durée.

Au terme de cette simulation, 2012 pôles de développement non électrifiés seront raccordés au réseau à l'horizon 2024, soit autant de pôles de croissance. En outre il en résultera un réseau structurant permettant la couverture de 3.557.093 habitants supplémentaires (ramenés en 2017), dont une proportion de plus de 87% de populations actuellement en zones rurales.

En raison de contraintes technico-économiques, deux pôles de la Région d'Agadez (Anney et Chimoundour) situés à plus de 400km du réseau le plus proche, ne pourront pas être raccordés mais bénéficieront d'un mini-réseau. Cela complète l'objectif de 2014 pôles de développement à électrifier.

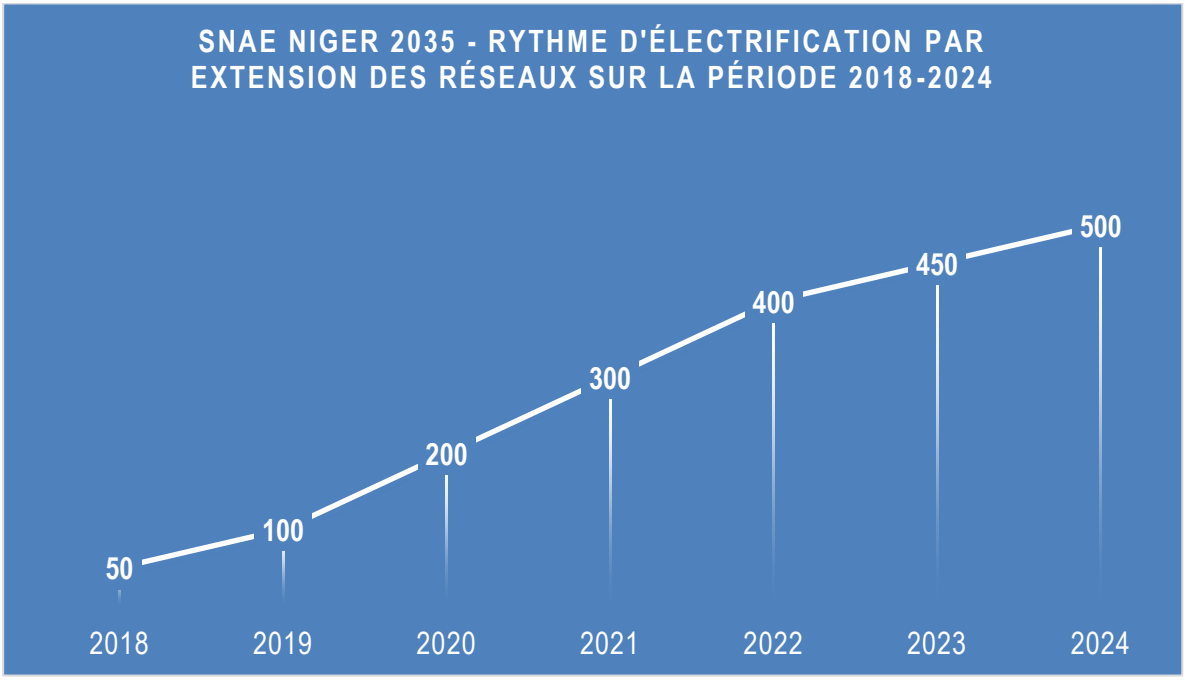


Figure 6 : Rythme d'électrification par extension des réseaux sur la période 2018-2024

[12] L'on pourra également étudier dans le cadre d'un Plan Directeur, un scénario alternatif où la densification est bouclée à l'horizon 2024, en même temps que la phase d'électrification prioritaire des pôles de développement et de structuration du réseau.

3.3.4.2 PHASE DE MAILLAGE (2025-2035)

Le réseau structurant bâti au cours de la phase précédente, fera l'objet au cours de cette seconde étape, de densification pour le raccordement des localités de plus de 300 habitants au voisinage du réseau et qui présentent la meilleure valeur actualisée du coût du kWh. Ainsi, ce seront ainsi 6600 localités à 90% rurales, qui seront électrifiées à l'horizon 2035, avec un rythme moyen de 600 localités/an, soit une population couverte de 4.209.754 habitants supplémentaires (base 2017).

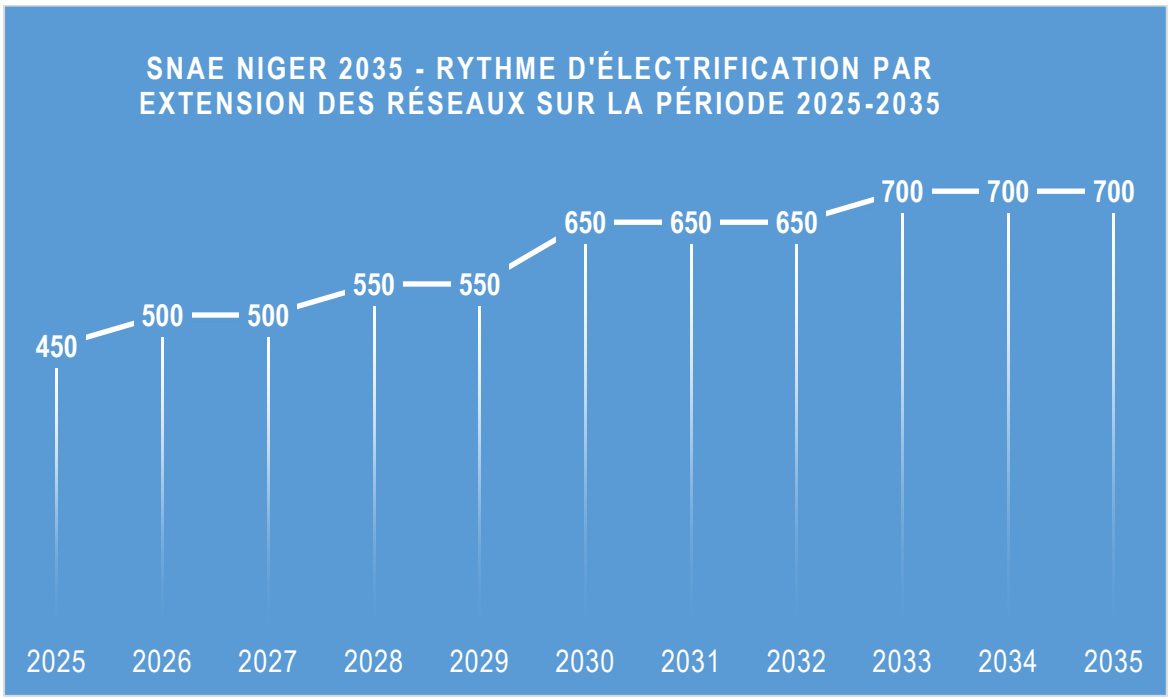


Figure 7 : Rythme d'électrification par extension des réseaux sur la période 2025-2035

3.3.4.3 BRANCHEMENTS AU RESEAU

Au total, 8 612 localités supplémentaires seront raccordées au réseau à l'horizon 2035, totalisant une population de 7.766.847 habitants (base 2017). Pour atteindre un accès d'au moins 80% en 2035, ce sont 1.750.883 branchements qu'il faudra réaliser pour les deux phases, dont 1.028.573 branchements entre 2018-2024 et 722.310 de 2025 à 2035. De façon globale, le coût moyen d'investissement par habitant couvert (habitant dans une localité raccordée au réseau) est de 67.785FCFA, tandis que le coût moyen par abonné est de 312.421 FCFA.

3.3.5 Mini-réseaux

3.3.5.1 CONSTRUCTION DE GRAPPES

Les simulations ont concerné les localités de plus de 500 habitants n'ayant pas été considérées en phase d'extension des réseaux, avec l'optimisation de leur alimentation par la construction de grappes. En fin de compte 1 898 localités, cumulant une population de 634.369 habitants (base 2017) quasi-exclusivement en zones rurales, vont ainsi bénéficier d'un mini-réseau, soit environ 4% de la population totale. Elles incluent les deux pôles de la Région d'Agadez non pris en compte précédemment.

Le coût moyen d'investissement par habitant couvert (habitant d'une localité électrifiée par mini-réseau) est de 208.374FCFA, tandis que le coût moyen par abonné est de 960.389 FCFA.

Toutefois, le développement du réseau structurant tel qu'envisagé en phase I (2018-2024) peut se traduire pour certaines de ces localités par une proximité du réseau (moins de 5km). Ce sera encore davantage le cas à l'horizon 2035 avec le développement des extensions de maillage en phase II (2025-2035). Du coup, il sera alors plus pertinent de substituer le réseau structurant aux mini-réseaux.

Dans plusieurs régions, les mini-réseaux présentent ce caractère transitoire et ne se justifieront donc que si leur mise en œuvre effective est rapide. Leur développement effectif ne se fera qu'en rapport avec le rythme des extensions de réseaux observé concomitamment, notamment en raison : i) des coûts unitaires inhérents à cette option technologique (trois fois plus élevés que ceux investis pour le raccordement d'un abonné sur le réseau interconnecté) ; et ii) une durée de service de surcroît nettement moindre a priori.

Dans tous les cas, les mini-réseaux devront être construits selon des normes permettant aisément un raccordement à terme au réseau de la NIGELEC.

3.3.5.2 RACCORDEMENTS AUX MINI-RESEAUX

Pour atteindre un accès d'au moins 80% en 2035, ce sont 142.872 branchements qu'il faudra réaliser dans les localités bénéficiaires des mini-réseaux.

3.3.6 Systèmes individuels ou Solutions distribuées

A l'issue des simulations précédentes et relatives à la densification, l'extension des réseaux et le développement des mini-réseaux, une population de 1.757.408 personnes (base 2017), résidant dans 12.297 localités pourront accéder de façon optimale à l'électricité à l'horizon 2035, via les systèmes individuels (ou solutions distribuées).

Cela représente plus de la moitié (53%) des localités à l'échelle nationale mais de moins de 12% de la population, que le Plan Directeur devra le confirmer.

Le budget de la SNAE a été estimé sur la base d'un coût unitaire moyen de 300.000 FCFA/bénéficiaire et en considérant 70% de taux de pénétration à l'horizon 2035 dans les localités ciblées.

3.4 Opportunités de réduction des coûts

Au titre des opportunités de réduction de coûts, il faut citer l'utilisation des techniques de type SWER ou MALT pour la construction de réseaux d'alimentation des villages en phase de maillage.

Dans le cas des mini-réseaux, l'hybridation solaire des centrales diesel et de substitution de ces centrales par du solaire[13] ou de la petite hydroélectricité à identifier sur des affluents du fleuve Niger.

[13] Tel qu'envisagé avec le soutien de la Banque Mondiale dans le cadre du « projet d'accès à l'électricité solaire au Niger » (Niger Solar Electricity Access Project - NESAP), qui dispose d'un budget d'environ 50 millions USD (un prêt de 30 millions et un don de 20 millions), et devrait être réalisé sur la période 2018-2023.

3.5 Périmètres d'électrification

3.5.1 Périmètre de concession NIGELEC

L'alimentation par le réseau bénéficiera à 8 612 localités à l'horizon 2035, dont 2 012 pôles de développement dans une phase prioritaire à l'horizon 2024. Il est recommandé que les localités ainsi desservies via le réseau électrique national (à 99,4% rurales) restent néanmoins dans le périmètre de la NIGELEC.

Le but est de développer progressivement une véritable économie de distribution sur le réseau, bâtie sur un modèle de tarification rigoureux, permettant à la fois d'assurer une rémunération acceptable à la NIGELEC et aux clients les plus modestes, de bénéficier d'un service électrique de qualité grâce à des mécanismes de péréquation. De tels équilibres seraient plus difficiles, voire impossible à atteindre dans des territoires de tailles modestes et ne permettant pas des économies d'échelle avec une multitude d'opérateurs autres que la NIGELEC.

Le périmètre NIGELEC à l'horizon 2035 sera constitué d'un ensemble discret de localités raccordées à son réseau sur le territoire national 'cohabitant' avec des zones hors de cette concession.

La réalisation des investissements requis sera portée par la NIGELEC et l'ANPER avec la synergie requise. Les Collectivités locales pourront également être à l'initiative de projets notamment dans le cadre de mécanismes de coopération décentralisée ou de toutes autres ressources.

Les investissements d'extension des réseaux seront intégrés dans la concession de la NIGELEC. A cet effet, il conviendra de clarifier les conditions techniques de réalisation de tels projets et donc de raccordement. Par ailleurs, le modèle tarifaire devra prendre en compte, le devenir de tels investissements et la nécessité de les tracer au plan comptable au bénéfice de la puissance publique.

De même, la SNAE recommande que les mini-réseaux de puissance égale ou supérieure à 1MW soit reversés dans le périmètre de la NIGELEC, afin notamment de bénéficier des tarifs de la péréquation.

Dans le cas de 'migration' de localités hors réseau vers le périmètre NIGELEC, une telle intégration dans la concession NIGELEC sera assujettie aux dispositions claires et transparentes d'expropriation de l'opérateur privé du réseau décentralisé concerné, à définir dans le cadre des conditions en cours de définition pour l'électrification rurale autonome.

3.5.2 Autres périmètres d'électrification

Les concessions d'électrification situées en zone rurale et hors du périmètre NIGELEC pourraient être gérées par des opérateurs privés tiers, autres que la NIGELEC, qui concerneraient à priori :

- environ 400 projets de mini-réseaux relatifs aux 1898 localités à électrifier ;
- 12297 localités candidates aux systèmes individuels (solutions distribuées).

Dans ces deux cas, les opérateurs seraient recrutés par l'ANPER, par procédure d'appel d'offres ou suite à des propositions spontanées, avec pour chaque projet de mini-réseaux, un tarif propre, différentié de celui des usagers finaux de la NIGELEC et à même de garantir sa viabilité, suivant les dispositions applicables en la matière. Des mécanismes de réduction de coût peuvent être instaurés par l'Etat pour permettre aux consommateurs, notamment les plus vulnérables, de bénéficier de tarif abordable.

En définitive, la SNAE sur la période 2018/2035 vise l'électrification du territoire national à travers les axes stratégiques suivants :

- le développement du réseau NIGELEC (par densification et extension) et des mini-réseaux en grappes suivant l'optimum technico-économique ;
- le déploiement des systèmes individuels pour offrir l'électricité aux localités dont l'électrification par réseau ou mini-réseau ne se justifie pas techniquement et économiquement.

4. PLAN D'ACTIONS

4.1 Politique Nationale et Stratégie Nationale d'Accès à l'Electricité (SNAE)

4.1.1 Objectifs d'accès de la SNAE découlant du DPNE

Les objectifs retenus lors des concertations organisées par le Ministère en charge de l'énergie à l'issue de l'élaboration du Document de Politique Nationale d'Electricité (DPNE) visent à assurer l'électrification du territoire national à 85% via le réseau NIGELEC (densification et extension), à 5% par des mini-réseaux décentralisés et à 10% par des solutions distribuées (systèmes individuels, notamment des kits solaires) qui serviront de variable d'ajustement.

La SNAE met un accent particulier sur les objectifs politiques orientés vers la demande en électricité, dans la mesure où ceux relatifs à l'offre en électricité seront pris en compte par ailleurs, notamment dans le cadre des études actuellement en cours sur le thème de la production et du transport de l'électricité à l'horizon 2035.

Pour les besoins de mise en œuvre de la SNAE, les modalités d'atteinte des objectifs politiques d'accès ont été analysées sommairement sous le prisme de contraintes technico-économiques, afin d'assurer un accès sur la base de l'électrification totale du Niger suivant les options techniques susmentionnées.

Au regard des enjeux à la fois financiers et opérationnels subséquents tel qu'ils ressortent des simulations réalisées, il a été convenu de maintenir, comme un idéal à atteindre, le principe d'une couverture universelle de l'électricité à l'horizon 2035 avec les proportions précédentes sur les réseaux (85%), mini-réseaux (5%) et via des solutions distribuées (10%). Cependant, il a été décidé de réviser légèrement à la baisse les objectifs effectifs d'accès des ménages à l'électricité dans les localités ainsi couvertes, sur la base des taux de pénétration validés par les simulations, à savoir 81% d'accès dans les localités bénéficiant des réseaux et mini-réseaux, et 70% dans les localités concernées par les solutions distribuées (systèmes individuels, notamment des kits solaires).

Ainsi, le taux d'accès visé par la SNAE est de 80% à l'échelle nationale, réparti entre 69% sur le réseau NIGELEC, 4% sur les mini-réseaux et 7% en systèmes individuels (solutions distribuées, notamment des kits solaires).

Au final, les objectifs visés à l'horizon 2035 par la SNAE sont résumés comme suit :

	Taux de couverture (t_1)	Taux de penetration (t_2)	Taux d'accès ($t_3=t_1xt_2$)	Nombre de ménages raccordés (Estimation SNAE)[14]		
				2018-2024	2025-2035	Total
Réseaux, dont :	**85%**	**81%**	**69%**	**-**	**-**	**2 062 537**
- *Densification*	*85%*	*81%*	*69%*	*-*	*-*	*311 654*
- *Extension*	*85%*	*81%*	*69%*	*1 028 573*	*722 310*	*1 750 883*
Mini-réseaux	**5%**	**81%**	**4%**	**83 932**	**58 940**	**142 872**
Systèmes individuels	**10%**	**70%**	**7%**	**189 252**	**149 509**	**338 760**
National	**100%**	**80%**	**80%**	**-**	**-**	**2 544 169**

Tableau 4 : SNAE - Objectifs visés à l'horizon 2035

4.1.2 Prise en compte des axes stratégiques du DPNE liés à l'accès à l'électricité

Du point de vue des orientations stratégiques définis par la Politique, la SNAE s'assurera tout particulièrement de :

- l'émergence d'opérateurs privés pour l'exploitation des près de 400 projets de mini-réseaux envisagés à l'horizon 2035 et la diffusion de solutions individuelles dans près de 12300 localités ;
- la valorisation des ressources énergétiques nationales telles que le solaire et la petite hydroélectricité en substitution ou en hybridation des centrales thermiques diesel qui ont servi de base à une pré-estimation des coûts ;
- l'amélioration des performances du système électrique, tout particulièrement sur le segment des réseaux de distribution de la NIGELEC qui représenteront près de 85% du taux de couverture universel escompté, par la promotion d'une tarification adéquate.

4.1.3 Structuration de la mise en œuvre de la SNAE

La SNAE va se structurer autour de sept (7) priorités identifiées ainsi qu'il suit :

1. Elaborer un Plan Directeur d'Electrification (PDE) et définir un Programme National d'Electrification (PNE) ;
2. Assurer la mise en place au sein du Ministère de l'Energie d'un cadre de planification et de coordination de la mise en œuvre de la SNAE ;
3. Assurer la mobilisation des financements pour la mise en œuvre de la SNAE ;
4. Renforcer les capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNAE ;
5. Assurer l'appropriation et l'utilisation de technologies allégées pour l'électrification rurale et le raccordement des ménages ;
6. Elaborer et mettre en œuvre une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
7. Assurer la mise en œuvre du PNE et le suivi-évaluation de la SNAE.

[14] Ces chiffres relatifs aux raccordements seront précisés à l'issue de l'élaboration d'un Plan Directeur d'électrification.

Les activités 6 et 7 relèvent des infrastructures électriques et branchements, tandis que les axes 1 à 5 sont considérés comme des mesures d'accompagnement de la SNAE.

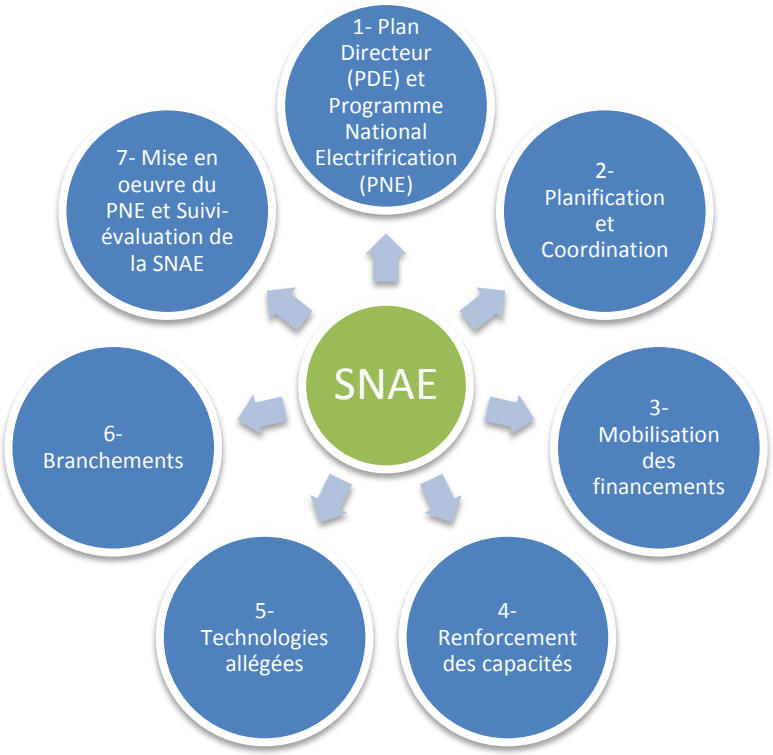


Figure 8 : Axes Prioritaires de mise en œuvre de la SNAE

4.2 Plan d'actions

La mise en œuvre de la SNAE consistera à la réalisation, en deux principales étapes soit 2018-2024 et 2025-2035, des investissements d'infrastructures et de branchements relatifs aux options d'approvisionnement en électricité suivantes :

- Densification dans les localités déjà électrifiées ;
- Extension des réseaux NIGELEC ;
- Systèmes décentralisés de mini-réseaux ;
- Systèmes individuels ou Solutions distribuées.

4.2.1 Phase initiale 2018 – 2024

La phase initiale de mise en œuvre de la SNAE s'étale de 2018 à 2024 et verra la création et la mise en place opérationnelle de la Cellule d'exécution de la SNAE, avec notamment le renforcement des unités fiduciaires au sein de l'ANPER et de la NIGELEC. De façon générale, cette phase permettra la mise en œuvre de l'ensemble des activités prioritaires identifiées.

En matière d'infrastructures et de branchements, cette étape liminaire de déploiement de la SNAE sera consacrée à la densification de l'électrification dans les localités déjà desservies, ainsi que l'électrification des pôles de développement dans le cadre de la phase de structuration du réseau de la NIGELEC. En outre, une partie des mini-réseaux et la diffusion des systèmes individuels seront également programmées en fonction des financements disponibles.

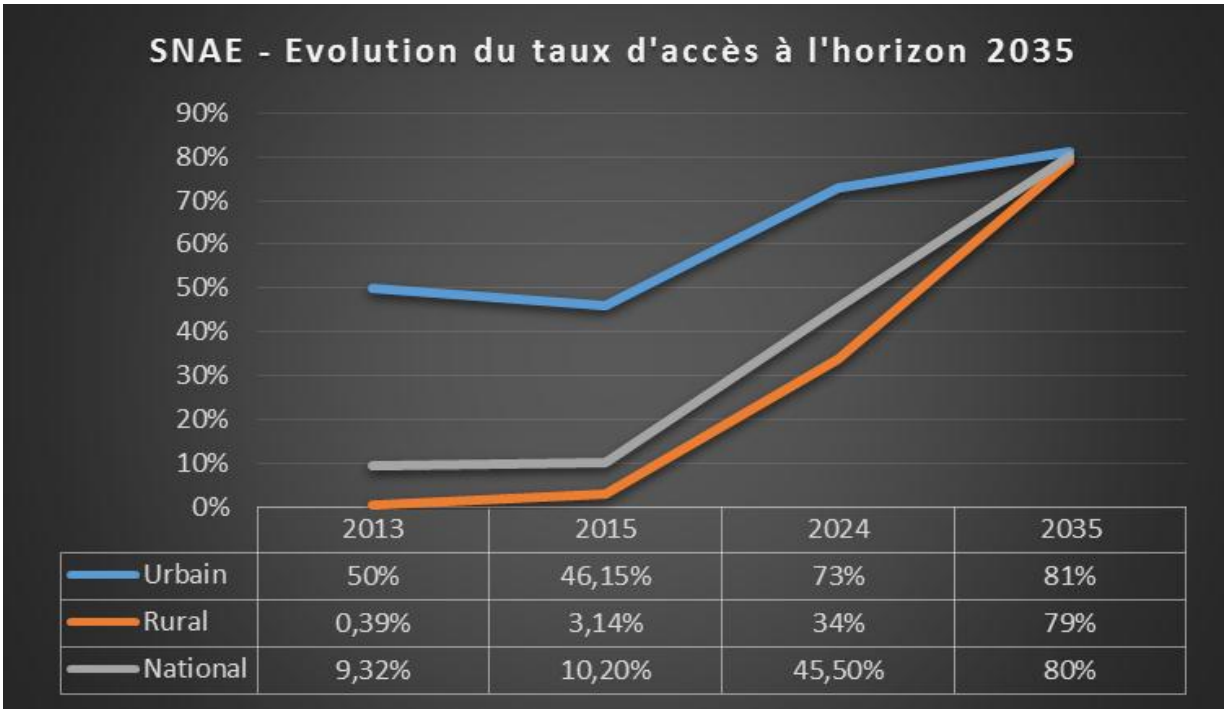
Cette première phase sera déterminante pour l'atteinte des objectifs globaux de la SNAE, en termes d'accès des ménages à l'électricité, en qu'elle permettra de :

- réaliser l'essentiel de l'objectif final à atteindre en milieu urbain (81%), en y portant le taux d'accès de 46% en 2015 à environ 73% en 2024 ;
- porter le taux d'accès à l'électricité en zone rurale de moins de 1% en 2013[15] à près de 34% en 2024, participant ainsi fortement à la réduction du déséquilibre actuellement observé entre les milieux urbain et rural en matière d'accès à l'électricité ;
- construire le réseau structurant de distribution à partir duquel 30% de taux d'accès supplémentaire seront obtenus en zone rurale à partir de 2025[16].

4.2.2 Deuxième Phase 2025 – 2035

La deuxième phase de mise en œuvre, qui couvrira la période 2025-2035, va poursuivre la montée en croisière et s'appuyer sur l'expérience acquise. Dans l'ensemble à l'horizon 2035, le taux d'accès visé par la SNAE est de l'ordre de 80% dont 69% grâce à la densification et aux extensions de réseau, 4% par les mini-réseaux et 7% par les solutions individuelles.

L'évolution se présente comme suit :



	2013	2015	2024	2035
Urbain	50%	46,15%	73%	81%
Rural	0,39%	3,14%	34%	79%
National	9,32%	10,20%	45,50%	80%

Figure 9 : Evolution du taux d'accès des ménages à l'électricité dans le cadre de la SNAE[17]

[15] 3,14% en 2015, d'après des estimations prudentes du consultant (cf. Rapport diagnostic de la SNAE).

[16] Les mini-réseaux et solutions individuelles contribueront en effet pour à peine 15% aux 79% de taux d'accès escomptés à l'horizon 2035 en zones rurales.

[17] Hors mini-réseaux et diffusion de solutions individuelles jusqu'en 2024. Source des données : 2013 (Ministère de l'Energie), 2015 (Estimations du consultant, cf. Rapport diagnostic de la SNAE), 2024 et 2035 (Estimations prévisionnelles du consultant basées sur les simulations SNAE, hors mini-réseaux et systèmes individuels ou solutions individuelles jusqu'en 2024).

Le Tableau ci-dessous donne l'estimation du nombre de branchements à réaliser à l'horizon 2035, suivant les deux principales étapes identifiées.

Nouveaux branchements BT (ménages) - horizon 2035	**Total**		**2 205 409**
	Densification	Urbain	286 109
		Rural	25 545
		Total	**311 654**
	Extension réseaux	2018-2024	1 028 573
		2025-2035	722 310
		Total	**1 750 883**
	Mini-réseaux	2018-2024	83 932
		2025-2035	58 940
		Total	**142 872**
Bénéficiaires solutions distribuées ou systèmes individuels (kits solaires) - horizon 2035		**Total**	**338 760**
		2018-2024	189 252
		2025-2035	149 509

Tableau 5 : SNAE - Estimation des branchements à réaliser à l'horizon 2035

Ainsi, plus de la moitié des localités (environ 12% de la population), sera la cible de la diffusion de systèmes individuels pour garantir une couverture universelle de l'électricité au Niger.

5. SCHEMA DE FINANCEMENT

5.1 Budgets prévisionnels de la SNAE

Les différentes simulations réalisées sont basées sur une couverture (électrification d'une localité) à l'horizon 2035 de l'ordre de 85% de la population par le réseau, 5% par les mini-réseaux et 10% par des solutions distribuées.

Cependant, au-delà de la couverture, l'accès universel escompté, à savoir le raccordement effectif de l'ensemble des ménages à l'une de ces options d'approvisionnement en électricité, nécessitera d'importants efforts financiers. Les calculs ont été effectuées pour un objectif d'accès à l'horizon 2035 d'environ 80% dans l'ensemble des localités alimentées par les réseaux (densification et extension) et les mini-réseaux, et 70% dans les localités desservies par des systèmes individuels ou solutions distribuées. Ces objectifs représentent des taux fortement ambitieux.

Dans ces conditions, les investissements relatifs à la densification, aux extensions de réseaux et aux mini-réseaux sont évalués à un budget prévisionnel de 743 milliards de FCFA, dont :

- 58,6 milliards pour la densification ;
- 547 milliards pour les extensions de réseaux ;
- et 137 milliards pour les mini-réseaux.

Ce budget intègre les coûts de branchements des ménages aux réseaux et mini-réseaux[18].

[18] Ce budget ne tient pas compte des besoins en renforcement des réseaux de transport qui devront être évalués dans le cadre d'un Plan Directeur de Production et de Transport

La SNAE Niger 2035 requiert ainsi un montant total de 845 milliards de FCFA pour les infrastructures et les branchements ainsi que la diffusion de systèmes individuels. Le tableau ci-dessous donne une synthèse des investissements avec les branchements tels qu'estimés pour chaque phase.

Investissements (Infrastructures, branchements et systèmes individuels) en FCFA	**Réseaux & Mini-réseaux**		**742 862 648 444**
	Densification		58 638 032 934
	Extension réseaux		547 011 929 774
	Mini-réseaux		137 212 685 736
	dont nouveaux branchements BT (ménages)	**Total branchements**	**25 386 073 831**
		Densification	7 395 402 500
		Extension réseaux dont :	16 633 386 821
		2018-2024	9 771 443 111
		2025-2035	6 861 943 710
		Mini-réseaux dont :	1 357 284 511
		2018-2024	797 349 844
		2025-2035	559 934 667
	Systèmes individuels *	**Total**	**101 628 116 989**
		2018-2024	56 775 462 223
		2025-2035	44 852 654 766
		*Coût unitaire/ménage	300 000
Budget global (2018-2035) - FCFA			**844 490 765 433**

Tableau 6 : SNAE - Estimation des investissements en infrastructures et branchements

Les budgets relatifs aux réseaux (densification et extension) et aux mini-réseaux intègrent comme indiqué ci-dessus les branchements nécessaires pour atteindre les objectifs d'accès. L'ensemble de ces investissements concernent principalement d'une part, le réseau (pratiquement 72%, dont 7% pour la densification) et, d'autre part, essentiellement le monde rural (91%).

Investissements SNAE (FCFA)	Densification	Extension réseaux	Mini-réseaux	Systèmes individuels	Total	Taux
Urbain	47 682 444 403	25 109 381 950	993 786 720	293 551 592	**74 079 164 665**	**9%**
Rural	10 955 588 531	521 902 547 824	136 218 899 016	101 334 565 397	**770 411 600 768**	**91%**
Total	**58 638 032 934**	**547 011 929 774**	**137 212 685 736**	**101 628 116 989**	**844 490 765 433**	**100%**
Taux	**6,90%**	**64,80%**	**16,20%**	**12,00%**	**100%**	
	71,80%					

Tableau 7 : SNAE - Répartition des investissements en infrastructures et branchements

A cette enveloppe de **845 milliards de FCFA,** un montant estimé à **5 milliards de FCFA** pour la mise en œuvre des différentes **mesures d'accompagnement** de la SNAE.

En définitive, le budget global de la SNAE ressort à **850 milliards de FCFA à l'horizon 2035**, dont un montant de **304 milliards** sera consacré à la phase initiale du Plan d'actions, dont :

- 59 milliards pour la densification[19] ;

[19] Dans ce scénario plutôt optimiste, l'on prévoit de boucler la densification à l'horizon 2024, avec une priorité pour les localités urbaines, à fort impact en termes d'amélioration des taux d'accès.

- 240 milliards pour les nouvelles électrifications incluant les pôles de développement et la construction du réseau structurant ;
- 5 milliards pour les mesures d'accompagnement.

Il s'agit là d'une dotation budgétaire minimale, étant donné que le budget de la SNAE sera complété par des ressources additionnelles, qui pourront être mobilisées pour cette période 2018-2024[20] en vue de la réalisation : i) d'une partie des près de 400 projets de mini-réseaux ; et ii) du premier programme de diffusion de systèmes individuels dans certaines des 12300 localités cibles.

5.2 Financements

5.2.1 Engagement de l'Etat

L'engagement du Gouvernement nigérien est crucial pour le succès de la SNAE, notamment pour les efforts continus et soutenus en vue de mobiliser et recueillir les fonds requis pour la mise en œuvre de la Stratégie. A cet effet, la coopération et la coordination des bailleurs de fonds sont essentielles.

En outre, la participation croissante du secteur privé (à l'échelle nationale et internationale) est attendue le long des progrès de l'électrification et constitue un des facteurs fondamentaux du succès à long terme de l'électrification et du secteur de l'électricité.

En général, il convient de noter que «le succès génère le succès» : si le financement des bailleurs de fonds et le financement du Gouvernement conduisent à des projets réussis, les investisseurs privés seront dynamisés par les progrès réalisés et la crédibilité de l'électrification basée sur un bilan positif des activités. Il est donc attendu que les investissements privés augmentent tout au long de la période de mise en œuvre de l'électrification.

Afin d'assurer une mise en œuvre réussie des programmes et des projets, une gestion financière et opérationnelle efficace doit être appliquée à travers un management financier approprié de la SNAE.

5.2.2 Principales sources de financement

Il existe diverses sources de financement de l'électrification au Niger, dont :

- La Taxe Spécifique de l'Electricité (TSE) ;
- Les contributions de l'Etat ;
- Les prêts et dons apportés par les Partenaires Techniques et Financiers ;
- Les sources de financement mobilisées par les acteurs publics intervenant dans l'accès à l'électricité ;
- Les contributions des Collectivités locales et du secteur privé national ;
- Les contributions apportées par les abonnés ;
- D'autres sources potentielles de financement telles que les institutions financières privées, les fonds d'atténuation du changement climatique et les initiatives internationales promouvant l'accès à l'électricité.

[20] Dans le cadre du NELACEP, le « projet d'accès à l'électricité solaire au Niger » (Niger Solar Electricity Access Project - NESAP), qui dispose d'un budget d'environ 50 millions USD (un prêt de 30 millions et un don de 20 millions) pour la réalisation de projets de mini-réseaux solaires, et bénéficie de l'appui de la Banque Mondiale, devrait être réalisé sur la période 2018-2023.

5.2.2.1 TAXE SPECIFIQUE DE L'ELECTRICITE (TSE)

La TSE est instituée par la loi depuis 1972 et est au financement des extensions de réseaux et de l'électrification rurale. Actuellement, le produit de la TSE, est affecté dans une proportion de 60% à l'organe chargée de la promotion de l'électrification ANPER suivant le décret n°2017-220/PRN/ME du 23 mars 2017 portant modalités d'application de la Loi n° 2015-39 du 10 juin 2015 modifiant et complétant les dispositions du Code général des impôts relatives à la Taxe spécifique d'électricité (TSE).

5.2.2.2 CONTRIBUTIONS DE L'ETAT

Les contributions de l'Etat à travers un engagement continu du Gouvernement de Niger, pilier principal de l'électrification, consistent à consacrer une part importante du budget national à l'électrification et/ou de fournir des garanties Gouvernementales pour assurer le financement de projets. En outre, il peut être octroyé des subventions pour assurer l'accès à l'électricité, au moins au profit des ménages qui pourraient sinon ne pas disposer d'un branchement malgré l'électrification de leur localité. La Contribution de l'Etat constitue également un signal fort pour attirer le financement des tiers et réduire les risques inhérents aux investissements dans l'électricité au Niger.

Par ailleurs, l'Etat assurera également l'équilibre financier du sous-secteur de l'électricité, notamment par une bonne régulation tarifaire, visant une qualité de service durable et adéquate.

5.2.2.3 PRETS ET DONS DES PARTENAIRES ET D'INSTITUTIONS DE DEVELOPPEMENT

Ces ressources constituent la majeure partie du financement fourni pour le secteur de l'énergie au Niger jusqu'à présent. Ils proviennent notamment de la Banque Mondiale (BM), de l'Agence Française de Développement (AFD), de la Banque Africaine de Développement (BAD), de la Banque Islamique de Développement (BID), de la Banque de Développement de l'Afrique de l'Ouest (BOAD) et d'autres donateurs.

L'implication des bailleurs de fonds déjà actifs dans l'électrification au Niger peut encore davantage être renforcée dans le futur, à la condition que les projets engagés et/ou en cours connaissent le succès attendu, et ce dans le cadre d'une gestion rigoureuse. Ceci permettra par ailleurs de faciliter la mobilisation indispensable pour la mise en œuvre de la SNAE, d'autres bailleurs au regard des besoins de financement requis.

5.2.2.4 RESSOURCES MOBILISÉES PAR LES ACTEURS PUBLICS INTERVENANT DANS L'ACCÈS À L'ÉLECTRICITÉ

Les Acteurs publics intervenant dans l'accès à l'électricité tels que NIGELEC et l'ANPER pourront contribuer à la mobilisation de financements pour la réalisation de projets ou de programmes d'électrification.

5.2.2.5 CONTRIBUTIONS DES COLLECTIVITÉS LOCALES ET DES PRIVÉS NATIONAUX

Les Collectivités locales ainsi que le secteur privé local, pourront apporter une contribution non négligeable au financement des projets et programmes d'électrification. Le Programme National de Référence d'Accès aux Services Energétiques (PRASE, lancé en 2009) constitue en cela une expérience pilote[21].

[21] Le besoin de financement requis pour le PRASE sur une période de 10 ans est estimé à 99,482 milliards dont plus du 1/3 sera assuré par le secteur privé, c'est-à-dire des « Opérateurs de Services Énergétiques » (OSE) et le reste, soit 62,45%, sera couvert par l'État et ses partenaires.

5.2.2.6 CONTRIBUTIONS DES ABONNES ET TIERS

La contribution financière potentielle des futurs utilisateurs de l'électricité à l'électrification au Niger dépend de leur capacité de payer, dont les seuils de consommation associés aux tarifs sociaux donnent une orientation. Dans plusieurs pays comme au Niger, ce seuil est de 50 kWh/mois ; la Banque Mondiale définit qu'*une consommation mensuelle de 30 kWh ne devrait pas dépasser 5% du revenu mensuel d'un ménage.* En considérant un niveau de consommation mensuelle de 50 kWh comme limite supérieure, on constate qu'il n'est pas accessible pour l'ensemble des ménages ruraux si le montant correspondant ne doit pas dépasser 5% du revenu mensuel du ménage.

Par ailleurs, pour certains utilisateurs potentiels de l'électricité, la contribution au branchement au réseau constitue un obstacle insurmontable bien qu'elle ne soit pas en forte intensité de capital par rapport au coût global d'investissement.

L'Article 12 du décret fixant les relations entre les délégataires et les clients du service public de l'énergie[22], dispose que : *"les frais de branchements sont à la charge des usagers. Ils sont calculés sur la base d'une mercuriale de prix approuvée par le Ministre chargé de l'énergie après avis de l'Organe de régulation. Les branchements une fois réalisés, tombent dans le domaine public. Leur entretien et leur renouvellement sont à la charge du délégataire."*

a) <u>Les branchements dans la SNAE</u>

Compte tenu des faibles niveaux de revenus observés au Niger et tout particulièrement en zones rurales, on peut supposer que le branchement constituera une barrière significative pour une part non-négligeable des ménages. Il s'agit aussi bien de ménages ne pouvant absolument pas se permettre un branchement que de ceux qui pourraient le payer en plusieurs tranches, mais pas en une seule traite.

Les exigences de branchement constituent en effet une barrière sérieuse à l'électrification pour les ménages à faible revenu. En l'absence de solutions adaptées à leurs situations, ces ménages (i) ne se connectent pas du tout aux services d'électricité, ou (ii) se connecteront en cascade en un seul point de livraison (branchements clandestins), avec notamment comme conséquence une augmentation de la consommation unitaire et la non-admissibilité aux tarifs sociaux auxquels ils sont pourtant éligibles.

Diverses options peuvent être considérées pour réduire le fardeau des frais de branchement et permettre ainsi l'accès à l'électricité aux ménages à faible revenu dont :

- Prise en compte du branchement dans le coût global de l'investissement : c'est l'option prise dans le cadre des estimations menées pour la SNAE ;
- Systèmes de crédit : les options de financement qui permettent aux clients de faire des paiements au fil du temps sont un bon moyen de rendre les frais de connexion abordables ;
- Subventions de capital : des subventions bien conçues peuvent parfois créer une masse critique de clients, avec des effets positifs sur le secteur de l'énergie en général.

[22] MEP, Décret N°2016-519/PRN/ME/P du 28 septembre 2016 fixant les règles applicables aux relations entre les délégataires et les clients du service public de l'énergie électrique, aux biens affectés audit service ainsi qu'à l'exercice des prérogatives du secteur public.

Dans le cadre de la SNAE, le soutien au branchement peut, a priori, être envisagé sous différentes options en vue d'alléger cette charge qui constitue un frein essentiel à l'accès des ménages au service de l'électricité :

- subventionner une part des frais de branchement, intégrant une partie ou la totalité de la charge dans le tarif d'électricité,
- financer les frais de branchement par un prêt bancaire ou,
- permettre aux consommateurs de payer les frais de branchement dans le temps grâce à des systèmes de crédit mis en place par le distributeur du service public de l'électricité.

Selon les différentes catégories de revenus du ménage, les différents instruments de soutien pour réduire le fardeau du coût de branchement pourraient être combinés dans le cadre de la contribution des utilisateurs aux frais de branchement.

En général, il n'est pas suggéré de subventionner entièrement les frais de branchement, même pour les ménages à faible revenu, afin de garantir une durabilité plus élevée en raison de la responsabilité de l'utilisateur envers son propre investissement.

Il est préconisé que l'accès à l'électricité des ménages urbains et ruraux soit satisfaite sur la base du moindre coût à travers le raccordement à un réseau ou à un mini-réseau électrique, ainsi que des systèmes individuels de type kits solaires. En conséquence, l'accent sera mis sur le fait de connecter un grand nombre de ménages, c'est-à-dire d'obtenir des coûts de branchement domestique relativement faibles pour les ménages modestes.

Dans l'optique de favoriser l'accès à l'électricité aux ménages, la forme et le montant du soutien au branchement, dépendront de la capacité des ménages à payer, qu'il conviendra d'analyser pour faciliter la prise de décision et la planification correspondante.

En tout état de cause, le remboursement des frais de branchement - entièrement ou partiellement fournis sous forme de prêt / avec ou sans intérêt / avec ou sans subventionnement pour réduire le montant global payable - est préférable à une modalité de remboursement via un tarif qui résulterait de la considération de tous les coûts de branchement et connexion dans le coût global de l'investissement.

b) Les effets induits sur le développement et les revenus des ménages de l'électrification

L'électricité est considérée comme un «moteur du développement durable » du Niger, conformément aux orientations de la Politique d'accès à l'électricité. En ciblant prioritairement les pôles de développement, les schémas d'électrification devront non seulement stimuler le développement agricole[23] tel que visé par la SDDCI Niger 2035, mais aussi générer d'importants revenus pour sa population essentiellement rurale. L'électrification devra ainsi promouvoir le développement économique et social, la réduction de pauvreté, l'accès à la santé, à l'eau potable et à l'éducation, la productivité agricole, l'autonomisation des femmes et la préservation de l'environnement.

[23] Comme déjà mentionné, bien que le secteur agricole soit l'industrie dominante au Niger, il a absorbé moins de 1% de l'énergie primaire consommée. Une fois que l'électricité est utilisée à plus grande échelle dans ce secteur (par exemple pour l'irrigation ou le broyage du blé), une augmentation significative de la production est attendue.

Les avantages économiques résultant de la mise en œuvre de la stratégie d'électrification seront significatifs mais ne seront pas mesurables dans l'immédiat mais plutôt à long terme, à titre « ex-post ». Dans ce contexte, il conviendrait que le Gouvernement de Niger considère l'électrification comme un service social et s'engage à financer le montant total ou la majorité des coûts de branchement (et le cas échéant aussi d'autres coûts de branchement). En effet, les simulations effectuées dans le cadre de la SNAE démontrent qu'il s'agit d'à peine 5% du budget d'investissement pour le développement de l'accès via les réseaux (densification et extension) et les mini-réseaux. En outre, cela constitue un investissement à long terme au profit de l'électrification et du développement du pays.

Le financement dépendra des prêts concessionnels avec une part de subvention idéalement élevée. Pour ce dernier, la communauté internationale des bailleurs de fonds devrait être convaincue de l'effet de levier de l'électrification sur le développement du Niger.

Le financement devrait couvrir les coûts de branchement dans le cadre d'une approche à moindre coût et serait transféré à l'entité chargée de leur mise en œuvre. Étant donné que cette approche entraînera des gains exceptionnels/effets parasites pour les clients plus nantis, on peut toutefois demander aux nouveaux clients capables de payer, de contribuer aux frais de branchement.

Il est à noter que cette forme de subvention générale des branchements au réseau par le Gouvernement (avec le soutien attendu des bailleurs de fonds) est considérée comme un effet de levier pour amorcer le développement du système électrique. En effet, le recours à cette subvention va s'amenuiser progressivement au cours de la période de mise en œuvre de la SNAE, grâce notamment à l'effet induit du développement économique attendu à termes sur les revenus des ménages, avec une amélioration conséquente de leur capacité à payer et des revenus du distributeur.

5.2.2.7 SOURCES POTENTIELLES DE FINANCEMENT

Le financement de la SNAE pourra également compter sur les ressources mobilisées auprès d'institutions financières privées, des fonds d'atténuation du changement climatique et des initiatives internationales qui favorisent la promotion de l'accès à l'électricité.

Financement via des institutions financières privées

Ce type de financement se caractérise par des taux d'intérêt plus élevés qui reflètent les risques inhérents à la rentabilité prévue. Les conditions de financement des institutions financières privées seront moins favorables que les conditions mentionnées pour le financement concessionnel. Cela entraînera un coût financier plus élevé par rapport au financement concessionnel. En outre, les coûts de transaction seront encore plus élevés lorsque les banques envisagent un profil de risque élevé.

Financement par des fonds d'atténuation du changement climatique

Ces fonds, dont le plus connu est le « Green Climate Fund » (GCF, anglais pour « Fonds de climat vert ») peuvent présenter des opportunités de financement. Par conséquent, l'évaluation de la coopération potentielle avec le GCF ou avec d'autres fonds de climat mais aussi avec des fonds ou initiatives des énergies renouvelables[24] est recommandée.

[24] Par exemple, Sustainable Energy Fund for Africa, Climate Investment Funds (CIF), Global Environment Facility (GEF), Climate for Development in Africa (ClimDev-Africa) Initiative, Africa Renewable Energy and Access Program (AFREA)

Financement par des initiatives d'électrification

Dans le but de réduire la pauvreté et de promouvoir une croissance inclusive en répondant aux besoins énergétiques de base[25], diverses initiatives contribuent ces dernières années à relever le défi du déficit énergétique en Afrique. Issues d'institutions, d'entreprises, de Gouvernements et d'acteurs de la société civile, elles comprennent entre autres Power Africa, New Deal for Energy in Africa, Energy Africa Campaign, Sustainable Energy Fund for Africa (SEFA), Africa Energy Leaders Group (AELG), Electrification Financing Initiative (ElectriFi).

En conclusion, le financement de l'électrification au Niger est l'un des plus grands défis du Gouvernement ; il exigera des efforts importants afin d'assurer que la combinaison des sources existantes et potentielles évaluées, fournit le montant nécessaire en temps requis.

6. REFORMES NECESSAIRES

6.1. Réformes et mesures d'accompagnement

Les réformes et mesures d'accompagnement de la SNAE sont principalement :

- envisager la définition de l'accès à l'électricité différentiant les niveaux d'usage comme préconisé par SE4ALL ;
- sélectionner la meilleure option technologique de distribution par rapport aux conditions du terrain en comparant les technologies alternatives à la solution classique triphasée ;
- définir et adopter les standards et normes à utiliser pour les nouvelles technologies d'extension de réseau, les mini-réseaux et les systèmes individuels (ou solutions distribuées) ;
- élaborer et adopter un cadre réglementaire spécifique et incitatif pour les "mini-réseaux décentralisés" et pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables ;
- mettre en place un règlement technique spécifique et évolutif pour chaque environnement (urbain ou rural) et chaque option technologique afin d'avoir un climat positif d'investissement et une bonne interopérabilité ;
- améliorer et clarifier la répartition des compétences entre le Ministère de l'énergie, l'Organe de régulation et l'ANPER ;
- impliquer davantage des collectivités locales dans l'électrification et le formaliser ;
- élaborer, à la suite de la SNAE, un Plan Directeur d'électrification ;
- mettre en place au sein du Ministère de l'Energie d'un cadre de planification et de coordination de la mise en œuvre de la SNAE ;
- mobiliser les financements pour la mise en œuvre de la SNAE ;
- renforcer des capacités des acteurs impliqués dans la mise en œuvre de la SNAE ;
- élaborer et adopter une stratégie de soutien au branchement des ménages, y compris les plus vulnérables ;
- mettre en place le suivi-évaluation de la SNAE.

[25] Dans le cadre de ces initiatives, il y a aussi la compréhension de l'électricité d'être un facteur important de développement.

6.2. Management fiduciaire de la SNAE

La SNAE mise sur un effet vertueux de l'électrification, s'appuyant en priorité sur les pôles de croissance économique dans le cadre d'une démarche globale de développement agricole conforme à la SDDCI Niger 2035 qui vise l'amélioration des revenus des populations notamment rurales, et donc de leur pouvoir d'achat et de leur capacité à payer le service public de l'électricité.

En vue de la mise en œuvre des projets découlant de la SNAE, les structures impliquées (NIGELEC, ANPER, ARSE, Ministère chargé de l'Energie) devront être renforcées, chacune dans son rôle.

La réussite de la mise en œuvre de la SNAE au Niger requiert un management fiduciaire et opérationnel bien structuré et efficace qui devrait conduire à une utilisation efficace des fonds disponibles, limitant ainsi le coût global de l'électrification. La pratique d'une gestion financière et opérationnelle est essentielle, à travers des structures et des procédures claires, transparentes et efficaces, permettant l'utilisation la plus efficace du capital investi.

Par conséquent, une gestion financière efficace est également recherchée pour l'électrification du Niger afin que les sources de fonds déjà rares, soient utilisées à bon escient. De plus, un coût de capital élevé devrait inéluctablement conduire à une augmentation des prix de l'électricité qui devraient pourtant être abordables pour l'ensemble des clients, d'autant plus dans un contexte où une proportion importante de cette clientèle potentielle est économiquement vulnérable.

L'ANPER et la NIGELEC sont les structures de mise en œuvre des projets découlant de la SNAE, avec la contribution de l'ARSE, du CNES et du Ministère chargé de l'Energie. A ce titre, ces deux structures assureront la gestion fiduciaire desdits suivant les mécanismes applicables en la matière.

Dans cette perspective, le renforcement de capacités prévu doit concerner toutes les parties impliquées, chacune dans son rôle et plus spécifiquement l'ANPER et la NIGELEC en ce qui concerne les aspects fiduciaires.

Le rapport coût-efficacité dans le contexte de la conception et de la planification des mesures d'électrification (telles que l'extension des réseaux) sera également un aspect financier important : le coût initial de l'investissement influence de manière significative la performance financière. Par conséquent, des approches telles que la planification approfondie, la standardisation des équipements et les efforts visant à réaliser des économies d'échelle amélioreront la performance financière globale et réduiront le besoin de financement des mesures d'électrification.

Il faudrait également essayer de parvenir à des conditions de financement plus favorables (par exemple, des taux d'intérêt bas, de longues périodes de remboursement, l'applicabilité de périodes de grâce, etc.) car, par exemple, les intérêts intercalaires influent également sur le coût global du projet. En tout cas, bien que l'impact soit relativement faible, la réalisation de conditions de financement favorables réduira le coût global de l'électrification et le besoin en ressources financières qui, autrement, serait dépensées pour les paiements d'intérêts.

En début de mise en œuvre, le financement de la SNAE proviendra probablement du budget national et de garanties souveraines nécessaires à la mobilisation d'autres sources de financement issues principalement des banques et agences internationales de développement.

Par ailleurs, l'analyse financière effectuée dans le cadre de la SNAE a fait ressortir que la performance financière des projets d'électrification dépend fortement :

- du coût de l'électricité qui constitue un facteur déterminant de la durabilité et qui résulte du mix de l'offre d'approvisionnement en électricité (y compris les importations), appelé à évoluer en rapport avec la valorisation des ressources énergétiques nationales ;
- du prix de l'électricité qui, à travers une tarification visant l'équilibre financier du sous-secteur électrique, revêt dès lors un caractère stratégique pour la SNAE.

7. RISQUES MAJEURS ET MITIGATION

Différents obstacles peuvent potentiellement contraindre la mise en œuvre de la SNAE, susceptibles d'affecter la mobilisation des financements pour l'électrification au Niger. En outre, des risques élevés entraînent un coût élevé ou pourraient même être considérés comme suffisamment dissuasifs pour les potentiels partenaires qui pourraient alors s'abstenir. Ces difficultés seront d'autant plus conséquentes lorsqu'il s'agira d'attirer des fonds du secteur privé ou des acteurs privés en général.

7.1. Risques majeurs

Les risques et obstacles potentiels sont :

- **Risque-pays**

  Les contraintes de financement sont en général renforcées par le risque pays, les pays pauvres et les environnements à risque étant affectés de manière disproportionnée par les obstacles à l'investissement. Ces aspects doivent être pris en compte pour l'électrification du Niger, en considérant aussi que l'accroissement de l'accès à l'électricité devrait améliorer considérablement le développement durable du pays.

  Etant la situation sécuritaire prévalant au Niger actuellement, le risque pays est élevé.

  En outre, les investisseurs privés interviennent sur des marchés à moindre risque pays, à plus forte demande, avec de meilleures infrastructures et un cadre plus avancé pour l'électrification rurale et les énergies renouvelables. En outre, il est utile de disposer d'un cadre transparent en matière de rémunération et d'expérience en PPP.

- **Risque politique**

  En l'absence de stratégie claire d'électrification officiellement adoptée, le risque politique est établi. Ce risque s'étend à la situation de la rémunération à travers des tarifs qui ne couvrent pas le coût réel, conduisant à une situation financière et opérationnelle instable du secteur de l'électricité. Cette situation présentant des risques commerciaux qui mettent en danger une mise en œuvre durable de l'électrification et qui découragent les entreprises et investisseurs privées. A cela s'ajoutent en cas de développement de projets impliquant le privé, les problèmes de délivrance de permis et les questions règlementaires, surtout lorsqu'il s'agit de nouveaux marchés caractérisés par une instabilité ou une insuffisance des régimes règlementaires.

- **Risques commerciaux**

  Outre les obstacles mentionnés ci-dessus, les investissements au Niger en général font face à un risque commercial. Dans un classement du "Doing Business" (la facilité de faire des affaires), le Niger se classe au dernier quart sur la place 160 sur 190. Le "Doing Business" mesure les règlements qui renforcent les activités commerciales et ceux qui les contraignent.

- **Risques techniques / risque de performance**

  Au Niger, il sera possible de connecter la majorité des nouveaux clients (au minimum 70%) par extension de réseau, le reste devra être raccordé soit par des mini réseaux (au maximum 20%), soit par des systèmes individuels tels que des kits solaires maison (environ 10%). Les deux dernières options dépendent en partie ou en totalité des énergies renouvelables comme l'énergie solaire, dont la technologie n'est pas encore largement répandue au Niger.

  Du point de vue commercial, les projets d'énergie propre sont encore considérés comme des projets risqués en soi et sont réputés être liés aux risques techniques et peut-être au risque de performance. Cela est dû à leurs caractéristiques d'investissement à forte intensité de capital avec des taux de rendement internes modestes et des périodes de récupération longues ainsi que des secteurs et des projets exposés au risque de change. Ils sont confrontés à des contraintes de financement encore plus importantes, qui sont en outre renforcées par les risques pays.

7.2. Mitigation des risques

Les instruments ou aspects décrits ci-après pourraient potentiellement stimuler le financement de la SNAE - soit en facilitant l'accès au financement, soit en réduisant le coût global de l'électrification.

7.2.1 Garanties de prêt

Une méthode d'atténuation du risque de projet afin d'attirer les investissements internationaux[26] est l'inclusion de garanties de prêts. Les garanties de prêts atténuent les risques encourus par des facteurs externes tels que qu'exposés précédemment (risque-pays, risques politiques, risques commerciaux, risques techniques / risque de performance). L'objectif des garanties de prêt est :

- d'inspirer la confiance et démontrer l'engagement du Gouvernement envers des développements sectoriels spécifiques,
- d'accélérer la mise en œuvre des investissements en réduisant les coûts de la dette et en augmentant la liquidité du marché,
- de réduire la participation du secteur public en motivant de nouvelles sources de financement privé et en permettant la faisabilité bancaire des projets.

Il existe deux principaux types de garanties de prêts : garanties de prêts privés et souverains. Une garantie de prêt vient normalement sous la forme d'une garantie souveraine du Ministère des Finances. La garantie souveraine découle d'une analyse de trois indicateurs principaux dont : i) les risques politiques ; ii) le taux de change ; et iii) la notation de crédit globale du pays.

Avec des garanties partielles, le Gouvernement garantit une partie de l'investissement total, comme la partie privée dans un projet PPP ou la partie internationale dans un projet de financement public commun. Cependant, les garanties de prêts à la fois complètes et partielles devraient être justifiées par leurs coûts et avantages associés qui nécessiteront une analyse des risques par projet, des avantages du projet et des coûts de la garantie souveraine envisagée.

Par ailleurs, certaines institutions internationales de financement (Banque mondiale, BAD, …) offrent des garanties à l'occasion d'investissements privés.

A terme, la délivrance de garanties pourrait être gérée et administrée par le FNE s'il est créé..

[26] Mais aussi d'autres formes de participation privée

7.2.2 Participation du secteur privé

Il existe différentes formes possibles de participation des investisseurs privés au financement des projets d'électrification au Niger, toutes nécessitant des développeurs de projets capables et une structure solvable de la société derrière le projet. Outre la forme utilisée dans le cadre du PRASE (contribution aux cotés de l'Etat et des collectivités locales, de privés locaux agissant aussi en Opérateurs de service), d'autres possibilités existent telles que :

- l'entreprise en tant qu'investisseur en actions dans un producteur d'électricité indépendant dans le cadre de projet BOT / BOO (construire, exploiter, transférer / construire, posséder, exploiter) à long terme. Dans ce cas, la dette serait garantie par les actifs de la société du projet et non par la société mère[27].
- partenariat public-privé (PPP) dans lequel une entreprise finance, construit, possède et exploite un projet d'électrification (inscrit dans son bilan), les capitaux propres étant fournis par la société et la dette garantie par les actifs de la société de projet.
- joint-venture dans lequel des investisseurs potentiels en capital privé apportent leurs fonds propres. Cela peut être d'une part dans un joint-venture avec un développeur de projet local ou étranger (tout en permettant au projet de développer le contrôle opérationnel du partenaire) ou en investissant lorsque le projet est déjà opérationnel. La dernière approche hérite de moins de risques et, selon la structure de l'entreprise du projet, un joint-venture ne pourrait pas être nécessaire.

Il est estimé qu'un taux de rendement interne (TRI) minimal de 10% - 15% est nécessaire pour qu'un projet au Niger vaille la peine d'être poursuivi d'un promoteur privé de projets. A court terme, une participation privée significative - surtout de l'étranger – semble peu probable mais l'atténuation des risques envisagés et / ou l'augmentation des incitations à l'investissement privé vont progressivement y contribuer. En outre, un bilan positif des projets d'électrification mis en œuvre avec succès devrait également indiquer aux participants privés si les risques existants sont maitrisables.

7.2.3 Mécanisme dit de « Financement de projet »

Les projets d'électrification, sont généralement financés sans recours à une entreprise de projet appelée également « véhicule à usage spécial », ou en anglais « Special Purpose Vehicle » (SPV). Ainsi, les actifs physiques du projet sont utilisés comme garantie et la solvabilité de l'acheteur de l'électricité est d'une importance primordiale car elle est la seule source de revenus.

7.2.4 Mécanisme dit de « blending »

Le principe du mécanisme « blending » est de combiner les subventions avec des prêts ou des capitaux propres des financiers publics et privés. Les subventions seront utilisées stratégiquement pour attirer un financement supplémentaire pour les investissements en réduisant l'exposition aux risques. C'est une forme de financement appropriée pour les projets d'électrification au Niger qui conduira à une utilisation efficace de financement disponible et à catalyser le financement. D'autre part, le « blending » pourra être offert par le FNE s'il arrivait à être créé.

[27] Principe de financement de projets – cf. Section **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**.

8. FACTEURS DE SUCCES

La nouvelle stratégie nationale d'électrification (SNAE) est la preuve que le Gouvernement nigérien considère l'électrification comme un catalyseur du développement national. Cette vision stratégique est un signal fort pour convaincre les partenaires de développement. De plus, un engagement financier continu devra suivre et les risques inhérents à l'investissement dans l'électrification au Niger devraient être réduits si possible par le Gouvernement.

Les réformes intervenues ces dernières années, y compris celles menées dans le cadre du "Doing Business" offrent un cadre propice aux investissements et constituent des mesures favorisant à la fois la réduction des risques susmentionnés et le financement de l'électrification.

Dans ce sens, il faut entre autres signaler : i) le dispositif institutionnel sur l'amélioration du climat des affaires au Niger dont les travaux ont permis au Niger d'être classé ("Doing Business"), 144ème en 2018, soit un gain de 16 places en 2 ans (il était 160ème en 2016) ; ii) les réformes dans le secteur qui ont notamment abouti à un nouveau Code de l'électricité favorisant l'intervention privée ainsi que l'installation d'un organe de régulation et à l'instauration d'une méthodologie tarifaire et de nouveaux tarifs d'électricité garantissant la viabilité financière du sous-secteur de l'électricité ; iii) la mise en place d'un cadre favorisant les investissements privés en PPP.

En outre, l'engagement renouvelé et renforcé de ses Partenaires Techniques et Financiers auprès de l'Etat nigérien constitue un autre facteur déterminant pour la SNAE, ce qui, par ailleurs, est illustré par le financement de certains projets en cours (CNE 1157, NELACEP, Ligne de crédit EXIMBANK Inde, Lignes 132 kV Maradi/Malbaza et SORAZ/Zinder, PEPERN, NESAP, Electrification rurale sur financement BOAD et BID, …).

D'autres facteurs qui vont concourir à la bonne mise en œuvre de la SNAE sont :

- le Schéma directeur production transport (SDPT) d'énergie électrique qui viendra apporter l'offre nécessaire à la satisfaction des besoins découlant de l'électrification ;
- la capitalisation de l'exécution des projets en cours qui va renforcer les acteurs de la mise en œuvre (principalement l'ANPER, la NIGELEC, le CNES, le ME) en leur conférant plus d'expertise et de capacités opérationnelles ;

Avec la Cellule d'exécution à mettre en place et le renforcement de capacités prévu, les conditions de mise en œuvre sont créées.

9. MECANISMES DE MISE EN ŒUVRE ET DE SUIVI-EVALUATION

L'exécution de la SNAE s'appuiera sur le Plan d'actions et impliquera les acteurs du secteur de l'énergie avec la contribution d'autres institutions connexes du développement économique et social, de l'environnement, etc.

9.1 Outils de mise en œuvre

La mise en œuvre de la SNAE s'appuiera sur le Plan Directeur d'accès à l'électricité à l'horizon 2035. Ce dernier reste à élaborer et sera assorti d'un programme d'investissements à réaliser sous forme de Plan National d'Electrification, pour l'atteinte des objectifs fixés.

En outre, la mise en œuvre de la SNAE mise sur la mobilisation des Partenaires Techniques et Financiers pour son financement. Il est prévu à cet effet, l'organisation d'un Atelier international de présentation de la SNAE, du PDE et du programme national d'électrification regroupant les investissements à réaliser.

La Cellule d'exécution sera aussi appuyée par une Assistance technique ainsi qu'il sera élaboré un Plan de formation des principaux acteurs de l'électrification.

9.2 Structures de mise en œuvre

La mise en œuvre reposera aussi principalement sur les structures suivantes :

- NIGELEC qui, compte tenu de la prépondérance de l'option technique d'extension du réseau national de la SNAE va connaître un fort développement sur le segment distribution ;
- ANPER qui agira dans l'électrification suivant les options techniques de mini-réseaux (près de 400 projets avec des opérateurs privés à recruter) de systèmes individuels ;
- CNES dont l'expertise technique, qu'il s'agisse des mini-réseaux ou de systèmes individuels, sera d'un apport indispensable pour l'exécution de la SNAE.

En outre, il sera créé, au sein du Ministère de l'Energie, une Cellule d'exécution pour servir de cadre de planification et de coordination, avec pour principales missions :

- la mise à jour régulière du Plan Directeur d'Electrification (PDE) qui devra être réalisé comme suite à l'élaboration de la SNAE ;
- la coordination des activités de mise en œuvre du Programme National d'Electrification (PNE) élaboré dans le cadre du Plan Directeur ;
- l'évaluation de l'opportunité de procéder aux réformes additionnelles requises par les difficultés constatées en phase opérationnelle et, de façon générale, de la nécessité des aménagements institutionnels, législatifs et réglementaires, susceptibles d'améliorer l'accès à l'électricité en fonction des contraintes observées sur le terrain ;
- la coordination du suivi-évaluation de la mise en œuvre de la SNAE, qui sera assurée au sein des différentes institutions associées à cette activité (NIGELEC, ANPER, etc.), chacune selon ses missions spécifiques et centres d'intérêts.

Cette Cellule d'exécution mobilisera les principaux acteurs du secteur (NIGELEC, ARSE, ANPER, etc.) ainsi que toutes les parties susceptibles de contribuer directement à la mise en œuvre de la SNAE. Organe de coordination par excellence, la Cellule d'exécution pourra développer la synergie avec les structures impliquées dans la mise en œuvre de la SNAE (départements ministériels et autres services connexes du développement économique et social), conformément aux orientations stratégiques de la Politique nationale d'électrification et particulièrement de l'accompagnement de la création de pôles de développement régionaux, dans la perspective de l'atteinte des objectifs fixés par la SDDCI Niger 2035.

L’ampleur des activités à mener dans le cadre de la mise en œuvre de la SNAE tranche nettement avec celles jusque-là accomplies dans le cadre du rythme d’électrification observé historiquement. Aussi, les institutions doivent être renforcées pour être à la hauteur des tâches qui les attendent.

Au démarrage de la mise en œuvre de la SNAE, et idéalement durant la phase d’implémentation de la première phase septennale de la SNAE (2018-2024), la Cellule d’exécution disposera d’une compétence de maîtrise d’ouvrage des projets d’électrification. Cette compétence sera cependant déléguée opportunément aux principales structures opérationnelles du secteur de l’électricité (NIGELEC, ANPER, ARSE, etc.) pour la mise en œuvre opérationnelle des activités de la SNAE pour lesquelles des financements auront été mobilisés. Cette délégation de maîtrise d’ouvrage se fera en fonction de paramètres tels que les mandats respectifs des structures concernées, la charge de travail en cours, la capacité opérationnelle de mise en œuvre, etc., et ce dans le respect du principe de subsidiarité.

La mise en œuvre associera également les Collectivités territoriales et les opérateurs privés ainsi que la société civile dans ses diverses composantes, notamment les organisations féminines.

9.3 Suivi-Evaluation

Le dispositif de suivi-évaluation permettra de fournir les informations sur l’utilisation des ressources affectées, les résultats intermédiaires et leur impact par rapport aux objectifs fixés. Il consistera aussi à l’évaluation périodique des actions menées.

Les indicateurs de résultats indiqués dans le cadre logique de la SNAE, dont la définition est donnée en annexe, vont servir au dispositif de suivi-évaluation. Ils pourront être complétés, au besoin, par d’autres indicateurs à définir pour mesurer progressivement, l’impact de la SNAE sur « la productivité agricole, de l’accès à la santé, à l’eau potable et à l’éducation, ainsi que de l’autonomisation des femmes ».

9.4 Chaîne de résultats de la SNAE

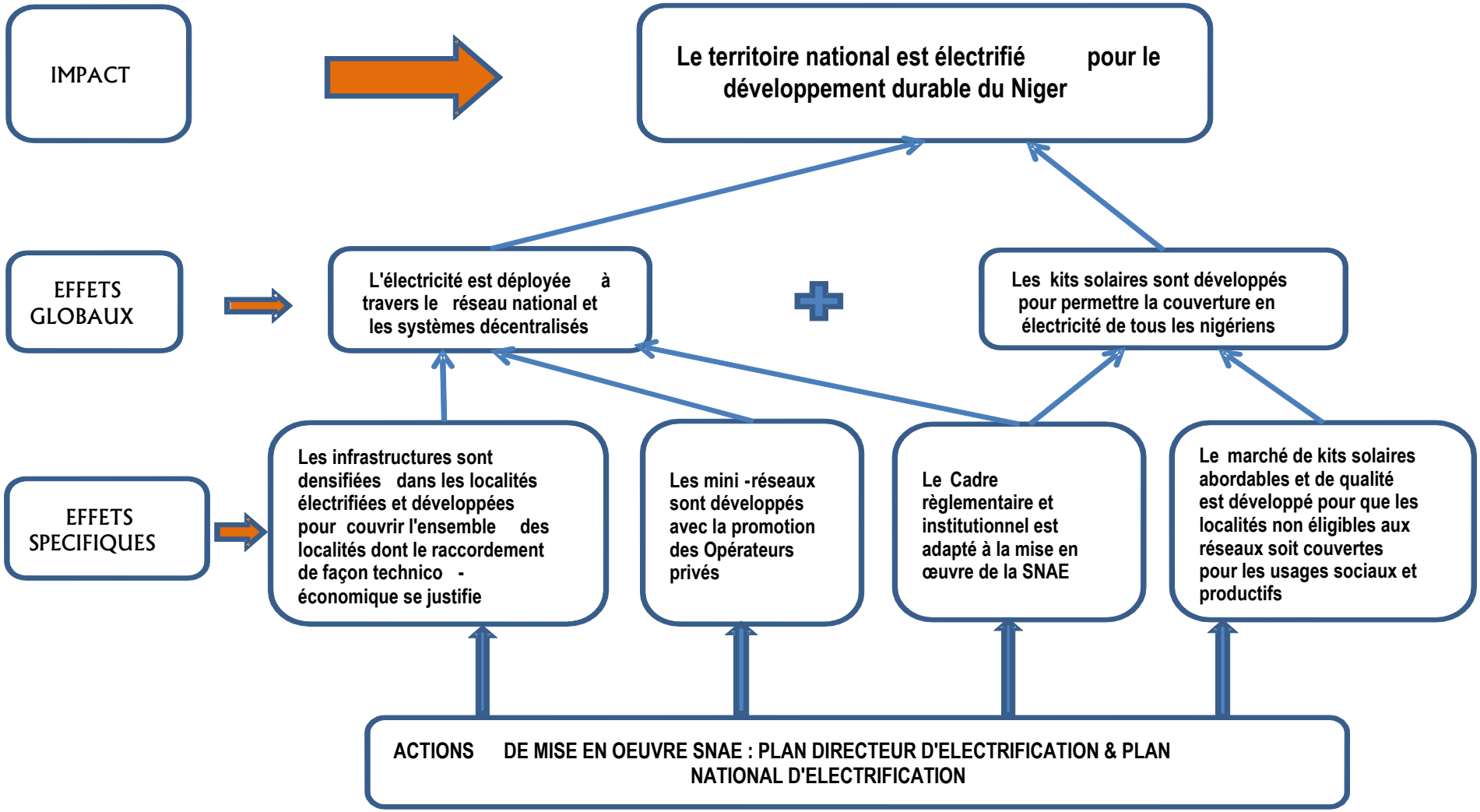


Figure 10 : Chaîne de résultats de la SNAE

9.5 Cadre logique de la SNAE

Le système de suivi-évaluation à mettre en place définira, à partir des objectifs indiqués dans le tableau ci-dessous, les indicateurs de résultats intermédiaires sur la durée de la mise en œuvre.

Hiérarchie des résultats	INDICATEURS DE PERFORMANCE			Source
	Indicateurs de Résultats	Valeur ou niveau de référence	Valeur ou niveau cible 2035	
IMPACT				
Le territoire national est électrifié en vue de l'accès à l'électricité pour un développement durable du Niger	Taux d'électrification	3%	100%	ANPER, INS, NIGELEC
	Taux d'accès à l'électricité	12,26% (2017)	80%	ANPER, INS, NIGELEC
EFFETS GLOBAUX				
Développement du réseau NIGELEC et des mini-réseaux décentralisés	Localités raccordées au réseau NIGELEC	686 (avril 2018)	8 612	NIGELEC
	Localités desservies en réseaux décentralisés hors NIGELEC	Données à collecter	1 898	ME/ANPER
Déploiement des systèmes individuels	Localités couvertes en kits individuels		12 297	ME/ANPER
EFFETS SPECIFIQUES				
Densification et Extension Réseau NIGELEC	Lignes de distribution NIGELEC construites en km (réparties en MT-BT)	Données à collecter		NIGELEC
	Nombre de ménages raccordés (dont ruraux)			NIGELEC
	Nombre d'Usagers agricoles et productifs raccordés par NIGELEC			NIGELEC
	Nombre d'usagers sociaux tels que CSI, Ecoles, etc., raccordés par NIGELEC (dont ruraux)			NIGELEC
Développement de mini-réseaux hors concession NIGELEC	Lignes de distribution de mini-réseaux construites en km (dont MT/BT)	Données à collecter		ME/ANPER
	Mini-réseaux : Capacité installée (MW) - Production annuelle d'électricité (MWh) en énergies renouvelables (dont solaire)			ANPER
	Nombre de ménages ruraux raccordés aux mini-réseaux			ANPER
	Nombre d'Usagers agricoles et productifs desservis par mini-réseaux			ANPER
	Nombre de raccordements sociaux (CSI, Ecoles, etc.) aux mini- réseaux			ANPER
	Nombre de systèmes décentralisés de mini-réseaux		400	ANPER
	Nombre d'Opérateurs privés de mini-réseaux (OPR)	0		ANPER
Déploiement de systèmes individuels	Ménages dotés d'électricité par kits solaires domestiques	Données à collecte		ANPER
	Nombre d'Usagers agricoles et productifs dotés d'électricité par systèmes individuels			ANPER
	Nombre d'ouvrages collectifs et sociaux (CSI, Ecoles, etc.) dotés de kits solaires			ANPER
	Nombre de PTFM distribuées			ANPER

Tableau 8 : Cadre logique de la SNAE

10. CONCLUSION GENERALE

La Stratégie nationale d'accès à l'électricité accompagne la Politique nationale en matière d'électricité en vue de faire de l'électricité, un véritable moteur du développement durable du Niger, à travers l'accès à l'électricité de tous les nigériens à l'horizon 2035 et en droite ligne de la SDDCI NIGER 2035.

Pour ce faire, l'objectif est de parvenir à la couverture totale du territoire nationale par le déploiement optimal économique du réseau NIGELEC, de systèmes décentralisés (ou mini-réseaux développés hors réseau NIGELEC) et de systèmes individuels (kits solaires). Les simulations effectuées dans le cadre des modèles développés dans la conception de la Stratégie ont abouti à la faisabilité de la couverture universelle à raison de 85% par le réseau NIGELEC, 5% par les mini-réseaux développés en grappes et 10% par les kits solaires individuels.

En ce qui concerne l'accès, les objectifs sont de 80% pour l'ensemble des périmètres de la concession NIGELEC et en dehors (systèmes décentralisés) et 70% les systèmes individuels. Ceci nécessite d'importants efforts financiers à mobiliser par le Gouvernement et ses Partenaires Techniques et Financiers à hauteur de 845 milliards de francs CFA sur la période, y compris les branchements des ménages, véritable problématique à adresser dans le cadre de la mise en œuvre de la SNAE.

Cette mise en œuvre de la SNAE, qui bénéficiera d'importantes mesures d'accompagnement sous divers angles (réglementaire et institutionnel, technique, financier) :

- sera conduite par une Cellule d'exécution à créer au sein du Ministère de l'Energie, pour servir de cadre de planification et de coordination ;
- s'appuiera sur le Plan Directeur d'Electrification à élaborer, avec un programme d'investissements à réaliser sous forme de Plan National d'Electrification, pour l'atteinte des objectifs fixés.

L'ampleur des activités à mener, notamment le rythme sans précédent d'électrification et de branchements à exécuter, nécessite à la fois le renforcement de capacités des institutions impliquées (ANPER, NIGELEC, CNES, ARSE, ME).

ANNEXE : INDICATEURS DE RESULTATS SNAE

Indicateur	Unité de mesure	Définition des Indicateurs	Champ d'application	Source de données
Taux d'électrification	%	Cet indicateur mesure la proportion des localités électrifiées sur l'ensemble des localités du territoire. Il fournit l'image de l'état de l'électrification au Niger.	Concession NIGELEC et Systèmes décentralisés de mini-réseaux et Systèmes autonomes individuels	ANPER, INS, NIGELEC
Taux d'accès à l'électricité	%	Cet indicateur mesure la proportion de la population ayant effectivement accès à l'électricité, définie aussi comme la population desservie.		ANPER, INS, NIGELEC
Localités électrifiées	Nombre	Cet indicateur mesure le nombre de localités électrifiées pour chaque type d'option technique : réseau NIGELEC, mini-réseau ou système individuel		ANPER, NIGELEC
Lignes de distribution NIGELEC construites en km, réparties en BT - MT	km (BT : km - MT: km)	Cet indicateur mesure le nombre total de km de lignes de distribution construites avec en détail les portions BT et MT dans le cadre de la concession NIGELEC et en dehors de celle-ci.	Concession NIGELEC et Systèmes décentralisés de mini-réseaux (hors concession NIGELEC)	ANPER, NIGELEC
Nombre de ménages raccordés (dont ruraux)	Nombre (R : Nombre)	Cet indicateur mesure le nombre total de ménages desservis par la NIGELEC, les mini-réseaux et les systèmes individuels. Pour le réseau NIGELEC, les ménages ruraux raccordés sont indiqués entre parenthèses.	Concession NIGELEC et Systèmes décentralisés de mini-réseaux et Systèmes autonomes individuels	ANPER, NIGELEC
Nombre d'Usagers agricoles et productifs raccordés	Nombre	Cet indicateur mesure le nombre total de raccordements d'Usagers agricoles et productifs effectués par réseau NIGELEC, mini-réseau ou système individuel. Pour le réseau NIGELEC, les Usagers agricoles et productifs ruraux raccordés sont indiqués entre parenthèses.		ANPER, NIGELEC
Nombre d'usagers sociaux tels que CSI, Ecoles, etc., raccordés (dont ruraux)	Nombre (R : Nombre)	Cet indicateur mesure le nombre de raccordements non domestiques et hors usages agricoles et productifs effectués (CSI, Ecoles, etc.) par réseau NIGELEC, mini-réseau ou système individuel. Pour le réseau NIGELEC, la donnée en milieu rural est indiquée entre parenthèses.		ANPER, NIGELEC
Mini-réseaux : Capacité installée (MW) - Production annuelle d'électricité (MWh) en énergies renouvelables (dont solaire)	MW/MWh (S : MW/MWh)	Cet indicateur mesure la capacité totale en MW installée dans le cadre de mini-réseaux en énergies renouvelables et la production annuelle cumulée en MWh de l'ensemble des centrales d'énergies renouvelables alimentant les mini-réseaux. Les données relatives au solaire sont indiquées entre parenthèses.	Systèmes décentralisés de mini-réseaux	ANPER
Nombre de systèmes décentralisés de mini-réseaux	Nombre	Cet indicateur mesure le nombre de systèmes décentralisés de mini-réseaux dont l'exploitation est assurée par les Opérateurs privés (OPR)	Systèmes décentralisés de mini-réseaux	ANPER
Nombre d'Opérateurs privés de mini-réseaux (OPR)	Nombre	Cet indicateur mesure le nombre d'Opérateurs privés exploitant un système décentralisé de mini-réseau	Systèmes décentralisés de mini-réseaux	ANPER
Nombre de PTFM installées	Nombre	Cet indicateur mesure le nombre de Plateformes multifonctionnelles installées en milieu rural	Non applicable	Projet PTFM