

# Rapport de la Situation de Référence MCA- Sénégal II MCASENEGAL2/2021/078

Marché de Services de Consultants pour l'Etude sur la  
Situation de Base

Compact de l'Energie au Sénégal, MCC

VERSION FINALE

**Le 12 décembre 2022**

Galina Lapadatova, Christopher Ksoll, Taoufik Laâbi, Ahmadou Kandji, Ababacar Niang  
et Sarah M. Hughes

---

**Submitted to:**

Millenium Challenge Account II-Sénégal  
Rue 3 x B, Point E, Talix, 1<sup>er</sup> et 2<sup>ème</sup> étages

**Submitted by:**

Mathematica  
1100 First Street, NE, 12th Floor  
Washington, DC 20002-4221  
Phone: (202) 484-9220  
Fax: (609) 228-4958

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## Liste d'acronymes

<b>ANSD</b>	Agence Nationale de Statistique et de la Démographie
<b>ASER</b>	Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale
<b>AT</b>	Assistance technique
<b>BAD</b>	Banque Africaine du Développement
<b>BM</b>	Banque Mondiale
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>CAPI</b>	Entretiens Personnels Assistés par Ordinateur
<b>CATI</b>	Entretiens Personnels Assistés par Téléphone
<b>CDP</b>	Commission de Protection des Données Personnelles
<b>CEDA O</b>	Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest
<b>CEI</b>	Comité d'Examen Institutionnel
<b>CRSE</b>	Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité
<b>DEG</b>	Direction des études générales
<b>EIC</b>	Entretien avec un Informateur Clé
<b>ENF</b>	Energie non fournie
<b>ERI</b>	Indice de Réglementation de l'Électricité
<b>ERD</b>	Electrification rurale décentralisée
<b>ERIGs</b>	Indice de Réglementation de l'Electricité pour la gouvernance et la substance
<b>FDR</b>	Feuille de Route
<b>FSE</b>	Fonds Spécial de Soutien au secteur de l'Energie
<b>GdS</b>	Gouvernement du Sénégal
<b>GIS</b>	Genre et inclusion sociale
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>kV</b>	Kilovolt
<b>kWh</b>	Kilowatt heure
<b>IPC</b>	Indicateurs de performance clés
<b>IPP</b>	Producteurs Indépendants d'Électricité
<b>ITT</b>	Tableau de Suivi des Indicateurs
<b>MCA</b>	Millennium Challenge Account
<b>MCC</b>	Millennium Challenge Corporation
<b>MFFGPE</b>	Ministère de la Femme, de la Famille, du Genre et de la Protection des Enfants
<b>MPE</b>	Ministère du Pétrole et des Energies

<b>MT</b>	Moyenne Tension
<b>MVA</b>	Mégavolts-ampères
<b>MW</b>	Mégawatt
<b>NARUC</b>	National Association of Regulatory Commissioners
<b>NIST</b>	Institut National des Normes et de la Technologie
<b>PAGIS</b>	Plan d'Action Genre et Inclusion Sociale
<b>PANGE</b>	Plan d'Action National Genre et Energie
<b>PIB</b>	Produit Intérieur Brut
<b>PIMC</b>	Plan intégré à moindre coût
<b>PPA</b>	Accords d'achat d'électricité
<b>PPP</b>	Partenariat public-privé
<b>PSE</b>	Plan Sénégal Emergent
<b>QE</b>	Questions évaluatives
<b>RGI</b>	Indice de Gouvernance Réglementaire (Regulatory Governance Index)
<b>RMA</b>	Revenu Maximum Autorisé
<b>RQD</b>	Revue de la Qualité des Données
<b>RSI</b>	Indice de Substance Réglementaire (Regulatory Substance Index)
<b>SAIDI</b>	Indice de durée moyenne des interruptions du système
<b>SAIFI</b>	Indice de fréquence moyenne des interruptions du système
<b>SDI</b>	Société de Développement International
<b>SFTP</b>	Protocole de Transfert de Fichiers Sécurisé
<b>SIG</b>	Système d'information géographique
<b>SNEEG</b>	Stratégie Nationale pour l'Equité et l'Egalité de Genre
<b>S&amp;E</b>	Suivi et Evaluation
<b>TdC</b>	Théorie du Changement
<b>TdR</b>	Termes de référence
<b>TRE</b>	Taux de Rentabilité Économique
<b>TREDD</b>	Données et Documentation Transparentes, Reproductibles et Ethiques
<b>US DHHS</b>	Département Américain de la Santé et des Services Sociaux
<b>USP</b>	Prestataires de services d'utilités publiques
<b>VDP</b>	Volonté de payer
<b>WAPP</b>	Pool énergétique ouest-africain / West African Power Pool

## Table des matières

Liste d'acronymes .....	iii
I. Introduction .....	1
I.1. Contexte et objectifs principaux de l'étude de référence.....	1
1. Objectifs de la collecte de données de référence. ....	2
I.2. Méthodologie de l'étude de référence.....	3
1. Littérature pertinente pour le projet Transport.....	4
2. Littérature pertinente pour le Projet Reforme.....	6
I.3. Résumé des principales conclusions quantitatives et qualitatives .....	8
1. Conclusions quantitatives.....	8
2. Conclusions qualitatives.....	12
I.4. Limites de l'étude de référence.....	14
II. Aperçu des interventions et de leur niveau d'avancement.....	16
II.1 Aperçu des Projets Transport, Reforme et Accès.....	16
1. Le Projet de Modernisation et de Renforcement du Réseau de Transport de la Senelec ("Projet Transport") .....	16
2. Le projet Cadre propice et de renforcement de capacités des acteurs ("Projet Réforme").....	18
3. Amélioration de l'Accès à l'Electricité dans les zones péri-urbaines et rurales.....	21
4. Avantages Économiques Prévus pour le Projet Transport et le Projet Reforme .....	23
II.2 Niveau d'avancement des projets jusqu'à fin juin 2022.....	24
III. Définitions des Résultats et Sources de Données.....	32
III.1.Résultats du plan S&E et lien avec les sources de données qui les informent.....	32
III.2.Résultats supplémentaires pour les bénéficiaires.....	34
III.3.Sources de données quantitatives .....	35
1. Echantillonnage des clients de l'électricité.....	35
2. Taille de l'échantillon et calcul de puissance .....	37
3. Collecte des données quantitatives .....	38
4. Prévention liée au COVID-19 .....	39

5.	Disposition de sécurité et de contrôle de la qualité des données.....	39
6.	Taux de réponse de la collecte de données et difficultés rencontrées .....	41
III.4.	Sources de données qualitatives.....	43
	Enquêtes auprès des parties prenantes institutionnelles et Évaluation réglementaire .....	43
IV.	Résultats d'analyse.....	46
IV.1.	Principaux résultats quantitatifs de référence pour les projets Réforme et Transport .....	46
1.	Satisfaction globale des clients par rapport à la qualité de l'électricité et du service client .....	46
2.	Compréhension de la régulation par les clients .....	47
3.	Fiabilité et stabilité du réseau (Projet Transport) .....	48
4.	Volonté du client de payer (Projet Transport) .....	51
IV.2.	Principaux résultats qualitatifs de référence pour les projets Réforme et Transport .....	52
IV.2.1.	Thèmes qualitatifs liés à la situation de référence et les caractéristiques du secteur de l'énergie au Sénégal.....	53
IV.2.2.	Thèmes qualitatifs liés au Projet Réforme .....	55
1.	Activité de gouvernance sectorielle .....	57
2.	Activité de renforcement de la régulation du secteur de l'électricité.....	68
3.	Activité de renforcement de l'entreprise de services publics.....	71
IV.2.3.	Thèmes qualitatifs liés au Projet Transport.....	73
1.	Activité de développement à long terme du réseau de transport autour de Dakar .....	74
2.	Activité de remplacement des transformateurs de puissance .....	76
3.	Activité stabilisation du réseau .....	77
IV.3.	Évaluation réglementaire.....	78
IV.3.1.	Cadre règlementaire du secteur de l'électricité et défis .....	78
IV.3.2.	Objet et approche méthodologique .....	79
IV.3.3.	Résultat de l'évaluation réglementaire .....	82
1.	Dimension de la Gouvernance .....	82
2.	Le Pouvoir Réglementaire :.....	82

3. Indépendance .....	84
4. Transparence :.....	86
5. Redevabilité .....	87
IV.3.4. Conclusions de l'évaluation règlementaire .....	91
IV.4. Recommandations pour les approches de suivi-évaluation et prochaines étapes.....	95
1. Indicateurs du plan de S&E avec une définition révisée .....	95
2. Faible taux de réponse des entreprises MT/HT .....	96
3. Importance des données administratives .....	96
4. Représentativité de l'échantillon des concessions rurales .....	97
5. Calendrier des activités pour le rapport de référence .....	97
V. Références .....	100
VI. Annexes.....	104
VI.1. Echantillon quantitatif .....	104
VI.2. Echantillon qualitatif .....	107
VI.3. Administrative.....	109
1. Exigences et autorisations pour la collecte de données .....	109
2. Plan d'accès aux données, de confidentialité et de documentation .....	109
VI.4. Commentaires des parties prenantes et réponses du consultant .....	111

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**



## Tableaux

Tableau I.1. Aperçu des activités de collecte de données .....	8
Tableau I.2. Indice de satisfaction des clients et de compréhension de la régulation par les clients .....	10
Tableau I.3. Qualité du service et de l'électricité .....	12
Tableau II.1. Avantages Économiques Prévus pour le Projet Transport et le Projet Reforme <sup>1</sup> .....	24
Tableau II.2. Niveau d'avancement des projets .....	26
Tableau III.1.1. Indicateurs clés du plan S&E .....	32
Tableau III.2.1. Résultats supplémentaires pour les bénéficiaires .....	35
Tableau III.3.1. Taille des échantillons prévus et proposé .....	37
Tableau III.3.2. Calcul de puissance <sup>1</sup> .....	38
Tableau III.3.3. Taux d'achèvement global .....	41
Tableau III.3.4. Echantillon cible original et final (CATI) .....	41
Tableau III.3.5. Taux d'achèvement par type d'échantillon (CATI).....	42
Tableau III.3.6. Taux d'achèvement par type d'échantillon (CAPI) .....	43
Tableau III.4.1. Echantillon qualitatif pour l'enquête auprès des parties prenantes institutionnelles.....	44
Tableau III.4.2. Echantillon qualitatif pour l'évaluation réglementaire .....	44
Tableau IV.1.1. Satisfaction globale des clients par rapport à la qualité de l'électricité et du service client et ses composantes .....	47
Tableau IV.1.2. Compréhension de la régulation par les clients .....	48
Tableau IV.1.3. Fiabilité et stabilité du réseau .....	49
Tableau IV.1.4. Conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau .....	50
Tableau IV.2.5. Conséquences sur la consommation électrique .....	50
Tableau IV.1.6. Résultats économiques.....	51
Tableau IV.1.7. Volonté du client de payer.....	52
Tableau IV.2.1. Indicateurs clés liées au PIMC du plan S&E.....	60
Tableau IV.2.2. Evaluation des aspects liés au PIMC .....	62
Tableau IV.3.1. Méthodologie BAD et modifications apportées .....	80
Tableau IV.3.2. Subdivision des deux dimensions de la réglementation .....	80

Tableau IV.3.3. Système de notation pour l'évaluation réglementaire .....	81
Tableau IV.3.4. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Pouvoir Réglementaire .....	82
Tableau IV.3.5. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Indépendance.....	84
Tableau IV.3.6. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Transparence .....	86
Tableau IV.3.7. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Redevabilité .....	87
Tableau IV.3.8. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Qualité de Service .....	89
Tableau IV.3.9. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Viabilité financière du secteur .....	90
Tableau IV.3.10. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Mini- réseaux et systèmes hors réseaux .....	91
Tableau IV.3.11. Synthèse des indices attribués dans le cadre de l'évaluation réglementaire .....	93
Tableau IV.4.1. Indicateurs du plan S&E avec définition révisée.....	95
Tableau IV.4.2. Données administratives.....	97
Tableau VI.1. Description de l'échantillon de l'enquête.....	104
Tableau VI.2. Description de l'échantillon avec connexion BT résidentielle .....	105
Tableau VI.3. Description de l'échantillon entreprise .....	107
Tableau VI.4. Echantillon qualitatif pour l'enquête auprès des acteurs institutionnels .....	108
Tableau VI.5. Echantillon qualitatif pour l'évaluation réglementaire .....	108

## Graphiques

I.1	Carte du processus de cartographie des bénéficiaires .....	3
I.2	Indice de satisfaction des clients (Projet Reforme) .....	9
I.3	Perception de la qualité des services d'électricité par les clients (Projet Transport).....	11
II.1	Schéma logique du Projet Transport .....	18
II.2	Schéma logique du Projet Reforme .....	21
II.3	Schéma logique du Projet Accès .....	23
II.1	Calendrier des activités du projet Réforme et Transport et de la collecte des données de l'étude référence (Phase I et Phase III) .....	25
IV.3.1	Indices de la Gouvernance et de la Substance : Situation avant et après.....	94

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## I. Introduction

### I.1. Contexte et objectifs principaux de l'étude de référence

En 2014, le Gouvernement du Sénégal (GdS) a adopté un plan de développement national ambitieux, le *Plan Sénégal Emergent* (PSE), qui comprend une série de réformes, des politiques économiques et sociales visant à stimuler l'investissement privé dans des secteurs stratégiques afin d'augmenter durablement le potentiel de croissance du Sénégal (République du Sénégal 2014). Dans les années qui ont suivi l'adoption du PSE, l'économie du Sénégal est entrée dans une période d'expansion rapide, avec une croissance de plus de 6 pour cent par an entre 2014 et 2018. Le secteur des services a contribué à la croissance réelle du Produit Intérieur Brut (PIB) et le secteur primaire (l'agriculture, en particulier) a été le moteur le plus dynamique de la croissance économique globale (Banque mondiale 2021). Cependant, la durabilité de cette croissance impressionnante sera déterminée en grande partie par des facteurs structurels régissant la manière dont les bénéfices peuvent être répartis. L'un de ces facteurs est le coût et la disponibilité de l'électricité. En effet, le Sénégal souffre de l'un des coûts de production énergétique les plus élevés d'Afrique subsaharienne (GdS et MCC, 2017). Plus de 85 pour cent de l'approvisionnement en énergie au Sénégal repose sur le pétrole, et 63 pour cent de la consommation totale est constituée d'électricité produite par la combustion de combustibles fossiles importés (GdS et MCC, 2017). Les autres facteurs contribuant au coût plus élevé du service d'électricité sont les mauvaises conditions des outils de production, principalement thermiques avec des coûts d'exploitation élevés (Plan S&E 2021) ; les pertes techniques dues à un réseau mal entretenu (Plan S&E 2021) ; et les pertes non techniques, principalement dues à la fraude. Le coût élevé et le faible niveau d'accès à l'électricité limitent les revenus et le bien-être de millions de ménages et d'entreprises sénégalais, en particulier dans les zones rurales et périurbaines. Il est également nécessaire de réduire les coûts de l'énergie afin d'atténuer l'impact socio-économique de la pandémie de COVID-19 (Banque mondiale 2021).

Le premier Compact entre le GdS et le Millennium Challenge Corporation (MCC) a été signé le 16 septembre 2009 et son objectif était de réduire la pauvreté par la croissance économique. Ce premier Compact prenant fin en septembre 2015 était axé sur les secteurs de l'agriculture, du foncier, et du transport dans les zones Nord et Sud du pays. En décembre 2015, le Conseil d'Administration du MCC a sélectionné le Sénégal pour l'élaboration d'un deuxième compact. En 2016, le GdS et la MCC ont réalisé une étude diagnostique de l'économie sénégalaise, identifiant les contraintes aux investissements privés et à une croissance généralisée. Cette analyse des contraintes a identifié deux contraintes principales pour la croissance économique au Sénégal : (1) des barrières administratives, réglementaires et juridiques complexes et lourdes dans l'administration fiscale, la réglementation du travail et les douanes ; et (2) le coût élevé de l'énergie (GdS et MCC, 2017). Sur la base des consultations et de la priorité accordée par le GdS au secteur de l'électricité dans son plan de développement national, le MCC et le GdS ont convenu conjointement de concentrer le deuxième Compact sur les contraintes du secteur de l'électricité. Ce faisant, le MCC et le gouvernement ont défini ces contraintes comme (1) le coût élevé de l'électricité pour les entreprises connectées au réseau, (2) le faible accès à l'électricité en dehors de Dakar, et (3) le manque de fiabilité de l'électricité pour les consommateurs, qui réduit la rentabilité des entreprises en augmentant les coûts et l'incertitude de la production. Le deuxième Compact entre le MCC et le GdS a été signé le 10 décembre 2018 et est entré en vigueur le 9 septembre 2021. Il permet de mobiliser 600 millions de dollars d'investissements qui comprennent un don de 550 millions de dollars du gouvernement américain et une contribution de 50 millions du gouvernement sénégalais. Le deuxième Compact avec l'objectif de réduire la pauvreté par le biais de la croissance économique comprend trois projets : 1) Projet de Modernisation et renforcement du réseau de transport de Senelec (Projet Transport), 2) Projet d'Amélioration de l'Accès à

l'Électricité dans les zones péri-urbaines et rurales (Projet Access), et 3) Projet de Cadre propice et de renforcement de capacités des acteurs (Projet Reforme).

Le GdS a créé le Millennium Challenge Account-Sénégal II (MCA-Sénégal II) par décret présidentiel pour administrer les activités du second Compact au Sénégal. Le MCA-Sénégal II recherche des données de référence solides et complètes pour toutes les activités du Compact. Cela comprend plusieurs enquêtes sur les ménages et les entreprises, des entretiens qualitatifs avec des informateurs clés et des données administratives. L'objectif de cette étude de référence du MCA-Sénégal II est de collecter des données de référence robustes, qui jettent les bases pour mesurer les changements dans les extrants et les résultats des projets et des activités et pour attribuer ces changements aux interventions. Des données de base de haute qualité sont une condition préalable essentielle à toute évaluation pour répondre aux exigences du MCA-Sénégal II en matière de redevabilité, de transparence et d'apprentissage. Sous le mandat du MCA-Sénégal II, Mathematica est chargé de réaliser la collecte de données de référence. La consultation comprend plusieurs activités de collecte de données qui sont organisées en trois phases dont deux phases de collecte de référence (Phase 1 et Phase 2) et une phase de suivi (Phase 3). La Phase 1, qui comprends la collecte de données quantitatives et qualitatives, fait l'objet de ce rapport de référence. Les activités de collecte de données de la Phase I couvrent le Projet Réforme et le Projet Transport. Le Projet Accès fera l'objet des activités de la Phase 2.

### 1. Objectifs de la collecte de données de référence.

Notre approche de la collecte de données de référence a été conçue pour atteindre 3 objectifs.

***Objectif 1 :** Recueillir et/ou mettre à jour les valeurs de référence pour les indicateurs de performance qui contribueront à l'analyse économique et financière des trois projets : Les projets Transport, Accès et Réforme, ainsi que les institutions et organisations qui bénéficieront du Compact. Collecter des données de référence pour tous les indicateurs des trois projets dans la matrice d'indicateurs qui sera validée pendant la Revue de la Qualité des Données (RQD) et les inclure dans le Tableau de Suivi des Indicateurs (ITT) du plan de suivi-évaluation (S&E).*

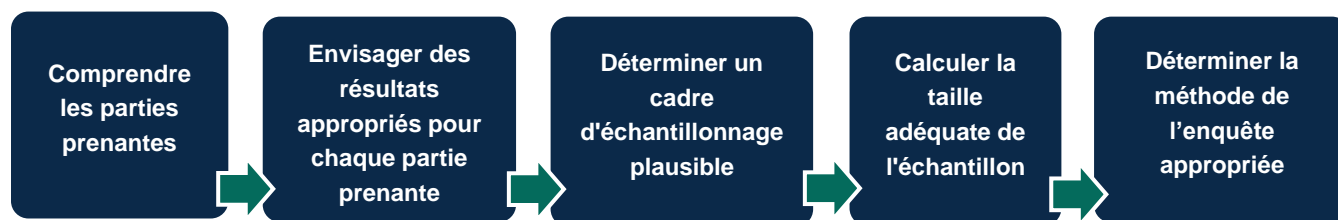
Notre approche s'appuie sur plusieurs flux de données pour fournir des données et/ou des estimations précises et non biaisées des indicateurs de performance clés pour les trois projets du Compact. Ces estimations seront produites par le biais de 12 activités de collecte de données (pour tous les 3 phases de l'étude) détaillées dans le rapport de démarrage, ainsi que par des données administratives secondaires obtenues auprès des parties prenantes concernées. Nous nous appuyons sur le plan de S&E du MCA-Sénégal II et consultations avec le MCA-Sénégal II pour obtenir des informations sur la source, la définition et l'exhaustivité des données secondaires disponibles.

***Objectif 2 :** Identifier les bénéficiaires et les parties prenantes du Compact, y compris les entités publiques et privées, les acteurs institutionnels et les prestataires de services afin de déterminer des bases de sondage pertinentes pour les évaluations futures.*

Le Compact va toucher des millions de ménages et d'entreprises sénégalaises, en plus des fournisseurs d'électricité eux-mêmes. La cartographie de l'univers des acteurs et des bénéficiaires est une première étape essentielle pour comprendre l'impact global. Nous avons commencé ce processus en examinant la théorie du changement (TdC) afin d'identifier les acteurs et les bénéficiaires à chaque étape de chaque voie causale, ainsi que les individus, les groupes et les organisations qui ne sont peut-être pas directement impliqués dans une étape, mais qui ont le pouvoir de faciliter ou d'entraver ces voies. Cette cartographie a permis de générer une liste de tous les acteurs et bénéficiaires impliqués dans la TdC pour la Phase I de l'étude, de classer les

acteurs en groupes (par exemple, les petites entreprises, les grands entreprises, les ministères, les fournisseurs d'électricité) et d'établir leurs relations les uns avec les autres. Nous avons travaillé avec MCA-Sénégal II pour nous assurer que nous avons correctement identifié les parties prenantes qui sont les plus importantes à inclure dans la collecte de données primaires : soit parce qu'elles exercent une influence disproportionnée, soit parce qu'elles offrent une perspective unique sur les activités du Compact ; sans oublier les parties prenantes qui ont une bonne connaissance du secteur et communiquent des opinions majoritaires. La graphique I.1 ci-après présente le processus de cartographie des bénéficiaires.

**Graphique I.1. Carte du processus de cartographie des bénéficiaires**



***Objectif 3 :** Établir les informations de référence pour les changements et impacts attendus décrits dans la TdC, séparément pour la TdC de chacun des trois projets et la TdC intégrée du Compact. Collecter et/ou rassembler les informations nécessaires aux évaluations futures. Utiliser les questions d'évaluation liées aux impacts anticipés du Compact dans les documents du Compact pour identifier les besoins en données. Fournir des informations sur les groupes ou zones de comparaison potentielle qui pourraient être utilisés pour les évaluations futures où des plans quasi-expérimentaux avec des contrefactuels pourraient être adoptés.*

Notre équipe a développé des questionnaires pour la Phase I de l'étude avec des indicateurs qui correspondent aux entrées, aux sorties, aux résultats et aux impacts dans la logique du Compact afin de fournir des mesures de référence précises pour la base de référence. Nous avons aussi appuyé sur des instruments existants, notamment ceux que nous avons utilisés dans des évaluations similaires au Bénin et au Liberia. En outre, nous concevons la collecte de données de manière à soutenir les plans d'étude quasi-expérimentaux potentiels, le cas échéant. Les modèles d'évaluation tels que les séries chronologiques interrompues, les comparaisons appariées, les différences dans les écarts et les analyses avant-après peuvent être utilisés pour mesurer les impacts des investissements en infrastructures du MCC.

### I.2. Méthodologie de l'étude de référence.

Ce rapport de référence couvre les activités de la Phase I de la collecte de données : Enquêtes sur les clients d'électricité existants et acteurs institutionnels.

**Enquête sur les clients de l'électricité.** L'enquête sur les clients de l'électricité a fourni les principales statistiques de base pour une évaluation future des projets Réforme et Transport. A l'aide d'une enquête téléphonique (CATI) et une enquête en personne (CAPI), nous avons collecté des données auprès d'un échantillon représentatif de ménages et de clients professionnels existants desservis par Senelec et les concessionnaires ruraux. Les résultats de cette enquête ont permis d'estimer les valeurs de référence des indicateurs de performance clés liés à la satisfaction des clients, à l'acceptation des tarifs et à la perception du processus de réforme par les clients. Cette enquête est également la première étape d'une enquête à haute

fréquence qui suivra les clients tout au long du Compact, menée dans le cadre de la phase III de l'étude de référence. Ces données vont permettre de déterminer quels clients bénéficient du Compact, quels types d'avantages ils en tirent et comment ces avantages influencent leurs attitudes et leurs comportements en matière de consommation d'électricité.

**Enquête auprès des parties prenantes institutionnelles (qualitative).** Nous avons mis en œuvre une enquête qualitative auprès des parties prenantes du secteur de l'énergie au Sénégal pour obtenir des informations de référence cruciales pour les indicateurs liés à la mise en œuvre du Compact, à la santé économique du secteur (y compris les prix de l'énergie), aux performances de la compagnie nationale, à la gestion des réseaux de transport et de distribution, et à la participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité. Cette activité de collecte de données consistait en entretiens avec les parties prenantes et les bénéficiaires, menés par le biais d'entretiens en personne et par vidéoconférence à l'aide de plateformes telles que Zoom, WebEx, Teams.

**Évaluation réglementaire.** L'objet de cette évaluation est d'établir la situation de référence en matière de réglementation régissant le secteur de l'électricité au Sénégal, par rapport à laquelle les interventions du Compact dans le cadre du Projet Réforme peuvent être évaluées. Nous y avons parvenu en modifiant un index de qualité réglementaire pour plus précisément traquer les changements anticipés dans la théorie du changement du compact. Pour ce faire, nous sommes partis de l'Indice de Réglementation de l'Électricité (ERI – *Electricity Regulation Index*) de la Banque africaine du développement (BAD), dont les indices et sous-indices les plus pertinents à la théorie du changement du compact ont été retenus, et complétés dans le cas où des dimensions pertinentes manquaient.

**Revue de la littérature pertinente pour les projets Transport et Reforme.** Pour fournir un contexte à l'étude de référence, nous avons passé en revue certaines des études existantes pertinentes pour les activités clés du projet et les résultats attendus, comme indiqué dans la théorie du changement des projets. Nous présentons ici cette revue de la littérature.

### 1. Littérature pertinente pour le projet Transport

Le Projet Transport vise à améliorer la qualité et la fiabilité de l'électricité grâce à la modernisation et au renforcement du réseau de transport, comme la stabilisation du réseau, de nouvelles lignes électriques et le remplacement ou la mise à niveau des transformateurs. Une future évaluation indépendante du projet aidera à combler les lacunes dans la littérature sur l'impact des améliorations du réseau de transport.

*Quelques études dans les pays en développement ont tenté de mesurer les changements dans les indicateurs de qualité et de fiabilité de l'électricité en raison d'améliorations spécifiques du système de réseau ; une littérature plus importante a utilisé des techniques de simulation de réseau pour évaluer les changements dans les pertes techniques qui ne peuvent pas être mesurées directement.* Une étude financée par le MCC en Tanzanie a utilisé une analyse pré-post pour estimer les changements de résultats pour les hôtels de Zanzibar après l'installation d'un nouveau câble de transmission de 100 mégawatts (MW). L'étude a révélé que le nombre estimé de variations de tension par mois, tel que rapporté par les propriétaires d'hôtels, est passé de 56,4 avant le nouveau câble à 4,7 après (Schurrer et al. 2015). L'étude a également révélé une diminution du nombre d'interruptions de service par mois, qui est passé de 17,2 interruptions de service avant le câble à 10,6 d'interruptions après le câble.



De nombreuses études en ingénierie électrique utilisent des logiciels de simulation pour estimer les effets d'une variété d'améliorations spécifiques du réseau et documenter les résultats des stratégies les plus prometteuses, estimés par la modélisation ou la mise en œuvre réelle sur le réseau. Par exemple, une étude réalisée en Inde fait état de plusieurs stratégies modélisées pour réduire les pertes à des endroits spécifiques du réseau (Ramesh et al. 2009). Après avoir examiné différentes options, l'équipe d'étude a recommandé de restructurer la sous-station et de remplacer trois alimentations de sortie basse tension par cinq nouvelles alimentations. L'étude a révélé qu'après la mise en œuvre de ces changements, les pertes ont été réduites de 60 pour cent sur les nouvelles lignes d'alimentation, selon le logiciel de simulation de réseau électrique. Des simulations supplémentaires ont également suggéré que l'installation de batteries de condensateurs pourrait réduire les pertes de 7 pour cent. Autre exemple, au Ghana, une étude du réseau de transport et de distribution a démontré que les taux de perte élevés dans le nord du pays étaient dus aux longues distances entre les centrales électriques et les clients, à la configuration radiale du réseau et à l'augmentation des charges sur les lignes. Des batteries de condensateurs dont la capacité a été déterminée sur la base de simulations ont été installées dans les sous-stations critiques pour augmenter la tension. En conséquence, les auteurs de l'étude ont estimé une réduction de 3,7 pour cent des pertes dans les zones touchées, en utilisant un logiciel de simulation de réseau électrique (Owusu et al. 2015).

Les améliorations de la qualité et de la fiabilité de l'électricité devraient profiter aux entreprises et aux ménages en augmentant les heures d'ouverture des entreprises, en réduisant la dépendance à l'égard de sources d'énergie plus coûteuses pour les ménages et les entreprises, en augmentant la productivité des entreprises, entre autres résultats.

***Certaines recherches démontrent que les interruptions de service constituent une contrainte pour les activités commerciales, mais dans l'ensemble, il existe peu d'informations quantitatives sur la mesure dans laquelle les entreprises et les services sociaux doivent réduire leurs heures d'ouverture en raison des interruptions de service.*** Une étude menée au Ghana a révélé que les propriétaires d'entreprises travaillaient moins d'heures pendant les interruptions de service et ne rattrapaient pas les heures perdues les jours sans interruptions de service (Hardy et McCasland 2017). L'étude a révélé qu'en conséquence, les interruptions de service avaient un impact négatif sur les bénéfices hebdomadaires et les dépenses salariales. En général, les petites entreprises sont moins susceptibles de posséder un générateur et sont donc plus susceptibles d'être obligées de fermer pendant les interruptions de service.

***L'électricité instable – caractérisée par des surcharges et des chutes de tension – est préjudiciable aux machines et aux équipements électriques (Seymour 2010 ; Dedad 2008), cependant, il existe peu de preuves concernant les pertes que subissent les entreprises en raison des dommages causés aux équipements par les surtensions ou les interruptions de service.*** Dans une étude réalisée au Nigeria, les données de l'enquête ont révélé que, parmi les pertes déclarées par les entreprises en raison des interruptions de service, environ 5 pour cent résultaient de dommages aux équipements (Adenikinju 2003). L'analyse de l'enquête sur les entreprises de la Banque mondiale a révélé que les entreprises subissant des interruptions de service plus de 60 jours par an perdaient environ 1 pour cent de leur chiffre d'affaires en raison d'une défaillance des équipements, contre 0,5 pour cent pour les entreprises subissant des interruptions de service pendant moins de 60 jours (Foster et Steinbuks 2009). La même étude a révélé que les petites entreprises perdaient un plus grand pourcentage de leurs ventes en raison des dommages causés aux équipements par les interruptions de service que les grandes entreprises, probablement parce qu'elles étaient moins susceptibles de posséder un générateur.

*Dans l'ensemble, les données suggèrent que la mauvaise qualité et le manque de fiabilité de l'électricité entravent la productivité des entreprises.* Au niveau de l'entreprise, Escribano et ses collègues (2010) ont constaté que la qualité de la fourniture d'électricité était l'un des principaux facteurs contribuant à la productivité totale moyenne des facteurs des entreprises manufacturières dans les pays à faible revenu. Une autre étude menée en Afrique de l'Ouest a révélé que les micro et petites entreprises informelles ne bénéficiaient que de peu d'avantages économiques évidents liés à l'électricité (Grimm et al. 2013). Dans l'ensemble, les faits suggèrent que la mauvaise qualité et le manque de fiabilité de l'électricité entravent la productivité, en particulier pour les entreprises des secteurs à forte consommation d'électricité, comme l'industrie manufacturière (Adenikinju 2003 ; Arnold et al. 2008 ; Escribano et al. 2010). D'autre part, une étude au Sénégal visant à quantifier et analyser les effets néfastes des interruptions de service sur la productivité des petites et moyennes entreprises a révélé que la durée des coupures de courant est plus une motivation qu'un obstacle pour les entreprises. Les interruptions de service, normalement un obstacle à la production, se sont avérées déclencher les meilleures pratiques de gestion des entreprises, qui atténuent les effets néfastes des interruptions de service. Cependant, cela peut simplement refléter le biais du survivant ; de plus, les entreprises disposant de bonnes sources d'électricité auraient pu survivre même si elles ne sont pas très efficaces (Cissokho et Seck, 2013).

## 2. Littérature pertinente pour le Projet Réforme

Le Projet Réforme vise à créer un environnement favorable (à travers l'amélioration du Cadre légal et sectoriel) qui est un aspect qui peut améliorer la viabilité financière du secteur de l'électricité et assurer une bonne gouvernance dans ce secteur (à travers le renforcement des capacités des acteurs du secteur), dans le but d'améliorer la qualité et la quantité de l'approvisionnement en électricité.<sup>1</sup> Une future évaluation indépendante du projet aidera à combler les lacunes dans la littérature sur l'impact des réformes du Compact.

*Depuis les années 1990, les stratégies de réforme du secteur de l'énergie dans les pays en développement comprennent la création d'organismes de réglementation, la promulgation de lois et l'encouragement de la participation du secteur privé, mais la mise en œuvre variant d'un pays à l'autre, les résultats de la réforme des politiques ont été mitigés (Gulen et al. n.d. ; Stern et Cubbin 2005 ; Eberhard et al. 2016).* Les organismes de réglementation devraient mettre en place l'environnement nécessaire pour améliorer les performances du secteur ; atteindre des normes de sécurité et de qualité ; dégroupier les services publics en entités distinctes pour la production, la transmission, la distribution et la vente au détail ; et inviter la participation du secteur privé pour stimuler la concurrence (Eberhard et al. 2016). Dans certains pays, les réformes ont réduit l'accès à l'électricité pour les clients pauvres en augmentant les tarifs et en imposant le recouvrement (Scott et Seth 2013). Les chercheurs ont également documenté des situations dans lesquelles les régulateurs manquaient de pouvoir décisionnel ou étaient résistants à la réforme du secteur (Brown et al. 2006 ; Stern et Cubbin 2005).

Une étude récente plus prometteuse menée dans 47 pays subsahariens par Imam, Jamsb et Llorca a révélé que la performance et l'efficacité de l'industrie se sont améliorées et que la corruption du secteur a diminué avec l'introduction d'organismes de réglementation indépendants et la participation du secteur privé (Imam et al. 2019). En outre, les organismes de réglementation ont réussi lorsqu'ils disposent d'un pouvoir décisionnel indépendant et qu'ils se concentrent sur des principes tels que la responsabilité, la transparence et la participation du public (Brown et al. 2006). En fait, dans de tels cas, (Brown et al. 2006) notent que la dissociation verticale de la production, du transport, de la distribution et de la vente au détail peut être le seul moyen d'améliorer l'efficacité et la performance et de réduire les pertes. En outre, la dissociation

---

<sup>1</sup> Le texte en parenthèse sont les ajouts du consultant.

horizontale de la production et de la distribution permettrait aux producteurs indépendants d'électricité (IPP) d'entrer sur le marché de l'énergie et d'accroître l'accès à l'électricité dans tout le pays.

***Les pays tels que le Sénégal qui perçoivent un besoin urgent d'augmenter la capacité de production d'électricité se tournent le plus souvent vers les IPP et la recherche montre que pour réussir, les IPP doivent faire partie d'un plus large ensemble de réformes.*** Nagayama constate que les IPP, peuvent réduire le coût de l'électricité (Nagayama 2010) lorsqu'ils sont associés à un régulateur efficace. Cependant, Erdogdu nuance ce constat en notant que les clients industriels semblent capter la totalité des économies de coûts produites par l'introduction des IPP (Erdogdu 2011), probablement parce que les clients industriels consomment suffisamment d'électricité pour négocier directement avec un IPP. Eberhard et al. observent que la viabilité financière d'un IPP est inextricable de la viabilité financière de son principal client d'électricité (souvent le service public). Il est donc difficile pour les IPP de réussir, à moins que leur mise en place ne fasse partie d'un ensemble plus vaste de réformes garantissant un marché pour leur produit. Les auteurs soulignent également le rôle des capacités de planification et de passation de marchés d'un pays dans la détermination du succès des IPP (Eberhard et al. 2016).

***Plusieurs auteurs notent que des problèmes surviennent parfois avec les IPP lorsque les accords d'achat d'électricité (AAE) sont signés avant que d'autres réformes soient instituées (Lee et Usman 2018).*** En tant que partie prenante majeure du processus de réforme, un IPP peut s'opposer (implicitement ou explicitement) aux efforts de réforme qui menacent sa marge bénéficiaire, le plus souvent lorsque les réformes introduisent la concurrence sur le marché de l'électricité. Woodhouse note que le décalage des incitations entre les secteurs privé et public peut nécessiter une renégociation des AAE plus favorable aux IPP existants comme condition préalable à la réforme du marché, comme cela s'est produit aux Philippines au début des années 2000 (Woodhouse 2006). Par conséquent, il souligne que les gouvernements doivent faire preuve de prudence lorsqu'ils négocient et gèrent les contrats IPP. Les appels d'offres concurrentiels et les processus de sélection transparents sont considérés comme les meilleures pratiques pour les négociations des IPP (Eberhard et al. 2016 ; Lee et Usman 2016).

***Il n'est pas raisonnable de s'attendre à ce qu'un type de réforme donné (par exemple, l'introduction d'un régulateur indépendant) réussisse uniformément à tous les niveaux, quelle que soit la manière dont il est mis en œuvre, et pour obtenir une image plus nuancée de la manière d'instituer des réformes de manière efficace, les analyses futures doivent faire la distinction entre l'échelle et la portée des efforts de réforme.*** Autrement dit, les analyses doivent tenir compte de la mesure dans laquelle les réformes sont mises en œuvre et appliquées dans un pays donné, tout en se concentrant sur une classification plus granulaire des interventions qu'une simple variable on-off (Bacon 2018). Lee et Usman (2016) appellent à mettre davantage l'accent sur l'économie politique lors de l'analyse des efforts de réforme du pouvoir ; ils sont particulièrement intéressés par les analyses qui cherchent à comprendre comment les agendas et les moyens d'influence des différents acteurs peuvent affecter les résultats au niveau du pays. Ils observent que la fourniture d'électricité est fortement politisée dans de nombreux pays en développement ; par conséquent, le sort des efforts de réforme est autant fonction des motifs et des intérêts de ceux qui détiennent le capital politique que des forces purement économiques que les chercheurs mesurent et analysent plus couramment. De plus, Lee et Usman notent que, même si les politiques de réforme ont permis d'améliorer les performances du secteur dans certaines circonstances, ces politiques ont rarement un impact positif sur l'utilisateur final, sauf lorsqu'elles sont rendues possibles par des institutions solides.

### I.3. Résumé des principales conclusions quantitatives et qualitatives

Cette section présente un résumé des principales conclusions de l'étude de référence, notamment la satisfaction des clients avec la qualité de l'électricité, la compréhension de la régulation par les clients et la qualité du service et de l'électricité.

Le tableau I.1 présente un aperçu des activités de collecte de données pour la Phase I (Enquêtes sur les clients d'électricité existants et les acteurs institutionnels) et Phase III (Suivi pour l'enquête sur les clients de l'électricité existants et nouveaux), avec dans la dernière colonne des indicateurs indicatifs obtenu par cette activité d'enquête.

**Tableau I.1. Aperçu des activités de collecte de données<sup>2</sup>**

Activité	Type	Format	Exemple d'indicateur
<b>Phase I Enquêtes sur les clients d'électricité existants et les acteurs institutionnels</b>			
Revue documentaire	Mixte	Examen de documents	S/o
Enquête auprès des clients de l'électricité	Quantitatif	CATI/CAPI	Perception de la qualité des services d'électricité par les clients
Enquête auprès des parties prenantes institutionnelles	Qualitatif	Entretiens avec les Informateurs Clés (EICs)	Indice de transparence des coûts
Évaluation de la réglementation	Mixte	EICs, Examen de documents	Indice de réglementation
<b>Phase III Suivi pour l'enquête sur les clients de l'électricité existants et nouveaux</b>			
Enquête à haute fréquence auprès des clients de l'électricité	Quantitatif	CATI	Perception de la qualité des services d'électricité par les clients
Enquête à haute fréquence auprès des bénéficiaires ciblés du projet Accès	Quantitatif	CATI	Taux d'accès à l'électricité

#### 1. Conclusions quantitatives

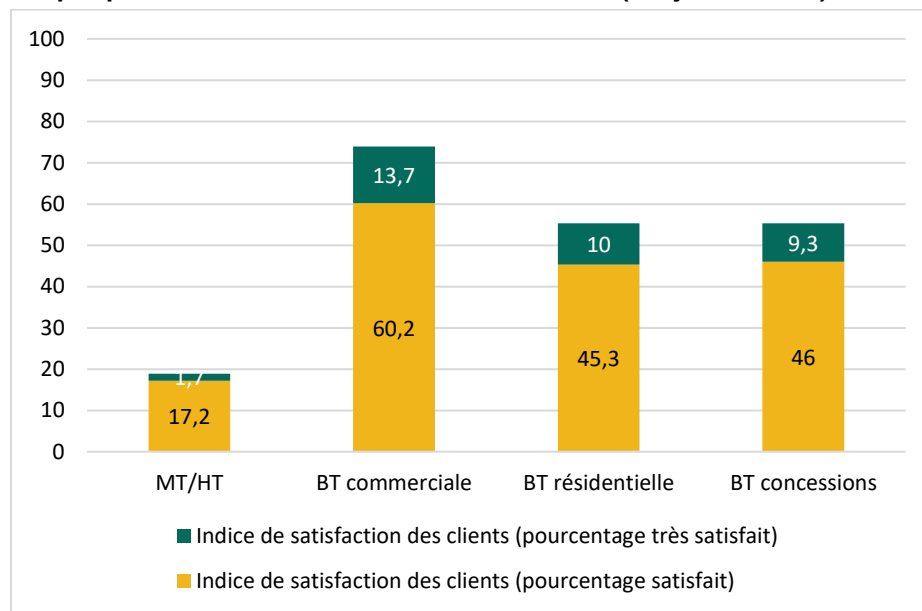
Le tableau I.2 présente l'indice global de satisfaction des clients par rapport à la qualité de l'électricité et du service client et l'indice global de compréhension de la régulation par les clients dans la zone du Projet Reforme (niveau national).

*La satisfaction des clients quant à la qualité de l'électricité qu'ils reçoivent varie selon le type de client – elle est la plus faible parmi les grandes entreprises et la plus élevée parmi les petites entreprises.* L'indice de satisfaction globale est mesuré par la satisfaction des personnes interrogées concernant les interruptions de service, les variations de tension, la facturation, les réparations des raccordements électriques, le temps

<sup>2</sup> Ce tableau n'inclut pas tous les indicateurs sur lesquels Mathematica collecte des informations. Les indicateurs sur lesquels Mathematica collecte des informations sont énumérés dans le Tableau III.1.1, Section III.

de raccordement et la gestion des plaintes. Près des trois quarts des clients commerciaux raccordés par Basse Tension (BT) se sont déclarés satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité reçue. Environ la moitié des clients résidentiels et des concessionnaires ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité. Enfin, moins d'un quart seulement (19 pour cent) des clients commerciaux raccordés en Moyenne Tension (MT) ou en Haute Tension (HT) se sont déclarés satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité. Le graphique I.2 présente l'indice de satisfaction des clients au niveau national ventilé par pourcentage de satisfaits et très satisfaits.

**Graphique I.2. Indice de satisfaction des clients (Projet Reforme)**



*Dans l'ensemble, les clients du secteur de l'électricité ont déclaré avoir une très faible compréhension de l'objectif des réglementations du secteur de l'électricité, du rôle du régulateur et des décisions réglementaires.* L'indice global de la compréhension de la réglementation du secteur de l'électricité par les clients est mesuré par quatre questions d'enquête sur les clients : 1) la connaissance de l'organisme de réglementation du secteur de l'électricité, la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (CRSE), 2) la compréhension de l'objectif des réglementations, 3) la compréhension du rôle de la CRSE, et 4) la compréhension des décisions réglementaires du secteur de l'électricité. Les résultats montrent que la valeur du pourcentage de connaissance est de 5 pour cent parmi les clients commerciaux ayant une connexion MT/HT<sup>3</sup>. La valeur du pourcentage de connaissance de la compréhension de la réglementation du secteur de l'électricité par les clients est encore plus faible parmi les trois autres types de clients (clients commerciaux avec connexion BT, clients résidentiels et concessionnaires), avec seulement 4 pour cent environ.

<sup>3</sup> Tout au long du rapport, nous présentons les résultats pour les clients avec connexion HT et les clients avec connexion MT ensemble puisque le nombre de clients HT qui ont accepté de participer à l'enquête est très faible.

**Tableau I.2. Indice de satisfaction des clients et de compréhension de la régulation par les clients**

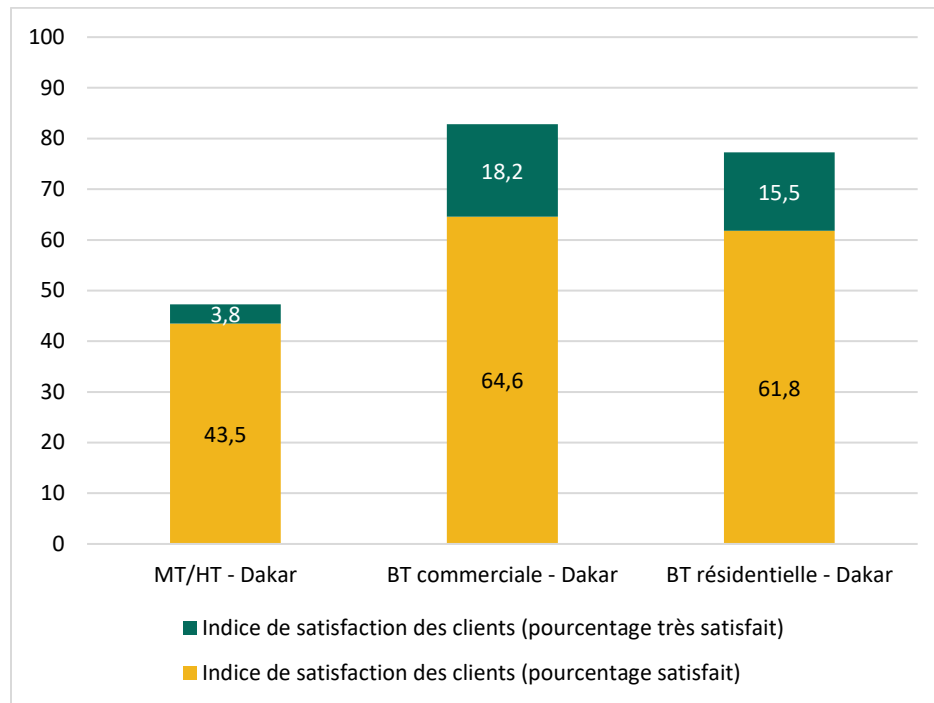
"Thème" / Concentration du Compact	Indicateur	MT/HT	BT commerciale	BT résidentielle	BT concessions
<b>Projet Réforme</b>					
Qualité du service	Indice global de satisfaction des clients ( <i>pourcentage satisfait ou très satisfait</i> )	18,9	73,9	55,3	55,2
Compréhension de la réglementation par le public	Indice de compréhension de la régulation par les clients <sup>4</sup> ( <i>pourcentage indiquant la compréhension sur les quatre questions sur la réglementation</i> )	5,3	4,3	6,0	3,6

Le tableau I.3 présente la satisfaction des clients par rapport à la qualité du service de l'électricité et quelques indicateurs pour la qualité de l'électricité reçu par les clients dans la zone du Projet Transport (niveau région de Dakar).

**La satisfaction des clients à l'égard des interruptions de service et des variations de tension varie de 50 à 80 pour cent selon le type de client (tableau I.3).** Un peu plus de 80 pour cent des clients commerciaux disposant d'une connexion BT dans la région de Dakar ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité qu'ils reçoivent, telle qu'évaluée par les interruptions de service et les variations de tension. Un peu plus des trois quarts des clients résidentiels de Dakar ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité qu'ils reçoivent. Près de la moitié des clients commerciaux MT/HT à Dakar ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits des interruptions de service et des variations de tension. Le graphique I.3 présente la perception de la qualité des services d'électricité par les clients dans la région de Dakar ventilé par pourcentage de satisfaits et très satisfaits.

<sup>4</sup> Pour créer l'indice, nous avons additionné le nombre de questions sur les connaissances pour lesquelles un répondant a indiqué des connaissances, puis nous l'avons divisé par 4 pour créer une valeur en pourcentage des connaissances. L'indice global calcule la moyenne de cette valeur sur l'ensemble de la population.

Graphique I.3. Perception de la qualité des services d'électricité par les clients (Projet Transport)



*Alors que moins de clients disposant d'une connexion MT/HT à Dakar ont déclaré avoir subi au moins une interruption de service au cours des sept derniers jours par rapport aux clients commerciaux et résidentiels BT, le nombre d'interruptions et leur durée sont similaires dans les trois groupes.* La qualité de l'électricité est mesurée par l'occurrence des interruptions de service, le nombre moyen d'interruptions et la durée moyenne subie par les clients de la région de Dakar au cours des sept derniers jours. Le nombre le plus faible d'interruptions de service est enregistré parmi les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT, où seulement 1,3 pour cent des répondants ont déclaré avoir subi au moins une interruption au cours des sept derniers jours (tableau I.3). Ces résultats suggèrent que la Senelec a peut-être cherché à éviter les interruptions de service pour ses plus gros consommateurs, là où les interruptions sont coûteuses. Le pourcentage est plus élevé pour les clients commerciaux disposant d'une connexion BT et les clients résidentiels – environ 60 pour cent ont déclaré avoir subi au moins une interruption au cours des sept derniers jours. En moyenne, les clients de Dakar ont signalé environ 3 interruptions de service au cours des sept derniers jours. Les clients commerciaux ayant une connexion MT/HT ont signalé 3,4 interruptions de service, tandis que les clients commerciaux et résidentiels ayant une connexion BT ont signalé un peu moins de 3 interruptions de service (2,8). La durée moyenne totale des interruptions de service est également similaire pour tous les répondants à Dakar – elle est légèrement plus élevée pour les clients commerciaux avec une connexion MT/HT, soit 150 minutes, contre environ 140 minutes pour les clients commerciaux et résidentiels avec une connexion BT. Ce dernier point suggère que si les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT ont connu moins d'interruptions au cours des sept derniers jours que les autres clients à Dakar, celles-ci ont eu tendance à durer plus longtemps.

**Tableau I.3. Qualité du service et de l'électricité**

"Thème" / Concentration du Compact	Indicateur	MT/HT - Dakar	BT commerciale - Dakar	BT résidentielle - Dakar
<b>Projet Transport</b>				
Qualité du service	Perception de la qualité des services d'électricité par les clients ( <i>pourcentage satisfait ou très satisfait</i> )	47,3	82,8	77,3
Qualité de l'électricité	Clients subissant au moins une interruption de service pendant les 7 dernières jours ( <i>pourcentage</i> )	1,3	60,4	56,8
Qualité de l'électricité	Nombre moyen d'interruptions de service subies pendant les 7 dernières jours (SAIFI)	3,4	2,8	2,8
Qualité de l'électricité	Durée moyenne des interruptions de service subies pendant les 7 dernières jours – en minutes (SAIDI)	149,9	138,3	140,0

## 2. Conclusions qualitatives

Ci-dessous nous présentons un résumé des principaux résultats qualitatives liés aux activités des deux projets.



## Résumé des principaux points forts et risques

### Résultats liés aux activités du Projet Réforme

Points forts :

- La stabilité économique et politique du Sénégal est favorable à une mise en œuvre réussie des activités du Projet Réforme.
- Le Sénégal a adopté un nouveau code de l'électricité en juillet 2021, qui peut ouvrir la voie aux réformes prévues.
- L'adhésion des parties prenantes du secteur de l'énergie peut faciliter la mise en œuvre du Projet Réforme.

Risques :

- Les premières versions des décrets d'application du code de l'électricité ont pu compromettre certains des objectifs du code et les deuxièmes versions sont en cours de finalisation pour régler ces problèmes. En outre, les retards dans la finalisation des décrets d'application peuvent constituer un risque important pour la réussite de la mise en œuvre du Projet Réforme.
- L'absence d'action sur les réformes du code de l'électricité des parties prenantes responsables de la mise en œuvre des réformes peut constituer un risque pour la réussite de la mise en œuvre du Projet Réforme.
- Certaines réformes, comme l'accès des tiers, peuvent nécessiter plus de fonds que prévu initialement.
- Le manque de coordination entre Senelec et l'ASER et le manque de capacité à élaborer leurs plans d'investissement quinquennaux peuvent créer des difficultés dans la mise en œuvre du PIMC.

### Points forts et risques liés aux activités du Projet Transport

Points forts :

- Senelec soutient largement les activités du Projet Transport et a la capacité de mettre en œuvre le Projet Transport avec succès et dans les délais.
- Un engagement précoce et fréquent avec Senelec et d'autres parties prenantes clés au cours des phases de conception et de validation des activités du projet Transport facilite l'adhésion des parties prenantes à la mise en œuvre des activités.

Risques :

- Les retards dans la gestion des achats et la finalisation des contrats dans un contexte de forte demande mondiale et de production insuffisante pour répondre à la demande peuvent poser des risques importants pour la mise en œuvre des activités du projet Transport.
- Le coût élevé du transport et des matériaux peut conduire à donner la priorité à des activités de projet moins coûteuses ou à déclasser d'autres activités de projet, ce qui peut finir par avoir un impact sur le succès global du projet.

### I.4. Limites de l'étude de référence

Comme indiqué ci-dessus, les objectifs de notre étude de référence sont de recueillir ou mettre à jour les valeurs de référence, identifier les bénéficiaires et les parties prenantes du Compact, et établir les informations de référence pour les impacts attendus décrits dans la TdC. Par conséquent, l'étude n'évalue pas les produits ou les résultats du compact, mais plutôt il collecte des informations nécessaires pour les évaluations futures. Les données quantitatives décrivent l'état actuel de la qualité de l'électricité et les perceptions des clients sur la qualité de l'électricité, mais n'en identifient pas les raisons. Cependant, les données qualitatives éclairent certains de ces aspects. Nous abordons les constats/leçons de l'étude de référence pour la collecte de données dans la section IV.4 du présent rapport.

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## II. Aperçu des interventions et de leur niveau d'avancement

### II.1 Aperçu des Projets Transport, Reforme et Accès<sup>5</sup>

Le deuxième Compact au Sénégal comprend trois projets : le Projet Transport, le Projet Accès, et le Projet Reforme. Comme indiqué précédemment, la phase I de l'étude de référence couvre le Projet Transport et le Projet Réforme mais ci-dessous nous décrivons en plus de détails les trois projets.

#### 1. Le Projet de Modernisation et de Renforcement du Réseau de Transport de la Senelec ("Projet Transport")

L'objectif du Projet Transport est de fournir de l'électricité de qualité provenant de sources disponibles à faible coût, afin de répondre à la demande croissante sur le réseau interconnecté du Sénégal. Le Projet Transport devrait bénéficier à 4 600 000 personnes (Millennium Challenge Compact). Il couvrira la grande région de Dakar, qui représente environ 60 pour cent de la demande d'électricité du pays et 20 pour cent de sa population. Il comprend trois activités :

(i) *L'Activité de développement à long terme du réseau de transport autour de Dakar*, qui comprend la construction d'une boucle de transmission de 225 kilovolts (kV) et des infrastructures connexes dans la zone urbaine de Dakar. Cette activité inclura la conception finale et la construction des éléments suivants :

- Un second circuit à 225 kV, d'environ 22 km, entre Kounoune et Patte-d'Oie, avec les canalisations et chambres de jonction associées ;
- Un double circuit souterrain à 225 kV entre Kounoune et Cap des Biches d'environ sept (7) km de long, une extension de la sous-station existante à 225 kV à isolation gazeuse à Kounoune, ainsi que la mise en place de deux nouveaux transformateurs 225/90 kV de 150 mégavolts-ampères (« MVA ») et d'une sous-station à isolation gazeuse, avec barres omnibus six (6) départs plus un espace pour quatre (4) futurs départs, à la sous-station de Cap des Biches et
- Un câble sous-marin de 16 km, à 225 kV, entre Cap des Biches et Rive Bel Air et un double circuit souterrain à 225 kV d'environ deux (2) km de long depuis la Rive de Bel Air jusqu'à la centrale de Bel-Air. Les améliorations à la sous-station de Bel Air comporteront deux (2) nouveaux transformateurs 225/90 kV de 150 MVA, de nouvelles sous-stations à isolation gazeuse, des câbles d'alimentation et interrupteurs à 225 kV, du matériel de mise à la terre et du matériel de commande, ainsi qu'une extension de la sous-station existante de 90 kV à isolation gazeuse à la centrale de Bel-Air.

(ii) *L'Activité de remplacement des transformateurs de puissance*, qui comprend l'appui à une initiative existante de remplacement des transformateurs sur les réseaux haute et moyenne tension par la mise à niveau ou le remplacement des transformateurs critiques des postes de Touba, Diass, Hann et Aéroport. Spécifiquement, l'activité consiste à :

- Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 90/30 kV au poste de Hann ;
- Le Compact prévoyait à l'origine l'ajout d'un transformateur de 80 MVA, étant entendu que Senelec moderniserait les deux transformateurs existants de 40 à 80 MVA. A ce jour, il est retenu que le compact finance l'extension des 2 transformateurs existant de 40 à 80 MVA;

---

<sup>5</sup> La principale source de description des activités et des modèles logiques est le plan de S&E du Compact

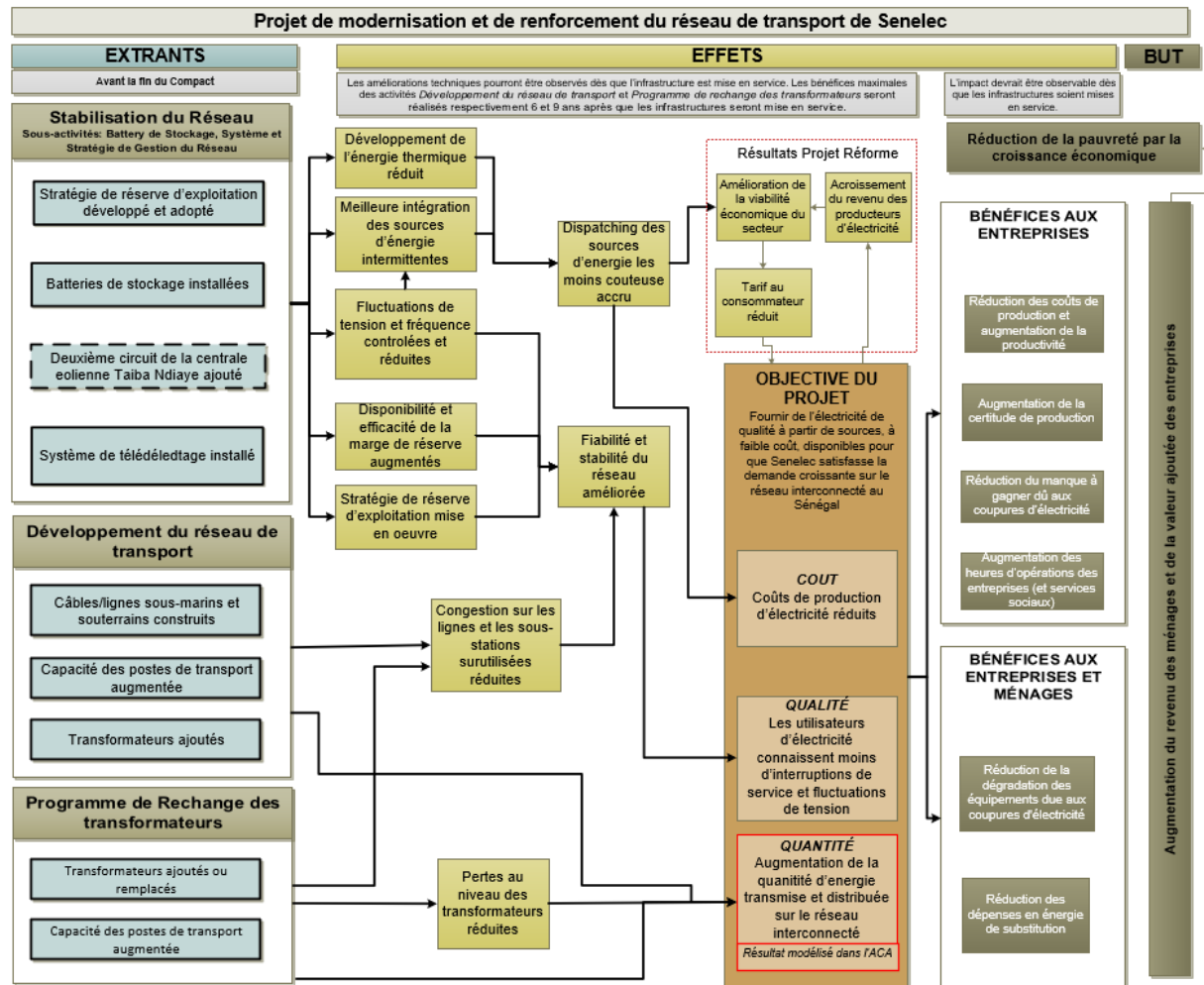
- Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 225/30 kV au poste de Touba ;
- Remplacement des deux transformateurs de puissance 40 MVA – 225/30 kV de Diass par des 80 MVA.

(iii) l'*Activité stabilisation du réseau*, qui vise à soutenir la durabilité du Projet Transport et la performance optimale du réseau de transmission du Sénégal par l'ajout de réserves tournantes pour résoudre les problèmes de stabilité du réseau. Cette activité consiste à :

- La mise en place d'un système de télé délestage pour contrer certains incidents majeurs sur le réseau tels que la perte de Sendou (125 MW), la barge Karpowership (235 MW), Contour Global (95 MW) et la future centrale IPP 300 MW de Cap des biches ;
- La mise en service sur le réseau de batteries de stockage d'une capacité minimale de 80MW-80MWh, principalement pour des services auxiliaires de réglage de fréquence (réserve primaire) et de lissage de la production d'énergie renouvelable intermittente. Compte tenu de l'intérêt potentiel du secteur privé à investir dans des batteries de stockage et de la possibilité de tirer parti du financement du Compact disponible, MCC est prêt à étudier la possibilité de structurer un partenariat public-privé (PPP) en vue de mettre en œuvre la composante « stockage » dans cette activité. Au cas où un PPP n'est pas possible, MCC et le GdS identifieront et mettront en œuvre une combinaison alternative d'interventions pour assurer la disponibilité de réserves d'exploitation suffisantes ;
- Le second circuit 225 kV souterrain de raccordement du parc éolien de Taiba Ndiaye au réseau de transport, afin d'assurer une sécurité n-1.

Graphique II.1 présente le schéma logique du Projet Transport.

Graphique II.1. Schéma logique du Projet Transport



## 2. Le projet Cadre propice et de renforcement de capacités des acteurs ("Projet Réforme").

L'objectif du Projet Réforme est de créer un environnement favorable (à travers l'amélioration du Cadre légal et sectoriel) pour améliorer la viabilité financière du secteur de l'électricité et assurer une bonne gouvernance dans ce secteur (à travers le renforcement des capacités des acteurs du secteur), dans le but d'améliorer la qualité et la quantité de l'approvisionnement en électricité. Le projet de réforme devrait bénéficier à 12 600 000 personnes et il a une couverture nationale (Millennium Challenge Compact). Il comprend trois activités :

(i) **L'Activité gouvernance sectorielle** vise à établir une stratégie et un cadre juridique et réglementaire pour le secteur de l'électricité. Cette activité adresse principalement la contrainte de coûts de l'électricité. Elle comporte les sous-activités suivantes :

- Une assistance technique aux institutions sectorielles concernées pour actualiser le cadre législatif et réglementaire du secteur, et restructurer le secteur, notamment par le dégroupage de Senelec en filiales publiques, dans le cadre duquel il sera créé un opérateur des systèmes de transport opérationnalisés ;

- Un appui au ministère de l'Énergie et à ses entités pour 1) l'élaboration, la mise en œuvre et le suivi d'un cadre intégré de planification des investissements sectoriels, 2) l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan en long terme de transition des concessionnaires ruraux à des titulaires de domaine à bail (affermages), 3) l'élaboration et l'opérationnalisation initiale d'un plan de prise en compte de l'égalité des sexes, 4) la formation et l'assistance technique aux institutions chargées de l'électrification rurale pour appuyer l'élaboration de plans d'activités, la conformité environnementale et la mise en place de la technologie monophasé et de compteurs intelligents pour appuyer l'harmonisation des tarifs, 5) l'assistance technique pour appuyer l'élaboration de la prochaine lettre de politique sectorielle du MPE (couvrant les années civiles 2024-2028), et 6) l'assistance technique pour appuyer le suivi et les évaluations périodiques des plans d'action stratégiques sectoriels dans le cadre de la Feuille de Route (FDR) ; et
- Un appui pour faciliter un accroissement de la participation du secteur privé au secteur de l'électricité, comprenant notamment : 1) la mise en place d'un guichet unique en ligne pour les nouvelles entreprises privées souhaitant investir dans le secteur, 2) l'assistance technique pour l'analyse des opportunités commerciales, l'élaboration de recommandations de politique, et la planification et l'aide aux transactions pour les services auxiliaires, 3) l'assistance technique pour analyser le marché d'une ouverture de l'électricité directement entre les IPP et les gros consommateurs commerciaux, et 4) l'élaboration d'un cadre concernant la participation du secteur privé/les demandes de soumissions des IPP afin de rationaliser le processus pour les IPP potentiels ainsi que pour les participants potentiels du secteur privé au transport.

(ii) ***L'Activité de Renforcement de la régulation du secteur de l'e électricité*** comprend l'extension et le renforcement des capacités de la CRSE. Elle comprend les sous-activités suivantes :

- l'appui pour améliorer les fonctions essentielles de la CRSE, notamment : 1) assistance technique pour conduire un audit du réseau, une évaluation des détenteurs de licence et une évaluation de l'efficacité de l'instance de régulation, 2) assistance technique pour élaborer une stratégie de suivi et d'application, comprenant une évaluation des plans intégrés d'investissement sectoriel et une identification des pouvoirs d'application disponibles, 3) assistance technique pour élaborer et mettre en œuvre une structure organisationnelle plus efficace, 4) élaboration d'un plan de communication pluriannuel et 5) achèvement d'une étude générale des salaires et de l'autonomie financière pour la CRSE ; et
- l'appui pour permettre à la CRSE de se conformer aux nouvelles exigences et de saisir les nouvelles opportunités au vu des changements adoptés par le GdS par le biais de la FDR, comprenant notamment une assistance technique pour 1) entreprendre et mettre en œuvre une étude globale des réformes tarifaires pour évaluer l'adéquation de la méthodologie tarifaire actuelle et de la modélisation financière et économique pour le secteur, 2) réaliser une étude des coûts de service, 3) élaborer des recommandations sur la conception des taux tarifaires et sur le traitement des nouveaux avoirs sectoriels (par exemple les batteries), 4) élaborer et mettre en application de nouveaux règlements, de procédures opérationnelles standard et de modèles de documents (par exemple les licences, documents types de demande de soumissions, accords d'affermage, etc.), 5) mettre en œuvre une campagne de communication pour diffuser les informations sur les nouveaux taux tarifaires et sur les résultats des études.

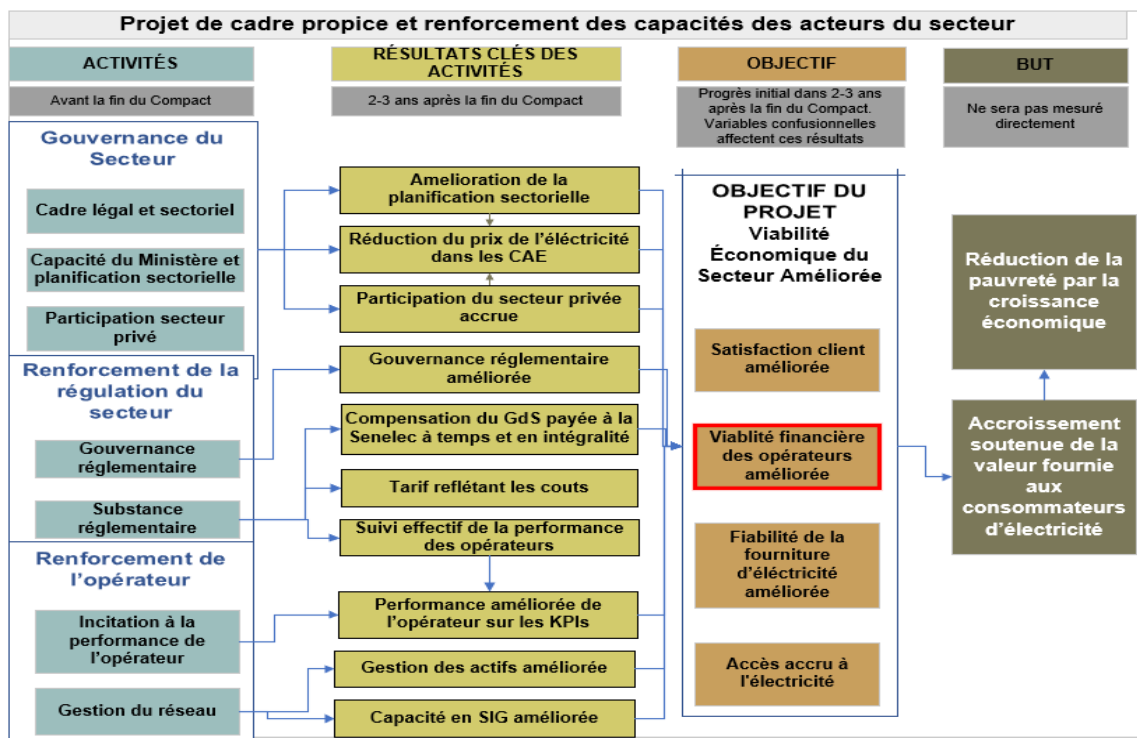
(iii) *l'Activité de renforcement de de l'entreprise de services publics* vise à renforcer les performances commerciales, financières, opérationnelles et environnementales de la Senelec. Elle comprend les composantes suivantes :

- Assistance technique pour améliorer les audits et contrôles internes, la passation de marchés, la gestion financière et les services d'information, y compris par l'établissement, le suivi et la mesure d'indicateurs techniques, commerciaux, comptables et de gestion financière, l'établissement d'objectifs commerciaux et un suivi et évaluation global des performances ;
- Établissement d'un programme d'incitation à la performance de l'opérateur, dont il est prévu qu'il comprendra des décaissements conditionnels à Senelec sous forme de subventions (financées par la contribution du GdS) si Senelec est capable de satisfaire les indicateurs de performance clés (IPC) identifiés (tels que les réductions de pertes techniques, les nouveaux raccordements, etc.). Le programme d'incitation à la performance sera régi par un manuel d'exploitation assorti de directives ou d'accords, chacun étant soumis à l'approbation de la MCC, énonçant les conditions et dispositions particulières du programme et notamment, mais sans s'y limiter, indiquant les IPC et les cibles identifiés, la valeur des subventions conditionnelles, les utilisations autorisées des subventions et le rôle de la CRSE ou d'autres institutions du secteur dans le programme ;
- Assistance technique pour améliorer la gestion du réseau de transport et de distribution de Senelec, notamment pour 1) améliorer la gestion de la sécurité, 2) former et orienter les nouveaux et/ou les jeunes membres du personnel, 3) renforcer les capacités de gestion des avoirs, y compris la fourniture des équipements et matériels clés et la formation à leur utilisations, 4) centraliser et moderniser la base de données du système d'information géographique (SIG), y compris l'apport d'une assistance technique pour l'utilisation et la gestion du nouveau système ; et
- Assistance technique à Senelec, ainsi qu'aux autres parties prenantes concernées du secteur de l'électricité, en vue de l'adoption et de la mise en œuvre des pratiques optimales en matière de performance environnementale et sociale, y compris : 1) élaboration de plans et de documents clés pour l'évaluation préalable, le suivi et l'évaluation postérieure des projets d'électricité, tels que des systèmes de gestion environnementale et sociale, des cadres de politique de réinstallation et des plans d'action de réinstallation, 2) intégration de politiques et de pratiques améliorées dans les domaines de la santé, de la sécurité et de l'environnement, 3) gestion et atténuation de l'impact de la réinstallation dans les zones du projet et 3) fourniture d'équipements et d'outils clés pour le suivi de la conformité environnementale et formation à leur utilisation.

Graphique II.2 présente le schéma logique du Projet Reforme.



Graphique II.2. Schéma logique du Projet Reforme



### 3. Amélioration de l'Accès à l'Electricité dans les zones péri-urbaines et rurales

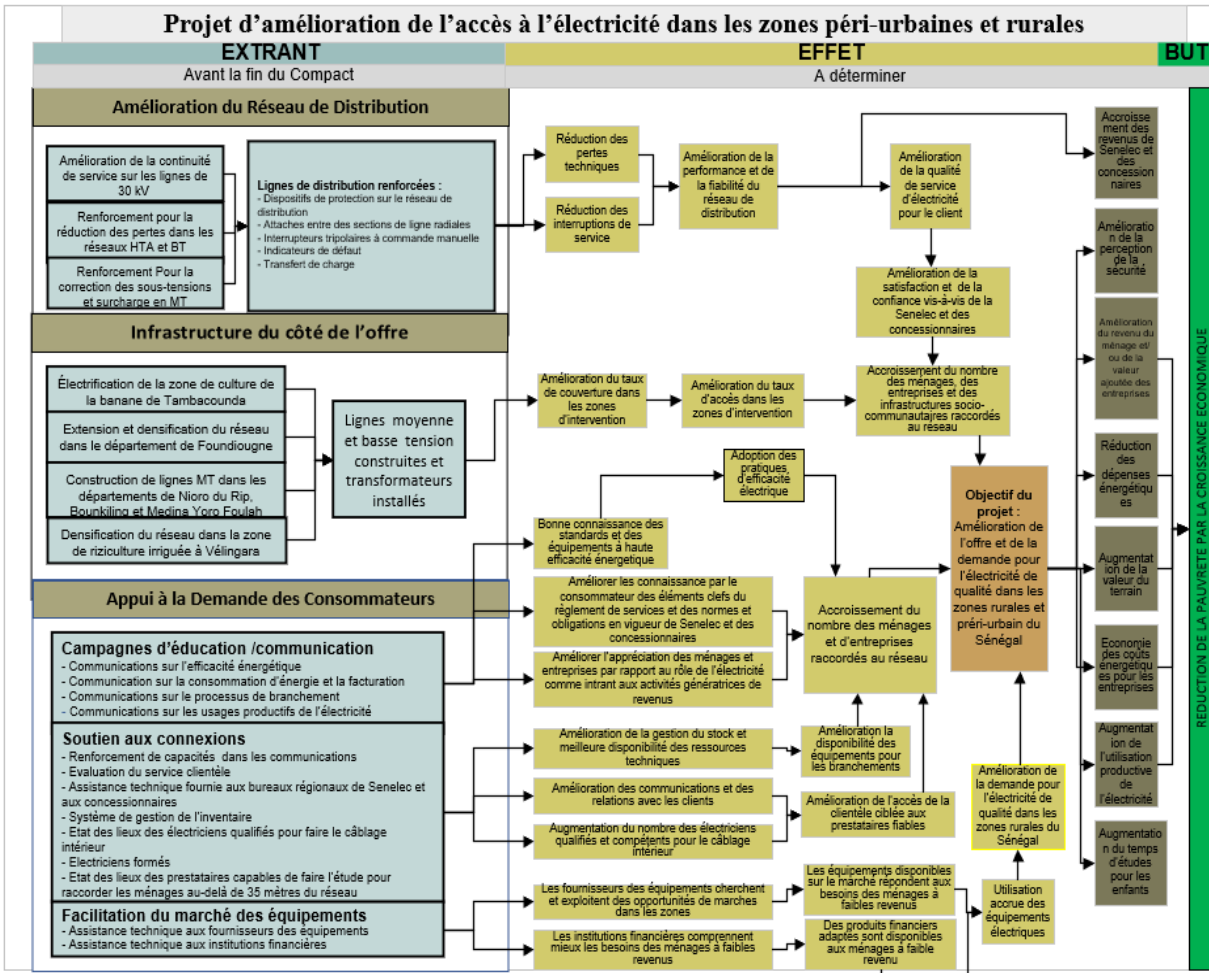
Le projet Accès vise à contribuer à l'atteinte de l'objectif d'accès universel en 2025, comme visé par le GdS à travers sa politique énergétique. Ainsi, le taux d'électrification rurale, pour l'ensemble du pays, devrait atteindre 100 pour cent à cette échéance sachant qu'en 2018, il était seulement de 42 pour cent. Le projet Accès appuie l'extension du réseau électrique (volet offre) dans certaines zones des régions australes et centrales du Sénégal. Par le biais d'interventions du côté de la demande (volet demande), le projet vise également à accroître les taux d'adoption et de consommation de l'électricité, à favoriser la création de possibilités d'activités génératrices de revenus dans ces régions et à mieux appréhender le rendement énergétique au niveau national. Il vise en outre à améliorer la qualité du service et à réduire les pertes dans le réseau de distribution hors de Dakar (amélioration du réseau de distribution). Le projet est composé de trois activités :

- i. **L'activité volet offre** vise à étendre le réseau électrique dans des régions identifiées sur la base du potentiel de production pouvant tirer profit de l'accès à l'électricité, d'une volonté à payer relativement forte et d'un taux d'électrification faible. Il s'agira de construire environ 660 km de lignes de distribution MT et environs 420 km de lignes basse tension (BT) pour l'électrification d'environ 325 localités dans cinq régions de l'Est, du sud et du centre du Sénégal en l'occurrence Kolda, Tambacounda, Fatick, Kaolack et Sédhiou. Le projet accès permettra ainsi le raccordement de 12 700 ménages domestiques, répartis entre 1.800, 6.400, 3.300 et 1.200 respectivement pour les zones de Tambacounda, Foundiougne, Médina Yoro Foulah / Bounkiling et Vélingara. Il permettra également la desserte des infrastructures sociocommunitaires, l'éclairage public et les usages productives.

- ii. ***L'activité d'appui de la demande*** des consommateurs vise à soutenir et à accroître la demande d'électricité par des interventions axées sur la demande, notamment par des appuis en faveur de nouvelles connexions par une amélioration du service à la clientèle et du matériel de raccordement pour les installations intérieures, une campagne d'éducation et de sensibilisation des consommateurs et une facilitation du marché des équipements et appareils électriques pour les consommateurs. A travers les interventions du côté de la demande, le projet Accès vise à accroître l'usage domestique et productif de l'électricité, à favoriser la création de possibilités d'activités génératrices de revenus dans ces régions et à mieux appréhender le rendement énergétique au niveau national.
- iii. ***L'activité d'amélioration du réseau de distribution*** vise l'amélioration du réseau de distribution de 30 kV, à travers l'installation de disjoncteurs, de nouveaux transformateurs, d'interrupteurs contrôlés à distance pour circonscrire les zones de défauts, d'interrupteurs à commande automatique au début des longues dérivations, de nouvelles configurations de ligne, de transfert de charges, et des indicateurs de défaut pour orienter plus rapidement les opérateurs pendant les coupures et réduire ainsi la durée de celles-ci. A terme, ce volet devra permettre une meilleure efficacité dans l'exploitation du réseau de MT national.

Graphique II.3 présente le schéma logique du Projet Accès.

Graphique II.3. Schéma logique du Projet Accès



#### 4. Avantages Économiques Prévus pour le Projet Transport et le Projet Reforme

Le GdS et MCC ont mené un exercice d'analyse économique de chaque projet du Compact pour déterminer le rapport coûts-bénéfice des investissements prévus. Cette analyse économique du Compact consiste en une analyse coût-avantages, qui est résumée par un Taux de Rentabilité Économique (TRE) estimatif, ainsi qu'une analyse des bénéficiaires. Le résultat du TRE des projets et activités sont résumés dans le tableau II.1.

**Tableau II.1. Avantages Économiques Prévus pour le Projet Transport et le Projet Reforme<sup>1</sup>**

Projet	Taux de Rentabilité Économique (TRE) initial	Date d'établissement du TRE initial	TRE actuel	Date d'établissement du TRE actuel
<b>Projet Transport<sup>2</sup></b>	<b>33%</b>	<b>09/2018</b>	<b>25%</b>	<b>07/2021</b>
Activité 1 : Renforcement du réseau de transport de Dakar	30%	09/2018	21%	07/2021
Activité 2 : Remplacement des transformateurs de puissance	73%	09/2018	50%	07/2021
Activité 3 : Stabilisation du réseau	17%	09/2018	17%	07/2021
<b>Projet Reforme (tous les activités)</b>	<b>18%</b>	<b>09/2018</b>	<b>18%</b>	<b>07/2021</b>

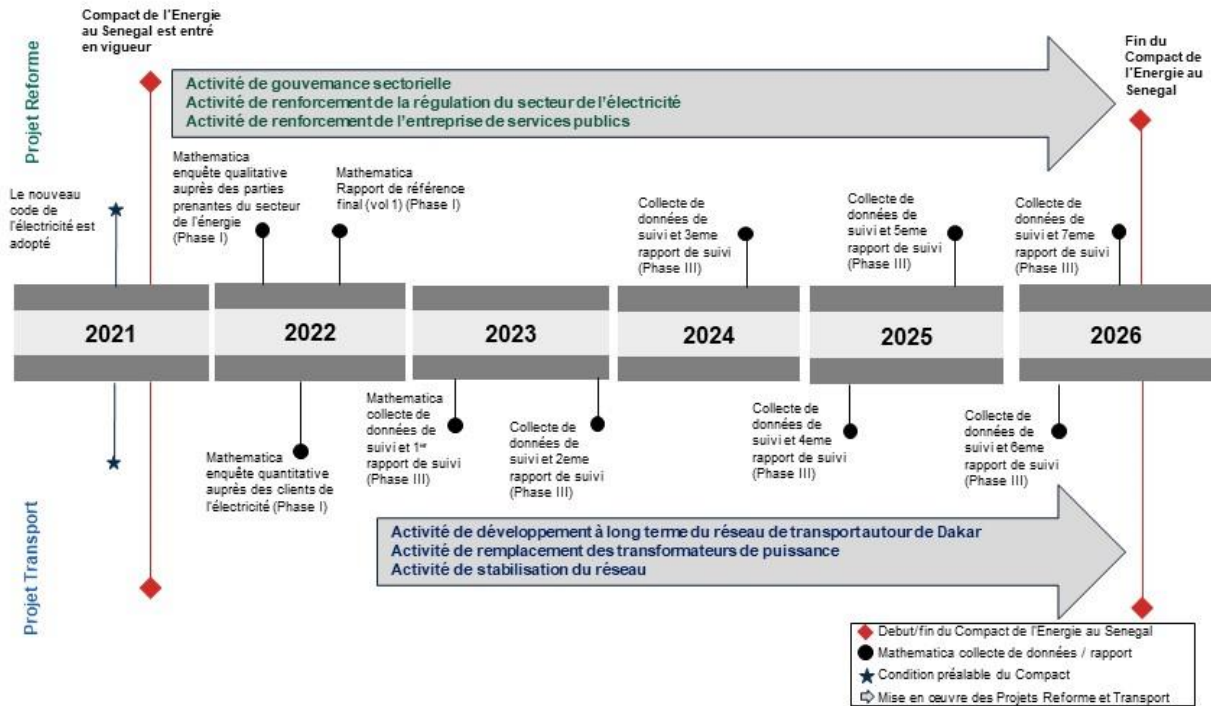
<sup>1</sup> Les informations proviennent du plan S&E du projet.

<sup>2</sup> L'analyse économique de l'activité développement à long-terme du réseau de transport autour de Dakar a été révisé en 2021 avant l'entrée en vigueur du Compact sous l'hypothèse que seul 14 sous-stations sont concernées au lieu de 20. La révision reflète également la réallocation des coûts aux trois activités du Projet Transport.

## II.2 Niveau d'avancement des projets jusqu'à fin juin 2022

La graphique II.1 présente le calendrier des activités du Projet Transport et du Projet Réforme, ainsi que le calendrier de nos activités de collecte des données pour la Phase I et Phase III.

**Graphique II.1. Calendrier des activités du projet Réforme et Transport et de la collecte des données de l'étude référence (Phase I et Phase III)**



Le tableau II.2 présente le niveau d'avancement des activités du Projet Réforme et du Projet Transport jusqu'à fin juin 2022.

Tableau II.2. Niveau d'avancement des projets<sup>6</sup>

Projet	Activité	Sous-activité	Avancement de sous-activité
Projet Transport	Activité de développement à long terme du réseau de transport autour de Dakar	Second circuit à 225 kV, d'environ 22 km, entre Kounoune et Patte-d'Oie, avec les canalisations et chambres de jonction associées.	Les études de conception de ces activités ont été finalisés au début de l'année 2022 (le premier trimestre). La stabilisation de tout ce qui est spécifications techniques des lignes et des postes entre MCA-Senegal II et Senelec est en cours. L'appel d'offre pour recruter la firme d'ingénierie-construction du projet transport était prévu d'être lancé au printemps 2022. Le début de ces trois sous-activités est prévu après la mise en place du contrat avec la firme d'ingénierie-construction en début 2023.
		Un double circuit souterrain à 225 kV entre Kounoune et Cap des Biches d'environ sept (7) km de long, une extension de la sous-station existante à 225 kV à isolation gazeuse à Kounoune, ainsi que la mise en place de deux nouveaux transformateurs 225/90 kV de 150 mégavolts-ampères (« MVA ») et d'une sous-station à isolation gazeuse	
	Un câble sous-marin de 16 km, à 225 kV, entre Cap des Biches et Rive Bel Air et un double circuit souterrain à 225 kV d'environ deux (2) km de long depuis la Rive de Bel Air jusqu'à la centrale de Bel-Air		
	Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 90/30 kV au poste de Hann		
Activité de remplacement des transformateurs de puissance	Extension, au poste de l'Aéroport Léopold Sédar Senghor, des 2 transformateurs existant de 40 à 80 MVA.	Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 225/30 kV au poste de Touba	Le début des travaux de poste est prévu en début 2023.
	Remplacement des deux transformateurs de puissance 40 MVA – 225/30 kV de Diass par des 80 MVA		
Activité Stabilisation du Réseau	La mise en place d'un système de télé délestage pour contrer certains incidents majeurs sur le réseau tels que la perte de Sendou (125 MW), la barge Karpowership (235 MW), Contour Global (95 MW) et la future centrale IPP 300 MW de Cap des biches		Le processus passation des marchés pour la mise en place du système de télé délestage se déroulait au cours des premier et deuxième trimestres de 2022. La mise en place du système de télé délestage initialement planifié en début 2022 est décalé en fin 2022.

<sup>6</sup> Les informations contenues dans ce tableau proviennent de documents du Compact et d'entretiens qualitatifs avec les acteurs institutionnels.

Projet	Activité	Sous-activité	Avancement de sous-activité
		La mise en service sur le réseau de batteries de stockage d'une capacité minimale de 80MW-80MWh, principalement pour des services auxiliaires de réglage de fréquence (réserve primaire) et de lissage de la production d'énergie renouvelable intermittente	La mise en service sur le réseau de batteries de stockage d'une capacité minimale de 80MW-80MWh n'a pas encore commencé. Cette activité est inscrite dans la stratégie de réserve synchrone adoptée dans le cadre du Compact. Dans le cadre de l'accord de mise en œuvre avec Senelec, ce dernier est censé fournir un rapport trimestriel sur l'exécution de la mise en œuvre de la stratégie. A noter que depuis son adoption, la stratégie n'a pas été mis à jour. Le Compact et Senelec ont fait quelques études pour identifier un plan d'action pour cette sous-activité. Le code de réseau est en cours de validation. Dans le code, Senelec a demandé que les services auxiliaires suivant une période transitoire, puisque tous les IPP puissent se conformer, notamment ce qui est réglage de tension et réglage de fréquence. Il y a également des parties prenantes du secteur privé, intéressés à travailler avec la Senelec et à financer cette sous-activité.
		Le second circuit 225 kV souterrain de raccordement du parc éolien de Taiba Ndiaye au réseau de transport	Le second circuit 225 kV souterrain de raccordement du parc éolien de Taiba Ndiaye au réseau de transport n'a pas encore commencé.
Projet de réforme	Activité de gouvernance sectorielle	Assistance technique (AT) aux institutions sectorielles concernées pour actualiser le cadre législatif et réglementaire du secteur, et restructurer le secteur, notamment par le dégroupage de Senelec en filiales publiques	Le nouveau code de l'électricité adopté juillet 2021 prévoit que la Senelec doit 1) finaliser la séparation comptable dans un délai de douze (12) mois, 2) met en œuvre les modalités techniques définies avec l'Etat dans un délai de trente (30) mois permettant l'opérationnalisation de l'accès des tiers au réseau, et 3) finaliser la séparation fonctionnelle par la création d'une société mère (Holding) et de trois filiales (production, transport et distribution-vente d'énergie électrique) dans un délai de trente (30) mois. Pendant cette période d'exclusivité Senelec va bénéficier de la qualité d'acheteur unique. La séparation comptable est en cours et MCA-Senegal II travaille avec une société externe pour évaluer le processus de séparation comptable. A la suite des conclusions de cette société, un plan d'action a été élaboré afin de procéder aux ajustements comptables requis en vue de la soumission au régulateur des états financiers séparés de 2019 pour approbation. Le plan d'action présente les actions à mettre en œuvre afin de rendre fonctionnelle la séparation comptable avec la production d'états financiers par activité fiables.

Projet	Activité	Sous-activité	Avancement de sous-activité
		<p>Appui au ministère de l'Énergie et à ses entités pour 1) la planification des investissements sectoriels, 2) la transition des concessionnaires ruraux aux affermages, 3) le plan de prise en compte de l'égalité des sexes, 4) la formation et l'assistance technique aux institutions chargées de l'électrification rurale pour appuyer l'élaboration de plans d'activités, la conformité environnementale et la mise en place de la technologie monophasé et de compteurs intelligents pour appuyer l'harmonisation des tarifs, 5) l'AT pour la prochaine lettre de politique sectorielle du MPE, et 6) l'AT pour le S&amp;E périodiques des plans d'action stratégiques sectoriels</p>	<p>1) Le nouveau code de l'électricité vise l'amélioration de la méthodologie de planification du secteur avec un Plan intégré à moindre coût (PIMC) décliné à travers des plans quinquennaux par segments d'activités (production, transport, distribution, stockage, vente, importation et exportation, électrification rurale et maîtrise de l'énergie). Les spécificités liées aux protocoles et procédures de planification sectorielle seront défini dans le cadre de texte d'application de loi. Actuellement, il y a un appel d'offre pour le recrutement du consultant qui doit définir et mettre en place un cadre complet pour le développement du PIMC, sa mise à jour et son suivi et évaluation.</p> <p>2) la transition des concessionnaires ruraux aux affermages. Le nouveau code de l'électricité stipule que le recours à des concessionnaires d'électrification rurale, à des concessionnaires d'électrification décentralisée ou à des fermiers sera encadré par les appels d'offres lancés par la structure en charge de l'électrification rurale, sous la supervision de l'Organe de Régulation du Secteur de l'Energie.</p> <p>3) Un consultant du Compact a développé a) un plan d'action genre et inclusion sociale qui décrit de façon générale les différentes activités à mettre en œuvre, par exemple, la promotion de l'emploi équitable, et b) un plan d'atténuation des risques liés à l'emploi et à la traite des personnes, aux violences basées sur le genre. Ils ont en train d'identifier un mécanisme qui va prendre en charge ce type de risque.</p> <p>4) La formation et l'AT aux institutions chargées de l'électrification rurale n'a pas encore commencé.</p> <p>5) La lettre de politique sectorielle du MPE est toujours en cours de développement et l'achèvement est prévu en 2023.</p> <p>6) L'AT pour le S&amp;E périodiques des plans d'action stratégiques sectoriels. La revue de la FDR est prévue en septembre 2022.</p>



Projet	Activité	Sous-activité	Avancement de sous-activité
		<p>Appui pour faciliter la participation du secteur privé au secteur de l'électricité: 1) mise en place d'un guichet unique en ligne pour les nouvelles entreprises privées souhaitant investir dans le secteur, 2) l'AT pour l'analyse des opportunités commerciales, la planification et l'aide aux transactions pour les services auxiliaires, 3) l'AT pour analyser le marché d'une ouverture de l'électricité directement entre les Producteurs Indépendants d'électricité (PIE) et les gros consommateurs commerciaux, 4) l'élaboration d'une cadre concernant la participation du secteur privé</p>	<p>1) Le marché sur la mise en place du guichet unique est prévu dans le troisième trimestre de 2023. L'étude devra déterminer les modalités institutionnelles et opérationnelles d'installation du guichet unique.</p> <p>2) L'AT pour l'analyse des opportunités commerciales, la planification et l'aide aux transactions pour les services auxiliaires n'a pas encore commencé.</p> <p>3) Le nouveau code de l'électricité stipule que les producteurs indépendants peuvent vendre l'énergie électrique à des clients éligibles ou aux détaillants indépendants à la fin de la période d'exclusivité. Les conditions spécifiques seront déterminées par décret. Le décret n'est pas encore approuvé, mais il est dans la phase de validation.</p> <p>4) Le nouveau code de l'électricité stipule l'élaboration d'une cadre concernant la participation du secteur privé : la promotion de la concurrence, à l'accès équitable au marché et à la participation du secteur privé en matière de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique. Les conditions spécifiques seront déterminées par décret. Le décret n'est pas encore approuvé, mais il est dans la phase de validation.</p>
	<p>Activité de renforcement de la régulation du secteur de l'électricité</p>	<p>Appui pour améliorer les fonctions essentielles de la CRSE : 1) AT pour conduire un audit du réseau, 2) AT pour élaborer une stratégie de suivi et d'application, 3) AT pour élaborer et mettre en œuvre une structure organisationnelle plus efficace, 4) élaboration d'un plan de communication pluriannuel et 5) achèvement d'une étude générale des salaires et de l'autonomie financière pour la CRSE</p>	<p>1) L'audit du réseau est terminé et un plan d'actions a été élaboré pour les différents volets de l'étude relatifs à l'amélioration des performances opérationnelles sur (i) la conformité des titulaires de concession, (ii) la réduction des pertes et (iii) la continuité de service.</p> <p>2) L'AT pour élaborer une stratégie de suivi et d'application n'a pas encore commencé.</p> <p>Les Termes de Reference (TDRs) pour : 3) l'AT pour élaborer et mettre en œuvre une structure organisationnelle plus efficace, 4) plan de communication pluriannuel, 5) les TdR portant sur la structure organisationnelle et l'autonomie financière de la CRSE ont été validés et l'appel d'offres est lancé.</p>

Projet	Activité	Sous-activité	Avancement de sous-activité
		<p>Appui pour permettre à la CRSE de se conformer aux nouvelles exigences et de saisir les nouvelles opportunités :</p> <p>1) AT pour mettre en œuvre une étude globale des réformes tarifaires, 2) réaliser une étude des coûts de service, 3) élaborer des recommandations sur la conception des taux tarifaires, 4) élaborer et mettre en application de nouveaux règlements de procédures opérationnelles standard et de modèles de documents (par exemple les licences, documents types de demande de soumissions, accords d'affermage, etc.), 5) mettre en œuvre une campagne de communication pour diffuser les informations sur les nouveaux taux tarifaires et sur les résultats des études</p>	<p>1)-3) Des études du coût de service et de méthodologie tarifaire électrique pour une proposition de réforme tarifaire du secteur ont été menées en 2020/2021. L'objectif de ces études était de recalculer les tarifs, évaluer le cadre de régulation, élaborer des recommandations sur la conception des taux tarifaires et proposer un plan tarifaire. Le plan tarifaire porte sur un chemin pour l'évolution des tarifs et un chemin pour l'amélioration du cadre réglementaire. La CRSE a émis un avis relatif au plan tarifaire et au plan d'actions pour la mise en œuvre des recommandations de l'étude tarifaire.</p> <p>4) Elaborer et mettre en application de nouveaux règlements. CRSE a reçu un soutien de <i>National Association of Regulatory Commissioners (NARUC)</i> concernant l'élaboration et la mise en œuvre des règlements et procédures d'application. En sus de ces échanges avec NARUC, une assistance plus soutenue et plus pratique est requise concernant cette activité.</p> <p>5) La campagne de communication n'a pas encore commencé.</p>
	<p>Activité de renforcement de l'entreprise de services publics</p>	<p>AT pour améliorer les audits et contrôles internes, la passation de marchés, la gestion financière et les services d'information, y compris par l'établissement, le suivi et la mesure d'indicateurs techniques, commerciaux, comptables et de gestion financière</p> <hr/> <p>Établissement d'un programme d'incitation à la performance de l'opérateur, dont il est prévu qu'il comprendra des décaissements conditionnels à Senelec sous forme de subventions si Senelec est capable de satisfaire les indicateurs de performance clés</p> <hr/> <p>AT pour améliorer la gestion du réseau de transport et de distribution de Senelec</p> <hr/> <p>AT à Senelec, ainsi qu'aux autres parties prenantes concernées du secteur de l'électricité, en vue de l'adoption et de la mise en œuvre des pratiques optimales en matière de performance environnementale et sociale</p>	<p>Des actions d'amélioration sont déjà en cours dans le cadre du plan stratégique Yeesal de la Senelec. Le plan décrit les étapes principales qui permettront que la Senelec devienne durablement efficace sur le plan opérationnel et rentable sur le plan financier (GdS, 2020). Sur le volet transport, les marchés sont prévus d'être signés au premier trimestre de 2023. Les dépouillements des offres sont en cours.</p> <hr/> <p>Le contrat de performance entre l'état du Sénégal et Senelec a été déjà signé. La durée du contrat actuel est de 2021 à 2023.</p> <hr/> <p>Des actions sont en cours dans le cadre du <i>West African Power Pool (WAPP)</i>. Cette activité n'est pas une activité du Compact.</p> <hr/> <p>Une première version du Cadre de Politique de Réinstallation a été développée dans le cadre des études de faisabilité en préparation du Compact MCC.</p>

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

### III. Définitions des Résultats et Sources de Données

La Section III présente les définitions des résultats et les sources de données de l'étude de référence. Elle commence par une présentation des types de résultats/thèmes que nous étudions et les indicateurs clés et supplémentaires liés à ces résultats. Nous nous concentrons sur ces thèmes et résultats parce qu'ils sont des composantes importantes du modèle logique et ils font partie du cadre de notre étude de référence. Ensuite, la section continue avec les descriptions de sources des données quantitatives auprès des clients de l'électricité, l'échantillonnage des clients de l'électricité, les procédures de la collecte des données par téléphone et en personne, les taux de réponse et les difficultés rencontrées. La section se termine par une description des sources des données qualitatives pour les enquêtes auprès des parties prenantes institutionnelles et l'évaluation réglementaire.

#### III.1. Résultats du plan S&E et lien avec les sources de données qui les informent

Le tableau III.1.1 présente les indicateurs clés du plan de suivi et d'évaluation du Compact qui se trouvent dans le cadre de notre étude de référence. Le tableau présente les noms des indicateurs, les définitions des indicateurs selon le plan S&E, les changements des définitions proposés par Mathematica, ainsi que les sources des données pour chaque indicateur par projet. Les valeurs de ces indicateurs sont présentées dans la section IV, Résultats d'analyse.

**Tableau III.1.1. Indicateurs clés du plan S&E**

"Thème" / Concentration du Compact	Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur selon le plan de suivi et d'évaluation	Définition révisée de l'indicateur <sup>7</sup>	Source des données
<b>Projet Réforme</b>				
Règlement	Indice du pouvoir réglementaire	Mesure composite liée à l'élargissement des pouvoirs du régulateur <sup>8</sup> dans les domaines du PIMC, du sous-secteur des hydrocarbures, des accords d'achat d'électricité, de la fixation des tarifs, de l'approbation des règles de marché et code de réseau	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Évaluation réglementaire et données ERI
Règlement	Indice de gouvernance réglementaire	Le score de la gouvernance réglementaire basé sur l'Indice de Réglementation de l'Électricité (ERI) développé et conduit par la BAD. C'est l'indice qui évalue le niveau de développement du cadre juridique et institutionnel pour la réglementation du secteur d'un pays donné	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Évaluation réglementaire et données ERI

<sup>7</sup> Mathematica propose des changements à la définition de certains indicateurs pour pouvoir mesurer l'indicateur avec les données disponibles.

<sup>8</sup> L'élargissement du régulateur concerne aussi de l'intermédiaire et aval du sous-secteur Gazier.

"Thème" / Concentration du Compact	Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur selon le plan de suivi et d'évaluation	Définition révisée de l'indicateur <sup>7</sup>	Source des données
Règlement	Indice de Substance Réglementaire	Le score de la transparence et de la prévisibilité des décisions sur la base de l'ERI développé et réalisé par la BAD.  C'est l'indice qui évalue la manière dont l'autorité de régulation a exécuté le mandat qui lui a été confié par le RGI en élaborant et en mettant en œuvre les principaux instruments et cadres réglementaires pour le secteur	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Évaluation réglementaire et données ERI
Règlement	Transparence et prévisibilité des décisions des régulateurs	Le score de la transparence et de la prévisibilité des décisions sur la base de l'ERI développé et réalisé par la BAD.	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Évaluation réglementaire et données ERI
Compréhension de la réglementation par le public	Compréhension par les clients et les acteurs du secteur de la finalité et des objectifs de la réglementation	Pourcentage de personnes interrogées déclarant avoir une bonne ou très bonne compréhension de la finalité et des objectifs de la réglementation.	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant comprendre la finalité et les objectifs de la réglementation et le rôle du CRSE.	Enquête auprès des clients du secteur de l'électricité et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
Compréhension de la réglementation par le public	Compréhension des décisions de régulation par les clients et les acteurs du secteur	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant avoir une bonne ou très bonne compréhension des décisions des régulateurs.	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant comprendre les décisions de l'autorité de régulation.	Enquête auprès des clients du secteur de l'électricité et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
PIMC	Indice de transparence des coûts	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant que les coûts des unités opérationnelles sont transparents ou très transparents.	Score de 1 à 5 où 1 représente une transparence des coûts très faible et 5 une transparence des coûts très élevée de l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER) et de Senelec.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
PIMC	Qualité des données fournies par les opérateurs au CRSE	Pourcentage du personnel technique de la CRSE déclarant que la qualité des données reçues des opérateurs est bonne ou très bonne.	Niveau de qualité des données fournies par ASER et Senelec : très bon, bon, moyen, mauvais.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles

"Thème" / Concentration du Compact	Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur selon le plan de suivi et d'évaluation	Définition révisée de l'indicateur <sup>7</sup>	Source des données
Qualité du service	Indice de satisfaction des clients	Pourcentage de répondants à l'enquête se déclarant satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité reçue de leur fournisseur de services.	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Enquête auprès des clients de l'électricité
<b>Projet Transport</b>				
Qualité du service	Perception de la qualité du service par les clients	[Total des clients déclarant avoir une très bonne ou une bonne perception de la qualité des services d'électricité/nombre total de répondants à l'enquête] x 100	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Enquête auprès des clients de l'électricité
Qualité de l'électricité	Clients subissant au moins une interruption de service	[Total des clients déclarant avoir subi au moins une interruption de service au cours des sept derniers jours/nombre total de répondants à l'enquête] x 100.	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Enquête auprès des clients de l'électricité
Qualité de l'électricité	Nombre moyen d'interruptions de service subies Indice de fréquence moyenne des interruptions du système (SAIFI)	(Nombre total d'interruptions de service au cours des sept (7) derniers jours/nombre total de répondants à l'enquête)	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Enquête auprès des clients de l'électricité
Qualité de l'électricité Indice de durée moyenne des interruptions du système (SAIDI) / SAIFI	Durée moyenne des interruptions de service subies	[Durée moyenne totale des interruptions de service au cours des sept (7) derniers jours/nombre total d'interruptions de service enregistrées].	Pas de changement dans la définition de l'indicateur	Enquête auprès des clients de l'électricité

### III.2. Résultats supplémentaires pour les bénéficiaires

Le tableau III.2.1 présente une description des résultats supplémentaires pour les indicateurs additionnels qui viennent d'enquête quantitative auprès des clients de l'électricité. Nous avons ajouté ces indicateurs comme nous pensons qu'ils sont importants pour évaluer la logique du projet transport dans une évaluation future. Les valeurs pour ces indicateurs additionnels sont présentées dans la section IV de ce rapport, Résultats d'analyse. Le tableau décrit le lien entre ces indicateurs supplémentaires et les éléments de la théorie du changement, ainsi que les répondants pertinents pour chaque indicateur. Certains indicateurs sont pertinents pour les deux groupes de répondants (ménages et entreprises), tandis que d'autres indicateurs ne sont pertinents que pour l'un des groupes. Par exemple, l'indicateur *occurrence et fréquence des variations de tension* est pertinent pour les ménages et entreprises, tandis que l'indicateur *si une interruption de service ou une variation de tension a stoppé la production* n'est pertinent que pour les entreprises.

**Tableau III.2.1. Résultats supplémentaires pour les bénéficiaires**

Élément de la théorie du changement	Indicateur Référence	Ménages	Entreprises
Augmentation de la quantité d'électricité consommée	Quantité d'électricité consommée (& par habitant)	✓	✓
Amélioration de la fiabilité du réseau	Occurrence et fréquence des variations de tension	✓	✓
Réduction des dommages causés aux équipements par les surintensités de basse tension et de fréquence.	Survenance et coût des dommages	✓	✓
Une plus grande sécurité de production	Si une interruption de service ou une variation de tension a stoppé la production		✓
Diminution des coûts liés au redémarrage de la production	Coût du redémarrage de la production		✓
Augmentation des heures d'ouverture (également des services sociaux)	Durée de l'arrêt de fonctionnement de l'entreprise en raison d'interruption de service ou de variation de tension		✓
Augmentation de la valeur ajoutée de l'entreprise	Profits, revenus et coûts de l'entreprise		✓
Moins de dépenses pour les sources d'énergie de substitution	Dépenses énergétiques non liées à l'électricité. Part de l'électricité dans les dépenses énergétiques.	✓	✓
Augmentation du revenu du ménage	Revenu du ménage	✓	
Augmentation du surplus du consommateur pour une électricité de qualité	Volonté de payer (VDP) du consommateur	✓	✓

### III.3. Sources de données quantitatives

L'enquête sur les clients de l'électricité est la source de données quantitatives pour cette première phase de l'étude de référence. L'enquête sur les clients de l'électricité fournira les principales statistiques de référence pour une évaluation future des projets Réforme et Transport. A l'aide d'une enquête téléphonique, CATI, nous avons collectes des données auprès d'un échantillon représentatif des ménages (clients résidentiels avec connexion BT) et des entreprises (clients commerciaux avec connexion BT, MT ou HT) desservis par Senelec et par les concessions d'électrification rurale Dagana-Podor-St-Louis et Louga-Linguère-Kébémér. L'échantillon global comprend un échantillon pour le Projet Transport (clients de l'électricité dans la région de Dakar) et un échantillon pour le Projet Réforme (clients de l'électricité hors et dans la région de Dakar).

#### 1. Echantillonnage des clients de l'électricité

Nous présentons notre processus de développement de l'échantillon pour l'étude qui s'est fait en quatre étapes.

##### Étape 1 : Accéder aux bases de données clients de Senelec et des concessionnaires

Notre première tâche était d'accéder aux métadonnées de base sur les bases de données des clients de Senelec et des concessionnaires à partir desquelles nous avons finalement tiré notre base de sondage. En particulier, nous avons fait une requête de connaître les variables disponibles, les taux d'absence pour certaines variables clés (par exemple le numéro de téléphone), et le nombre de clients appartenant à chacune des principales strates (région, niveau de tension, type d'utilisation/type de client, consommation).

Dans le cadre du processus de demande des bases de données clients, nous avons déposé une demande auprès de la Commission de Protection des données personnelles (CDP) et de l'Agence Nationale de Statistique et de la Démographie (ANSD) afin de nous assurer que nous respectons toutes les exigences en matière de protection de la vie privée et de sécurité des données.

### Étape 2 : Echantillon des clients reçus de Senelec et strates

Nous avons reçu trois bases de données de Senelec qui comprennent 1) un échantillon de clients d'électricité de basse tension qui reçoivent des factures d'utilisation régulières et payent pour la consommation après le reçu de cette facture (compte post-payé), 2) les clients d'électricité de basse tension qui transfèrent de l'argent dans un compte avant la consommation d'électricité (dit « (connections) prépayé », et 3) les clients qui ont une connexion de moyenne ou haute tension (ces clients ont tous des comptes post-payés). Nous avons reçu toute la base de données des clients prépayés de Senelec ainsi que les clients MT/HT, cependant, nous n'avons reçu qu'une partie des clients post payé avec connexion BT. Nous ne savons pas comment ces clients post payé avec connexion BT ont été sélectionnés, par exemple, s'ils ont été sélectionnés au hasard ou si Senelec a sélectionné les 50 000 premiers ou les 50 000 derniers.

Pour nous assurer que les clients de différentes régions sont représentés dans l'échantillon de l'enquête, nous avons stratifié l'échantillon et effectué un échantillonnage aléatoire dans ces strates (décrit dans l'étape 4). Certains groupes d'intérêt, par exemple les clients HT et MT, ont été sélectionnés avec une probabilité plus élevée (par rapport à un échantillon aléatoire simple) parce que ces groupes représentent une petite partie de la population globale. Pour permettre à l'évaluation de corriger la probabilité d'inclusion dans l'échantillon, à la fois en raison de l'échantillonnage stratifié et de la disponibilité d'un numéro de téléphone fonctionnel, nous générerons des pondérations d'échantillonnage que nous utilisons dans l'analyse.

### Étape 3 : Développer et nettoyer la base de sondage

Nous avons ensuite développé une base de sondage nettoyée et nous nous sommes assurés de l'exhaustivité de toutes les variables pertinentes. Nous avons également créé de nouvelles variables par inférence. Par exemple, nous avons utilisé la variable délégation pour obtenir des informations sur les départements ou les communes des répondants et déterminer s'ils se trouvent dans ou dehors des zones d'intervention. Nous avons également utilisé la variable type de connexion pour déterminer si les clients ont une connexion ou ils ou elles paient un tarif résidentiel (« connexion résidentielle ») ou un tarif commercial (« connexion commerciale ») pour la consommation d'électricité.

### Étape 4 : Sélectionner un échantillon aléatoire stratifié

Enfin, nous avons sélectionné un échantillon d'enquête aléatoire stratifié de 1 500 ménages et 1 250 entreprises desservies par Senelec et deux concessionnaires ruraux (tableau III.3.1.). Nous n'avons pas reçu les données de deux autres concessions prévues pour la collecte de données et après discussion avec le MCA-Sénégal nous avons décidé de procéder à faire une enquête en personne dans la troisième concession (Kaffrine-Tamba-Kédougou). Étant donné que certaines strates étaient très petites, nous avons effectué un sur-échantillonnage afin de garantir un échantillon suffisant pour les principaux groupes d'évaluation et pour résister à l'attrition lors des vagues de suivi de la phase III. Nous avons stratifié en utilisant les variables clé suivantes pour nous assurer que l'échantillon est diversifié et représentatif de la population cible : région, niveau de tension, type de client, consommation, zone d'intervention.



Comme nous n'avons reçu que des variables village, département et nombre de clients par village de la concession Kaffrine-Tamba-Kédougou, nous avons sélectionné au hasard 16 villages pour la collecte en personne en veillant à ce qu'il y ait au moins un village par département et que l'échantillonnage au sein d'un département soit proportionnel à la taille du département. Une fois que nous avons sélectionné les 16 villages, nous avons demandé des informations sur les clients de la concession et nous avons reçu des informations sur le type de client (résidentiel et commercial) que nous avons utilisé pour sélectionner au hasard notre échantillon dans ces villages.

**Tableau III.3.1. Taille des échantillons prévus et proposé**

Sous-échantillon	Echantillon prévue ménages	Echantillon prévue entreprises (Connections BT, MT, HT)
Senelec zone d'intervention projet Transport (les départements de la région de Dakar)	650	650
Senelec zone d'intervention projet réforme (hors projet Transport)	450	300
Concessions	400	300
<b>Total</b>	<b>1500</b>	<b>1250</b>

## 2. Taille de l'échantillon et calcul de puissance

Nous utilisons le programme *itspower* dans le logiciel *Stata* pour les calculs de puissance statistique (Kontopantelis 2018). Ce programme fait des calculs pour l'estimation de séries chronologiques interrompues à la base de simulations. Etant donnée que nous n'avons pas de données pour le Sénégal, les paramètres utilisés pour ces estimations—en particulier la moyenne et l'écart type—viennent de données sur des ménages et des petites et moyennes entreprises du Bénin collecté par Mathematica dans le cadre d'une évaluation du projet financé par le MCC et le gouvernement du Bénin. Nous faisons les calculs de puissance pour les deux indicateurs clé du tableau ITT du compact, la fréquence d'interruptions de l'électricité (SAIFI) et la durée totale de ces interruptions (en minutes) (SAIDI). Nous faisons des hypothèses sur la corrélation entre les observations successives de l'enquête téléphonique avec la matrice suivante qui indique une certaine corrélation entre les observations, mais qui est décroissante dans le temps :

$$\begin{pmatrix} 1, 0.5, 0.4, 0.3 \\ 0.5, 1, 0.5, 0.4 \\ 0.4, 0.5, 1, 0.5 \\ 0.3, 0.4, 0.5, 1 \end{pmatrix}$$

Avec un échantillon de 300 clients—la taille des sous-groupes d'intérêt—, un taux de réponse de 80% et une moyenne de trois observations avant que l'infrastructure construite ne soit mise en service, nous avons une puissance qui surpasse 80% pour détecter des changements de 0.2 écarts-type pour le SAIDI et le SAIFI.

Tableau III.3.2. Calcul de puissance<sup>1</sup>

Indicateur	Moyenne	Ecart-type	Echantillon Sous-groupe	Taux de réponse	Effet Minimal détectable	Puissance
SAIFI	2.5	3.04765	300	80%	0.61	81.5 Intervalle 95%: [79.1 - 83.9]
SAIDI (minutes)	192.226	457.7417	300	80%	92	81.5 Intervalle 95%: [79.1 - 83.9]

<sup>1</sup> Commandes d'estimation :

- SAIFI  
matrix Cmat = (1, 0.5, 0.4, 0.3 \ 0.5, 1, 0.5, 0.4 \ 0.4, 0.5, 1, 0.5 \ 0.3, 0.4, 0.5, 1)  
matrix Smat\_saifi = (3.05, 3.05, 3.05, 3.05)  
itspower , sn(1000) nuts(240) prepoints(3) lvmn(0.61) corr(Cmat) sd(Smat\_saifi) seed(5102022)
- SAIDI  
matrix Cmat = (1, 0.5, 0.4, 0.3 \ 0.5, 1, 0.5, 0.4 \ 0.4, 0.5, 1, 0.5 \ 0.3, 0.4, 0.5, 1)  
matrix Smat = (460, 460, 460, 460)  
itspower , sn(1000) nuts(240) prepoints(3) lvmn(92) corr(Cmat) sd(Smat) seed(5102022)

### 3. Collecte des données quantitatives

Notre partenaire Société de Développement International (SDI) a effectué la collecte des données CATI auprès des ménages et des entreprises desservis par Senelec et par les concessions d'électrification rurale Dagana-Podor-St-Louis et Louga-Linguère-Kébémér. La collecte des données CATI a été effectuée en utilisant un centre d'appels téléphoniques basé à Dakar pendant 16 semaines, entre le 16 mars 2022 et le 30 juin 2022. SDI a équipé le centre d'appels téléphoniques avec le dispositif d'appel d'Orange (IpSoftphone). SDI et Mathematica ont organisé une formation rigoureuse dans le centre d'appels du 28 février au 07 mars 2022. La formation avait été assurée par une équipe d'experts composée de membres de la SDI, de Mathematica et du MCA- Sénégal II<sup>9</sup>, et a vu la participation de 7 téléenquêteuses dont les 4 meilleurs ont été retenues pour participer à l'enquête. À la fin de la formation, SDI et Mathematica ont organisé un test pilote au cours duquel les téléenquêteuses s'exerçaient à faire des appels et à administrer l'enquête à des répondants non inclus dans l'échantillon pour l'enquête.

Au début, nous avons prévu d'effectuer toutes les collectes de données par téléphone à partir du centre d'appels. Cependant, lorsque nous avons demandé des bases de données clients auprès Senelec et les concessionnaires ruraux, nous avons appris que l'une des concessions n'avait pas de numéros de téléphone fiables dans sa base de données clients (la concession Kaffrine-Tamba-Kédougou). Par conséquent, nous avons décidé de contacter ces clients en personne. A l'aide d'une enquête en personne sur tablette, CAPI, nous avons collectes des données auprès d'un échantillon représentatif des ménages (clients résidentiels avec connexion BT) et des entreprises (clients commerciaux avec connexion BT) desservis par cette concession dans les régions de Kaolack (Birkélane-Kaolack), Kaffrine (Koungheul, Malem Hodar, Kaffrine), Tambacounda (Koumpentoum, Tambacounda) et Kédougou (Bandafassi). Notre partenaire COGEMAP a mené la collecte des données CAPI pendant une semaine du 20 au 24 juin 2022. COGEMAP a organisé une formation et une pratique rigoureuses pour 14 enquêteurs et superviseurs pendant la semaine précédant la collecte des données (du 13 au 16 juin 2022).

<sup>9</sup> MCA-Sénégal II a participé en tant qu'observateur.

SDI et COGEMAP ont pris l'ensemble des dispositions pour que les collectes de données se passent dans les meilleures conditions. A cet effet, les téléenquêteuses ont reçu des écouteurs et tablettes neufs, des blocs notes ainsi des ordinateurs sur lesquels le dispositif d'appel est installé. Les enquêteurs ont reçu des tablettes contenant le logiciel de collecte Survey Solutions déjà paramétré avec toutes les affectations de cas par enquêteur ainsi que les blocs notes et stylos. L'équipe chargée du bon déroulement de l'enquête était composée de plusieurs membres dont le programmeur qui assurait la programmation du questionnaire et le contrôle qualité des données pendant l'enquête et le superviseur qui assurait le bon déroulement de l'enquête. Il y avait également les représentants de Mathematica dont le rôle a principalement consisté à superviser le travail de SDI et COGEMPA afin de s'assurer que l'enquête se déroulait bien avec le respect strict de la méthodologie qui fut définie. Sans s'en limiter, le travail des superviseurs de la collecte des données a consisté entre autres à :

- ✓ Faire la répartition de l'échantillon par agent ;
- ✓ Faciliter la compréhension de certaines expressions utilisées dans les questionnaires ;
- ✓ Contrôler, en fin de journée la qualité des données compilées de chaque enquêteur ;
- ✓ S'assurer que les interviews soient réalisées de manière adéquate. Suivre quelques entretiens pour s'assurer que les enquêteurs posent les questions de la bonne manière et que les réponses sont enregistrées correctement et prodiguer des conseils pratiques aux enquêteurs (enquête CAPI);
- ✓ Coordonner l'ensemble du travail de terrain.
- ✓ Convaincre certains répondant difficile de participer à l'étude ;
- ✓ Localiser et corriger les questionnaires rejetés ;
- ✓ Former les nouveaux agents enquêteurs ;
- ✓ Assurer la gestion des cas des appels (enquête CATI) ;
- ✓ Tenir des débriefings réguliers avec l'équipe de collecte pour assurer la qualité des données
- ✓ Faire un rapport hebdomadaire à Mathematica et à SDI

#### 4. Prévention liée au COVID-19

Plusieurs mesures de lutte contre le COVID-19 ont été respectées pendant la collecte de données et ce conformément au plan de contingence défini avec le MCA-Senegal II.

Pour la collecte de données CATI ces mesures ont consisté notamment à l'installation d'un dispositif de lavage des mains à l'entrée du centre d'appels, l'instauration d'une distance d'un mètre entre les téléenquêteuses dans la salle de production, l'instauration du port de masque obligatoire ainsi que le nettoyage quotidien du centre d'appel. Le matériel de travail (ordinateurs, casque, tablette) est désinfecté à la fin de chaque journée de travail, en tout cas avant de passer d'une main à une autre. Les téléenquêteuses ont également été invitées à limiter au maximum le contact entre elles et de ne pas venir au centre d'appels en cas de doute sur leur état de santé.

Pour la collecte de données CAPI ces mesures ont consisté notamment à utiliser de gel hydroalcoolique par les agents enquêteurs durant la collecte, l'instauration d'une distance d'un mètre entre les enquêteurs et les enquêtés pendant les entretiens, l'obligation de porter un masque lors d'un entretien. Les mesures mises en œuvre ont permis de maintenir le rythme de la collecte des données.

#### 5. Disposition de sécurité et de contrôle de la qualité des données

La sécurité des données et le contrôle de la qualité des données ont été au cœur de la stratégie de Mathematica, SDI et COGEMAP. Les tablettes et les ordinateurs des téléenquêteuses ont été protégés par un mot de passe. L'accès aux données sur le serveur Survey Solution a été limité aux membres de l'équipe de SDI, COGEMAP et Mathematica. Chaque personne s'est vu attribuer un code d'accès sur le serveur. Bien que le serveur de Survey Solutions soit assez sécuritaire, les données ont été téléchargées

hebdomadairement et sauvegardées dans un ordinateur dédié à cet effet. Cette mesure a permis de prévenir tout « bug » informatique qui pourra amener à des pertes de données. L'ordinateur dans lequel ont été sauvegardées les données était protégé par un mot de passe. Cette activité a été la responsabilité du programmeur durant la phase de la collecte des données.

Le contrôle de qualité des données CATI a été fait à cinq niveaux :

1. **Écoute en direct des appels** : Le superviseur écoutait discrètement des interviews pour s'assurer que les télénquêtrices posent bien les questions et relancent les répondants comme il le faut. Pendant le premier mois de la collecte plus de 450 enquêtes ont été écoutées par le superviseur qui étaient présent dans le centre d'appel, soit un taux d'environ 72%. L'écoute en direct des appels a permis de corriger les télénquêtrices en même temps en cas d'utilisation de mots inappropriés et pour améliorer la stratégie d'accroche.
2. **Écoute des audios des appels après entretien** : À partir de la deuxième semaine de la collecte, le superviseur et le coordinateur sélectionnaient hebdomadairement au hasard un échantillon de 20% des appels réalisés pour les réécouter et comparer les données saisies aux réponses du répondant. En fonction des types d'erreurs détectés à l'issue de ce contrôle, les télénquêtrices étaient appelées soit à corriger les questionnaires, soit à reprendre les enquêtes.
3. **Relecture des questionnaires par le superviseur d'enquête avant leur validation** : une relecture systématique de toutes les réponses a été effectuée par le superviseur et le programmeur avant la validation des données sur le serveur. Lorsque ces derniers rencontrent des valeurs aberrantes ou incohérentes, ils rejettent systématique le questionnaire concerné avec des commentaires à l'appui.
4. **Contrôle informatique de la qualité des données** : un do file était écrit pour contrôler toute incohérence dans les données (chez SDI et Mathematica). Le do-file était exécuté une fois par semaine et les questionnaires qui présentent des problèmes majeurs étaient rejetés et renvoyés aux télénquêtrices.

Le contrôle de qualité des données CAPI a également été fait à cinq niveaux :

5. **Les enquêteurs** étaient chargés de toutes les vérifications nécessaires pour s'assurer du bon remplissage du questionnaire et de sa synchronisation au serveur.
6. **Les superviseurs** assuraient, apportaient des solutions aux problèmes rencontrés par les enquêteurs s'assuraient que les interviews soient réalisées de manière adéquate en suivant quelques entretiens pour s'assurer que les enquêteurs posent les questions de la bonne manière et que les réponses sont enregistrées correctement et en prodiguant des conseils pratiques aux enquêteurs. Ils contrôlaient, en fin de journée la qualité des données compilées de chaque enquêteur et à l'issue de ce contrôle si le cas est complet et ne présente pas d'erreurs, il est validé par le superviseur. Le cas est rejet (retourner à l'enquêteur) pour correction s'il est incomplet ou comporte des erreurs. Ils tenaient également des débriefings réguliers avec l'équipe de collecte pour assurer la qualité des données.
7. **Le coordinateur des opérations** de collecte des données supervisait le travail des enquêteurs et des superviseurs qu'il assiste dans la gestion des équipes et des matériels. Il était le point focal pour toutes les difficultés rencontrées dans l'administration du questionnaire. Il amendait et validait les comptes rendus et les rapports de réunion de l'état d'avancement des enquêtes rédigés par le superviseur. Son rôle est très important dans la mesure où son travail permet d'assurer la qualité des données.
8. **Représentants de Mathematica** dont le rôle a principalement consisté à superviser le travail de COGEMAP, apporter des solutions aux problèmes, et vérifier la cohérence des données.

## 6. Taux de réponse de la collecte de données et difficultés rencontrées

Dans cette section nous présentons le taux de réponse par type d'enquête CATI et CAPI, selon que nous avons reçu ou non une base de données clients avec numéros de téléphone. Comme mentionné précédemment dans cette section, pour mener l'enquête CATI nous avons reçu une base de données de Senelec et des concessions d'électrification rurale Dagana-Podor-St-Louis et Louga-Linguère-Kébémér avec les numéros de téléphone des clients. Comme nous n'avons pas reçu de base de données clients avec des numéros de téléphone fiables de la concession Kaffrine-Tamba-Kédougou, nous avons effectué une collecte de données CAPI et présentons le taux de réponse de cet effort séparément.

Le tableau III.3.3 présente le taux d'achèvement globale par rapport à l'échantillon prévu (ménages et entreprises). Au début de la collecte des données, nous avons réparti l'échantillon de manière à obtenir un échantillon représentatif de clients résidentiels et commerciaux dans et hors de la zone de mise en œuvre du projet Transport, ainsi que des entreprises avec des connexions BT, MT et HT, comme indiqué dans le tableau III.3.4, colonne Echantillon cible original. Nous avons noté dans notre rapport de démarrage que sans un test des numéros de téléphone, nous risquions de ne pas atteindre tous les échantillons cible par sous-groupes. En effet, en raison de la forte non-réponse des clients avec connexion MT/HT et la plus petite base de sondage de clients MT/HT, cela n'a pas été possible. Lors de discussions avec MCA-Sénégal II, nous avons décidé de compenser le nombre d'échantillon MT/HT par les groupes de répondants « les plus proches » et pertinents – clients commerciaux avec connexion BT. Par conséquent, nous avons augmenté le nombre cible de clients commerciaux avec connexion BT et réduit le nombre cible de clients MT/HT (tableau III.3.4, colonne Echantillon cible final). Nous suggérons un contact en personne avec les clients MT/HT dans une phase future.

**Tableau III.3.3. Taux d'achèvement global**

Type d'échantillon	Echantillon cible	Nombre achevés	Taux d'achèvement
Entreprises	1250	1268	101%
Ménages	1500	1507	100%
<b>Total</b>	<b>2750</b>	<b>2775</b>	<b>101%</b>

**Tableau III.3.4. Echantillon cible original et final (CATI)**

Type d'échantillon	Echantillon cible original	Echantillon cible final
Ménages (Dakar / projet Transport)	650	650
Ménages (hors Dakar / hors projet Transport)	450	450
Entreprises BT (Dakar / projet Transport)	325	519
Entreprises BT (hors Dakar / hors projet Transport)	150	211
Entreprises MT/HT (Dakar / projet Transport)	330	70
Entreprises MT/HT (hors Dakar / hors projet Transport)	150	150
Entreprises BT concessions	196	196
Ménages concessions	240	240
<b>Total</b>	<b>2491</b>	<b>2486</b>

Le tableau III.3.5 présente l'échantillon cible final, le nombre des cas achevés et le taux d'achèvement pour l'enquête CATI par type d'échantillon. Nous avons dépassé le nombre de cas cibles dans presque chaque catégorie d'échantillon.

**Tableau III.3.5. Taux d'achèvement par type d'échantillon (CATI)**

Type d'échantillon	Echantillon cible	Nombre achevés	Taux d'achèvement
Ménages (Dakar / projet Transport)	650	650	100%
Ménages (hors Dakar / hors projet Transport)	450	452	100%
Entreprises BT (Dakar / projet Transport)	519	534	103%
Entreprises BT (hors Dakar / hors projet Transport)	211	214	101%
Entreprises MT/HT (Dakar / projet Transport)	70	69	99%
Entreprises MT/HT (hors Dakar / hors projet Transport)	150	159	106%
Entreprises BT concessions	196	198	101%
Ménages concessions	240	252	105%
<b>Total</b>	<b>2486</b>	<b>2528</b>	<b>102%</b>

La collecte de données CATI a pris plus de temps que prévu principalement en raison de difficultés à joindre les clients MT/HT. Les numéros de téléphone qui existaient dans les bases de données des clients n'étaient souvent pas fiables et les télénquêtrices devaient les appeler plusieurs fois à différents jours et heures de la semaine pour établir contact avec eux. Étant donné qu'il y avait un nombre des clients MT/HT limité et beaucoup avaient des numéros de téléphone non fiables, nous ne pouvions pas les remplacer par d'autres clients MT/HT et nous devons continuer à essayer de les joindre. Quand un contact venait à être établi avec clients MT/HT, le répondant ne disposait pas souvent de temps à accorder aux enquêteurs ou n'étaient pas en mesure de répondre aux questions qui lui étaient posées. De plus, certaines entreprises refusaient parfois de fournir des réponses aux questions liées au revenu malgré tous les efforts déployés pour leur assurer de la confidentialité des information fournies.

Pour faciliter la collaboration des clients MT/HT, nous avons fait des suivis avec eux pour leur fournir plus d'informations sur l'étude et l'enquête par courriel. MCA-Senegal II a également organisé des communications annonçant l'enquête dans les radios et chaînes de télévision nationales ainsi que dans la presse écrite. Cela a permis d'améliorer quelque peu, le taux d'achèvement au niveau des clients MT/HT et à faciliter leur collaboration. Concernant l'in-joignabilité et le cas des numéros qui ne fonctionnaient pas, une tentative de chercher de meilleurs numéros sur internet a été faite, toutefois l'amélioration a été moindre. En conséquence, nous avons dû remplacer les entreprises MT/HT qui n'a pas pu être contacté par des entreprises BT afin d'atteindre le nombre d'entreprises prévu pour l'échantillon.

Le tableau III.3.6 présente l'échantillon cible, le nombre des cas achevés et le taux d'achèvement pour l'enquête CAPI dans la concession Kaffrine-Tamba-Kédougou ou l'enquête a été mené en personne par type d'échantillon. Le taux d'achèvement pour cet effort de collecte de données est moins de 100 pour cent parce que nous avons reçu un nombre limité des répondants avec information de contacte et certains de ces répondants n'avaient pas leurs compteurs installés ou n'étaient pas trouvés dans leurs villages. Cependant, le nombre plus bas du taux d'achèvement dans la collecte de données CAPI est compensé par le nombre plus élevé du taux d'achèvement dans la collecte de données CATI et cela nous a permis d'atteindre l'échantillon prévu de 2750 ménages et entreprises.

**Tableau III.3.6. Taux d'achèvement par type d'échantillon (CAPI)**

Type d'échantillon	Echantillon cible	Nombre achevés	Taux d'achèvement
Entreprises BT concessions	104	94	97%
Ménages concessions	160	153	96%
<b>Total</b>	<b>264</b>	<b>247</b>	<b>94%</b>

### III.4. Sources de données qualitatives

#### Enquêtes auprès des parties prenantes institutionnelles et Évaluation réglementaire

La première source de données qualitatives pour cette phase de collecte de données était l'enquête qualitative auprès des parties prenantes du secteur de l'énergie au Sénégal. L'objet de cette enquête était d'obtenir des informations de base cruciales pour les indicateurs liés à la mise en œuvre du compact, à la santé économique du secteur (y compris le coût de l'électricité), aux performances de la compagnie nationale, etc. La deuxième source de données qualitatives était l'enquête pour l'évaluation réglementaire. L'objet de cette évaluation était d'établir la situation de référence en matière de réglementation régissant le secteur de l'électricité au Sénégal, par rapport à laquelle les interventions du Compact dans le cadre du Projet Réforme peuvent être évaluées. Les résultats d'analyse de ces deux efforts sont décrits dans la Section IV, Résultats d'analyse.

Les deux activités de collecte de données ont consisté en entretiens avec les parties prenantes et les bénéficiaires, menés par le biais d'entretiens en personne ou par vidéoconférence à l'aide de plateformes telles que Zoom et WebEx. La collecte de données pour les deux enquêtes a commencé le 21 de février 2022 par une visite en personne de l'équipe de Mathematica à Dakar. Après la visite en personne, la collecte de données s'est poursuivie à distance par vidéoconférence. La plupart des entretiens ont été réalisés en mars et début avril 2022. Le tableau III.4.1 présente l'échantillon qualitatif pour l'enquête auprès des parties prenantes institutionnelles et le tableau III.4.2 présente l'échantillon qualitatif pour l'évaluation réglementaire. L'échantillon a compris des parties prenantes ayant une connaissance approfondie du secteur de l'énergie au Sénégal et qui ont un intérêt dans la mise en œuvre du Compact. Nous avons inclus également des bénéficiaires qui apportent une perspective différente à certaines lignes d'enquête.

**Tableau III.4.1. Echantillon qualitatif pour l'enquête auprès des parties prenantes institutionnelles**

Parties prenantes	Nombre de personnes interviewés
Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)	1
Associations de consommateurs	4
Bailleurs de fonds actifs dans le secteur au Sénégal	3
Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)	4
Concessionnaires d'électrification rurale	3
Consultants du Compact	5
Millennium Challenge Account-Sénégal II	4
Millennium Challenge Corporation (MCC)	4
Ministère de la Femme, de la Famille, du Genre et de la Protection des Enfants (MFFGPE)	2
Ministère des Finances et du Budget (FSE)	3
Ministère du Pétrole et des Energies (MPE)	4
Presse	2
Producteurs Indépendants d'Électricité (IPP)	1
Représentants des entreprises locales	1
Secrétariat General de la Présidence	1
Senelec	6
Syndicats / Représentants des travailleurs	12
<b>Total</b>	<b>60</b>

**Tableau III.4.2. Echantillon qualitatif pour l'évaluation réglementaire<sup>10</sup>**

Parties prenantes	Nombre de personnes interviewés
Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)	1
Bailleurs de fonds actifs dans le secteur au Sénégal	3
Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)	4
Concessionnaires d'électrification rurale	3
Consultants du Compact	2
Millennium Challenge Account-Sénégal II	2
Ministère des Finances et du Budget (FSE)	3
Ministère du Pétrole et des Energies (MPE)	5
Producteurs Indépendants d'Électricité (IPP)	1
Secrétariat General de la Présidence	1
Secteur privé	1
Senelec	6
<b>Total</b>	<b>32</b>

Les entretiens pour les deux enquêtes qualitatives ont été complétés par des examens de documents clés reçus du MCA-Sénégal II et des parties prenantes, tels que le plan de S&E du Compact, le rapport sur l'analyse des contraintes du Sénégal, les rapports d'étude tarifaire, le Plan d'Action Genre et Inclusion Sociale (PAGIS) les rapports sur l'ERI, et autres documents.

<sup>10</sup> Certaines parties prenantes ont été interviewé pour les deux composantes.



**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## IV. Résultats d'analyse

### IV.1. Principaux résultats quantitatifs de référence pour les projets Réforme et Transport

Cette section présente les principaux résultats quantitatifs de référence pour les projets Réforme et Transport. Nous présentons les valeurs des indicateurs clés et supplémentaires séparément par : 1) type de client – entreprises avec une connexion MT ou HT, entreprises avec une connexion BT alimenté par la Senelec, ménages avec une connexion BT alimenté par la Senelec et clients des concessionnaires avec une connexion BT et 2) projet – Transport (répondants de la région de Dakar<sup>11</sup>) et Reforme (répondants au niveau national). Ci-dessous, nous présentons les valeurs de chaque indicateur par type de client et de projet, et discutons des résultats.

#### 1. Satisfaction globale des clients par rapport à la qualité de l'électricité et du service client

**La satisfaction à l'égard de la qualité de l'électricité est mesurée par la satisfaction des répondants à l'égard des interruptions de service et des variations de tension. Les clients commerciaux avec des connexions MT/HT ont signalé le taux de satisfaction le plus bas concernant les interruptions de service et les variations de tension.** Près de 80 pour cent des clients commerciaux disposant d'une connexion BT ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits de la qualité de l'électricité qu'ils ont reçue, telle qu'évaluée par les interruptions de service et les variations de tension (tableau IV.1.1). Les clients résidentiels et des concessionnaires ont signalé des taux de satisfaction similaires avec les variations de tension, environ 70 pour cent étaient satisfaits ou très satisfaits. Les taux de satisfaction de ces deux types de clients diffèrent légèrement pour les interruptions de service. Environ 52 pour cent des clients résidentiels et 65 pour cent des clients de concessionnaires ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits avec le niveau d'interruptions de service. Les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT n'étaient satisfaits qu'à 20 pour cent des interruptions de service et à 50 pour cent des variations de tension.

**La satisfaction à l'égard du service client est mesurée par la satisfaction des répondants concernant la facturation, les réparations au niveau du branchement, le temps de branchement et la gestion des plaintes et varie considérablement, allant de 2 à 88 pour cent selon le type de service et de client.** Les clients résidentiels et les clients commerciaux disposant d'une connexion BT semblent avoir les taux de satisfaction les plus élevés dans les quatre types de service client, près de 90 pour cent déclarant être très satisfaits ou satisfaits des réparations au niveau de leur branchement (tableau IV.1.1). Un peu plus de la moitié des clients commerciaux disposant d'une connexion BT ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits du service de facturation. Les concessionnaires ont signalé des taux de satisfaction similaires (allant de 40 à 50 pour cent) dans les quatre types de service à la clientèle. Les clients commerciaux avec une connexion MT/HT semblent avoir les taux de satisfaction les plus bas parmi les quatre types de service client. Seuls 2 pour cent ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits de la facturation, seulement 10 pour cent de la gestion des plaintes et environ 17 pour cent ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits du temps de connexion et des réparations de leur branchement. La différence de perception du service client entre les clients avec une connexion MT/HT et les clients commerciaux avec une connexion BT est frappante et pourrait justifier une enquête plus approfondie.

---

<sup>11</sup> Nous n'avons pas encore reçu les données administratives qui nous permettraient de lier les comptes clients au poste concerné à Dakar.

**Tableau IV.1.1. Satisfaction globale des clients par rapport à la qualité de l'électricité et du service client et ses composantes**

Indicateur	MT/HT (n = 228)	BT commerciale (n= 748)	BT résidentielle (n= 1102)	BT concessions (n= 697)
<b>Projet Reforme</b>				
Satisfaction par rapport à la ( <i>pourcentage satisfait ou très satisfait</i> ) :				
Qualité de l'électricité en ce qui concerne les interruptions de service	19,5	79,2	72,6	64,4
Qualité de l'électricité en ce qui concerne les variations de tension	49,7	80,2	78,8	69,2
Qualité du service client en ce qui concerne la facturation	2,1	56,2	40,2	45,3
Qualité du service client en ce qui concerne les réparations au niveau du branchement	17,3	87,8	48,7	53,0
Qualité du service client en ce qui concerne le temps de branchement	16,2	74,0	59,0	53,5
Qualité du service client en ce qui concerne la gestion des plaintes	10,6	72,9	37,3	43,0
<b>Indice global de satisfaction des clients</b>	<b>18,9</b>	<b>73,9</b>	<b>55,3</b>	<b>55,2</b>

Note : La satisfaction des clients qui est dans le premier tercile est indiquée en rouge, dans la deuxième tercile – en orange et dans la troisième tercile – en vert.

## 2. Compréhension de la régulation par les clients

**Dans l'ensemble, les clients de l'électricité ont signalé une très faible compréhension de l'objectif de la réglementation du secteur de l'électricité, du rôle du régulateur et des décisions réglementaires dans le secteur de l'électricité (tableau IV.1.2).** La compréhension des clients de la réglementation du secteur de l'électricité est mesurée par un indice qui compile quatre questions d'enquête portant sur la connaissance : 1) de la CRSE, 2) le but des régulations, 3) du rôle de la CRSE et 4) des décisions réglementaires du secteur de l'électricité. Seulement un peu plus de 15 pour cent des clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT ont déclaré connaître le régulateur du secteur de l'électricité et environ 10 pour cent de ces répondants comprennent le rôle du régulateur et ses décisions réglementaires. Cependant, seuls 2 pour cent des clients MT/HT comprennent le but des régulations dans le secteur de l'électricité. La connaissance du régulateur du secteur de l'électricité est encore plus faible pour les clients avec une connexion BT, elle varie de 3 à 8 pour cent. Parmi les clients commerciaux de BT qui ont déclaré connaître le régulateur du secteur de l'électricité (8 pour cent), environ un quart seulement ont déclaré comprendre le rôle du régulateur et ses décisions réglementaires. Parmi les clients résidentiels et concessionnaires qui ont déclaré connaître le régulateur du secteur de l'électricité (7 et 3 pour cent, respectivement), environ la moitié seulement ont déclaré comprendre le rôle du régulateur dans le secteur de l'électricité et un pourcentage plus faible (35 pour cent) ont déclaré ils comprennent les décisions réglementaires de la CRSE.

Ces résultats sont cohérents avec les résultats de l'analyse qualitative selon lesquels les acteurs tels que les associations de consommateurs et le public n'ont pas une aussi bonne compréhension des décisions réglementaires et des nouvelles politiques et réglementations sectorielles par rapport aux parties prenantes du secteur de l'électricité. Ce dernier groupe estime que les décisions du régulateur sont suffisamment claires et bien documentées, et ils semblent comprendre les nouvelles politiques et réglementations sectorielles ainsi que le but et les objectifs généraux de la réglementation sectorielle.

Tableau IV.1.2. Compréhension de la régulation par les clients

Indicateur	MT/HT	BT commerciale	BT résidentielle	BT concessions
<b>Projet Reforme</b>				
Connaissance du CRSE ( <i>pourcentage</i> )	15,4	8,2	7,4	3,4
Compréhension du but des régulations dans le secteur de l'électricité ( <i>pourcentage</i> )	2,1	3,3	6,8	4,8
<i>Parmi les clients qui ont déclaré qu'ils connaissent le CRSE : Compréhension du rôle de la CRSE (pourcentage)</i>	10,8	24,8	47,8	47,3
<i>Parmi les clients qui ont déclaré qu'ils connaissent le CRSE : Compréhension des décisions réglementaires du secteur de l'électricité de la part de la CRSE (pourcentage)</i>	10,2	22,2	35,6	35,3
<b>Indice (global) de compréhension de la régulation par les clients</b>	5,3	4,2	6,0	3,6

Note : Pour la construction de l'indice les questions sur la compréhension du rôle du CRSE et des décisions réglementaires reçoivent une valeur de zéro quand le répondant ne connaît pas le CRSE.

### 3. Fiabilité et stabilité du réseau (Projet Transport)

Cette section présente les perceptions des clients sur la fiabilité et la stabilité du réseau électrique, les conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau pour le client, ainsi que leurs résultats économiques. La fiabilité et la stabilité du réseau électrique se mesurent par l'occurrence et le nombre moyen d'interruptions de service et de variations de tension. Nous présentons les résultats pour les clients de l'électricité situés dans la région de Dakar où le projet Transport sera mis en œuvre.

**Les résultats suggèrent que tous les clients subissent moins de variations de tension que d'interruptions de service, mais les deux ont tendance à être ressentis à un rythme plus élevé parmi les clients commerciaux et résidentiels avec une connexion BT qui signalent des niveaux plus élevés pour les deux (tableau IV.1.3).** Environ 60 pour cent des clients commerciaux et résidentiels disposant d'une connexion BT ont déclaré avoir subi au moins une interruption de service d'électricité au cours des sept derniers jours, tandis qu'environ 1 pour cent seulement des clients disposant d'une connexion MT/HT ont déclaré en avoir subi une au cours des sept derniers jours. Cependant, le nombre moyen d'interruptions de service est légèrement plus élevé pour ce dernier groupe, comme montré dans le tableau IV.1.3. La durée de ces interruptions de service est également légèrement supérieure pour les clients commerciaux avec connexion MT/HT, 150 minutes, contre environ 140 pour les deux autres groupes. Fait intéressant, la satisfaction à l'égard des interruptions de service est considérablement plus élevée chez les clients commerciaux et résidentiels avec une connexion BT (environ 80 pour cent), par rapport aux clients avec une connexion MT/HT où seulement 34 pour cent environ ont déclaré être satisfaits ou très satisfaits des interruptions de service.

**Les clients de l'électricité à Dakar connaissent moins de fluctuations de tension et signalent donc des taux de satisfaction plus élevés à l'égard des fluctuations de tension par rapport aux interruptions de service (tableau IV.1.3).** Environ 1 pour cent seulement des clients commerciaux avec MT/HT ont déclaré avoir subi des fluctuations au cours des sept derniers jours, contre un quart des clients commerciaux avec une connexion BT. Le nombre moyen de fluctuations subies au cours des sept derniers jours est similaire pour les clients commerciaux MT/HT et BT, environ 3, et il est légèrement inférieur pour les clients résidentiels, à 2. Dans l'ensemble, la satisfaction des clients à l'égard des

fluctuations de tension par groupe est supérieure à la satisfaction à l'égard des interruptions de service, probablement en raison du faible pourcentage de répondants subissant des fluctuations de tension. Fait intéressant, alors que les clients commerciaux avec une connexion MT/HT sont moins susceptibles de subir des interruptions de service et des variations de tension par rapport aux clients commerciaux et résidentiels avec une connexion BT, ils semblent moins satisfaits que les deux autres groupes de la qualité de l'électricité reçue en ce qui concerne les deux, interruptions de service et variations de tension. Cela pourrait s'expliquer par le fait que les conséquences de ces interruptions et fluctuations sont plus importantes pour les clients MT/HT ; ou parce que leurs tarifs plus élevés entraînent des attentes plus élevées en termes de qualité de l'électricité.

**Tableau IV.1.3. Fiabilité et stabilité du réseau**

Indicateur	MT/HT-Dakar	BT commerciale-Dakar	BT résidentielle-Dakar
<b>Projet Transport</b>			
Occurrence d'interruptions de service (pourcentage)	1,3	60,4	56,8
Nombre d'interruptions de service (pendant les sept derniers jours) (SAIFI)	3,4	2,8	2,8
Durée moyenne des interruptions de service subies (minutes)	149,9	138,3	140,0
Satisfaction avec les interruptions de service (pourcentage satisfait ou très satisfait)	34,0	82,3	75,0
Occurrence des fluctuations de tension (pourcentage)	0,6	24,2	18,1
Nombre de fluctuations de tension (pendant les sept derniers jours)	2,6	2,7	1,9
Satisfaction avec fluctuations de tension (pourcentage satisfait ou très satisfait)	60,5	83,5	81,3

Le tableau IV.1.4 présente les conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau électrique pour les clients commerciaux et résidentiels à Dakar. Ci-dessous, nous discutons si une interruption de service ou une variation de tension a stoppé les opérations de leur entreprise, la survenance de dommages dans les appareils ou autres équipements électroniques, le coût des dommages, ainsi que la durée moyenne des temps d'arrêt de fonctionnement de l'entreprise en raison de ces interruptions de service au cours de sept derniers jours.

**Un peu moins de la moitié de tous les clients commerciaux de Dakar (MT/HT et BT) ont signalé qu'une interruption de service ou une fluctuation de tension a stoppé les opérations de leur entreprise, entraînant des dommages aux appareils ou aux équipements pour environ 14 pour cent, mais les coûts associés à cette instabilité du réseau varient selon le type de client.** Le coût moyen des dommages aux appareils ou autres équipements électroniques résultant d'interruptions de service ou de variations de tension au cours des sept derniers jours est le plus élevé pour les clients commerciaux de BT (environ 98 milles CFA) et le plus bas pour les clients résidentiels (environ 34 milles CFA). Les clients MT/HT ont déclaré avoir subi environ 65 milles FCFA de dommages au cours des sept derniers jours. Cependant, les clients MT/HT ont déclaré encourir les coûts les plus élevés pour redémarrer leur production après une interruption de service (environ 767 milles CFA contre 21 milles CFA pour les clients BT). Comme prévu, les clients MT/HT ont signalé une durée moyenne d'indisponibilité commerciale plus longue en raison d'une interruption de service, 15 minutes, contre environ 6 minutes pour les clients BT.

**Tableau IV.1.4. Conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau**

Indicateur	MT/HT-Dakar <sup>12</sup>	BT commerciale-Dakar	BT résidentielle-Dakar
<b>Projet Transport</b>			
Si une interruption de service ou une variation de tension a stoppé la production (pourcentage)	42,9	42,6	n.a.
Coût moyen du redémarrage de la production (en milles)	766,7	21,4	n.a.
Survenance des dommages (pourcentage)	13,4	15,2	13,7
Coût moyen des dommages pendant les 7 dernières jours (en milles)	65,0	97,9	34,0
Durée moyenne de l'arrêt de fonctionnement de l'entreprise en raison d'interruptions de service (minutes)	15,4	5,5	n.a

Le tableau IV.1.5 présente les conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau sur la consommation d'électricité des clients à Dakar.

**En moyenne, les clients MT/HT ont consommé la plus grande quantité d'électricité sur une période de deux mois et, par conséquent, ont payé les plus grosses factures d'électricité.** Les clients MT/HT ont consommé environ 218 milles KWh d'électricité et payé environ 8,5 millions de CFA sur une période de deux mois, contre environ 1 700 KWh d'électricité consommée par les clients commerciaux de BT qui ont payé environ 80 milles CFA. Les clients commerciaux avec connexion BT ont dépensé le plus pour produire de l'électricité à l'aide de générateurs diesel ou à essence, de panneaux solaires, d'éoliennes ou d'autres équipements au cours des 30 derniers jours, soit environ 224 milles CFA. Les clients MT/HT ont dépensé moins pour produire de l'électricité au cours des 30 derniers jours, soit environ 26 milles CFA (nous notons que très peu de ces clients ont connu des interruptions, de sorte qu'ils n'ont peut-être pas eu besoin de produire de l'électricité supplémentaire).

**Tableau IV.2.5. Conséquences sur la consommation électrique**

Indicateur	MT/HT-Dakar	BT commerciale-Dakar	BT résidentielle-Dakar
<b>Projet Transport</b>			
Quantité d'électricité consommée (KWh pendant une période de 2 mois, pour les clients dont nous avons reçu les informations)	217 935	1 690	1 484
Facture en électricité (pendant une période de 2 mois, en milles)	8 470,7	79,4	66,9
Dépenses moyennes pour l'exploitation des équipements de génération d'électricité (au cours des 30 derniers jours, en milles)	25,5	223,9	11,7

**Les principales catégories de dépenses pour tous les clients commerciaux sont les dépenses pour biens ou des marchandises, matières premières, l'eau, l'électricité, l'essence et le carburant et pour les salaires d'employés et d'apprentis.** Le tableau IV.1.6 présente les résultats économiques des clients

<sup>12</sup> Étant donné que seulement 1,3 et 0,6 % des clients MT/HT signalent respectivement une interruption ou une variation de tension, le nombre de clients MT/HT qui signalent des informations sur les conséquences de la fiabilité et de la stabilité du réseau est faible.

entreprises et résidentiels à Dakar. Ceux-ci comprennent les ventes mensuelles moyennes, les dépenses et les profits des entreprises, ainsi que les revenus des ménages. Les dépenses des entreprises sont divisées en quatre catégories : 1) dépenses pour biens ou des marchandises, matières premières, l'eau, l'électricité, l'essence et le carburant ; 2) autres dépenses (location de machines et d'équipements, le téléphone, les transports, les réparations) ; 3) dépenses en salaire d'employés et d'apprentis ; et 4) dépenses pour les intérêts payés sur un prêt.

En termes de revenus des ménages, les trois quarts de nos ménages interrogés ont déclaré recevoir des revenus mensuels compris entre 100 milles et 400 milles CFA. Seuls 4 pour cent environ perçoivent des revenus mensuels inférieurs à 100 milles CFA et environ 5 pour cent supérieurs à 600 milles CFA.

**Tableau IV.1.6. Résultats économiques**

Indicateur	MT/HT-Dakar	BT commerciale-Dakar	BT résidentielle-Dakar
<b>Projet Transport</b>			
<b>Résultats économiques</b>			
Ventes mensuelles moyenne de l'entreprise (en milles)	24 000,0	9 826,5	n.a.
<b>Dépenses mensuelles moyennes de l'entreprise (en milles)</b>			
Dépenses pour biens ou des marchandises, matières premières, l'eau, l'électricité, l'essence et le carburant	99 566,4	7 234,2	n.a.
Autres dépenses (location de machines et d'équipements, le téléphone, les transports, les réparations)	1 091,6	566,0	n.a.
Dépenses en salaire d'employés et d'apprentis	99 619,0	2 325,8	n.a.
Dépenses pour les intérêts payés sur un prêt	4 965,4	283,0	n.a.
Profits de l'entreprise <sup>13</sup> (en milles)	4 660,0	2 932,2	n.a.
<b>Revenu du ménage (pourcentage)</b>			
Moins de 100 000 CFA	n.a.	n.a.	4,3
Entre 100 000 et 200 000 CFA	n.a.	n.a.	43,3
Entre 200 000 et 400 000 CFA	n.a.	n.a.	31,7
Entre 400 000 et 600 000 CFA	n.a.	n.a.	10,2
Plus de 600 000 CFA	n.a.	n.a.	10,5

#### 4. Volonté du client de payer (Projet Transport)

Le tableau IV.1.7 présente la volonté des répondants à payer (VDP) plus pour une meilleure qualité de l'électricité, mesurée par la réduction des interruptions de service et des variations de tension de 50 % ou de 90 % par rapport à la situation actuelle.<sup>14</sup>

<sup>13</sup> Les profits présentés dans le tableau sont des profits moyens uniquement pour les entreprises qui révèlent cette valeur sensible ; souvent, les entreprises sont plus disposées à fournir des informations sur les ventes et les coûts (même si cela fournit également une mesure des profits). Aux fins de ce tableau, nous n'avons pas créé de mesure de profit à partir du chiffre d'affaires moins les coûts.

<sup>14</sup> Le module VDP a été administré à un sous-groupe de répondants sélectionnés au hasard (voir l'annexe pour plus de détails sur le nombre de répondants qui ont reçu le module).

**Les clients MT/HT ont une très forte volonté à payer plus pour l'électricité de meilleure qualité contrairement aux autres clients.** Les répondants commerciaux et résidentiels à Dakar sont prêts à payer plus pour une meilleure qualité de l'électricité, mais le montant qu'ils sont prêts à payer est à peu près le même pour des améliorations de la qualité de l'électricité de 50 ou de 90 pour cent. Les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT à Dakar sont prêts à payer beaucoup plus que les clients commerciaux et résidentiels BT, probablement compte tenu de l'importance d'une électricité de bonne qualité pour leurs activités commerciales. Les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT sont prêts à payer près de 80 pour cent de leur facture d'électricité actuelle pour des améliorations de la qualité de l'électricité pouvant entraîner une réduction des interruptions de service et des variations de tension de 50 pour cent ou de 90 pour cent. Les clients commerciaux et résidentiels avec une connexion BT à Dakar sont prêts à payer environ le même pourcentage de leur facture (environ 6 et 10 pour cent, respectivement) pour réduire les interruptions de service et les variations de tension de 50 pour cent ou de 90 pour cent. Les clients commerciaux disposant d'une connexion MT/HT et BT sont prêts à payer moins d'un pour cent de leurs coûts commerciaux pour une électricité améliorée (0,8 et 0,7, respectivement). Le montant moyen que les clients commerciaux avec une connexion MT/HT sont prêts à payer est d'environ 8,7 millions de CFA contre 85 milles CFA pour les clients commerciaux avec une connexion BT. Ces résultats semblent cohérents avec l'indice de satisfaction globale où les clients MT/HT sont peu satisfaits de l'électricité et sont donc prêts à payer plus pour une meilleure qualité de l'électricité. En raison de la faible réponse de la part des clients MT/HT, comme indiqué précédemment, nous recommandons un suivi en personne et une augmentation de l'échantillon MT/HT pour la prochaine phase de collecte de données.

**Tableau IV.1.7. Volonté du client de payer**

Indicateur	MT/HT-Dakar	BT commerciale-Dakar	BT résidentielle-Dakar
<b>Projet Transport</b>			
<b><i>Volonté de payer pour réduire les interruptions de service et les variations de tension de 50 pour cent par rapport à la situation actuelle</i></b>			
VDP du consommateur (pourcentage moyen de la facture)	76,4	5,9	10,1
VDP du consommateur (montant moyen, en milles)	8 657,9	84,6	72,4
<b><i>Volonté de payer pour réduire les fluctuations de tension de manière qu'elles n'endommagent pas les appareils électriques et réduire de 90 pour cent les pannes imprévues</i></b>			
VDP du consommateur (pourcentage moyen de la facture)	76,3	5,5	9,8
VDP du consommateur (montant moyen, en milles)	8 616,3	84,4	71,6

## IV.2. Principaux résultats qualitatifs de référence pour les projets Réforme et Transport

Cette section décrit les principaux résultats de l'analyse qualitative des enquêtes auprès des parties prenantes du secteur de l'énergie au Sénégal. L'objectif de cette enquête était d'obtenir des informations de référence cruciales pour les indicateurs liés à la mise en œuvre du Compact ; à la viabilité économique du secteur et coût de l'électricité ; à la Feuille de route et structure du secteur, dégroupage, accès des tiers ; à la planification intégrée ; aux performances de la compagnie nationale, à la gestion des réseaux de transport et de distribution, et à la participation du secteur privé dans le secteur de l'électricité. Dans la section nous présentons des thèmes de l'enquête qualitative liés à la situation de



référence, spécifiquement sur les caractéristiques du secteur de l'énergie au Sénégal (sous-section IV.2.1), des thèmes qualitatifs liés aux activités du Projet Réforme (sous-section IV.2.2) et du Projet Transport (sous-section IV.2.3).

### IV.2.1. Thèmes qualitatifs liés à la situation de référence et les caractéristiques du secteur de l'énergie au Sénégal

Cette section présente les thèmes qualitatifs qui sont ressortis lors des discussions avec nos informateurs clés et qui sont liés à la situation de référence, avant le début de la mise en œuvre du Compact, notamment les caractéristiques du secteur de l'énergie au Sénégal.

**Le coût élevé et le faible niveau d'accès à l'électricité au Sénégal sont des contraintes pour le développement économique du Sénégal, limitant les revenus et le bien-être de millions de ménages et d'entreprises sénégalais.** Comme mentionné plus tôt, l'analyse des contraintes au développement économique du Sénégal a révélé que le coût de l'électricité est une contrainte clé pour la croissance économique au Sénégal, entraînant une réduction de la productivité, de la production et des investissements pour les entreprises, une prestation moins efficace des services publics et sociaux, et une diminution du bien-être et des opportunités économiques pour les ménages (GdS et MCC, 2017). La forte dépendance du Sénégal aux combustibles fossiles importés rend le Sénégal très vulnérable aux augmentations des prix internationaux. Les parties prenantes que nous avons interrogées ont réaffirmé les contraintes mises en évidence dans l'analyse des contraintes, ainsi que leurs causes profondes.

Toutefois, la gravité du problème de la qualité de l'électricité au Sénégal s'est considérablement atténuée au cours des dernières années, et toutes les parties prenantes que nous avons interrogées ont noté que la fiabilité de l'électricité s'était améliorée. Toutes les parties prenantes que nous avons interrogées ont noté des améliorations significatives de la qualité du service d'électricité, notamment une réduction importante des interruptions de service ainsi que des délais de réponse aux incidents. Les représentants des entreprises privées ont exprimé leur satisfaction quant à la qualité de l'électricité fournie par Senelec, qui s'est considérablement améliorée par rapport à il y a 10 ans. Malgré ces améliorations, la plupart des parties prenantes que nous avons interrogées ont noté que la faible fiabilité de l'électricité et son coût élevé ont conduit de nombreuses grandes entreprises à mettre en place leurs propres centrales électriques et par conséquent à ne plus consommer l'électricité du service public, Senelec.

L'analyse des contraintes a également démontré que l'accès à l'électricité est également un problème, mais principalement dans les zones rurales. Le Sénégal a l'un des taux d'électrification les plus élevés du continent avec 78,6 pour cent, mais ce taux d'électrification élevé masque de profondes disparités entre les zones urbaines et rurales (BM 2022). Dans les régions du centre, du sud-est et du sud, les taux d'électrification n'atteignent pas 10 pour cent (Plan S&E 2021). Pour augmenter les taux d'électrification, le Sénégal mène des campagnes d'électrification, mais la plupart des ménages qui se connectent au réseau ont une faible consommation d'électricité. En même temps, comme beaucoup de nos parties prenantes l'ont indiqué, les ménages ont tendance à utiliser l'électricité pendant les heures de pointe (matin et soir), et cette demande de pointe, souvent induite par des appareils inefficaces, associée au faible nombre d'entreprises qui utilisent le réseau pendant la journée, conduit à une augmentation supplémentaire du coût de l'électricité, ainsi qu'à des fluctuations de puissance, des pannes et des délestages.

**Senelec reconnaît que le coût de l'électricité est très élevé mais s'attend à ce qu'il diminue par suite des activités du Compact, telles que l'expansion réussie du réseau, l'amélioration de la stabilité, le passage à des énergies renouvelables et plus propres, et la réalisation d'un processus intégré de planification des investissements sectoriels.** Les parties prenantes de Senelec que nous avons interrogées reconnaissent que leur réseau électrique n'est pas résilient mais ont indiqué qu'elles ont développé un plan d'action pour améliorer sa stabilité et sa fiabilité. Ils ont exprimé leur espoir quant au fait que les activités du Compact, en particulier le Projet Transport, étendent leur réseau, ce qui permettra d'avoir plus de lignes pour évacuer l'énergie (des centres de production vers les consommateurs) et soulager les lignes surchargées, réduisant ainsi les pertes techniques qu'elles subissent actuellement. Ils ont également noté que les améliorations du réseau et le passage à des apports d'énergie renouvelable rendront le prix de l'électricité plus compétitif. Une partie prenante du Projet Transport a noté que le Sénégal a déjà commencé à intégrer l'énergie provenant de centrales solaires et du parc éolien de Taïba Ndiaye, mais que l'introduction de ces énergies renouvelables n'a pas encore conduit à une réduction du coût de l'électricité, en raison de problèmes de stabilité et de fiabilité du réseau pour intégrer des sources d'énergie intermittentes. Le Projet Transport, en particulier l'activité de stabilisation du réseau, devrait permettre une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelables intermittentes, qui sont considérablement moins chères que le carburant (Plan S&E 2021). Senelec s'attend à ce que les améliorations apportées au réseau le rendent plus robuste, facilitant ainsi l'intégration de l'éolien, du solaire et du gaz naturel, ce qui entraînera à son tour une réduction du coût de l'électricité. Plusieurs découvertes de gaz naturel ont eu lieu au Sénégal entre 2014 et 2017 et l'introduction du gaz naturel et des énergies renouvelables est incluse dans le nouveau code de l'électricité adopté en juillet 2021. Les spécificités autour des objectifs seront définies dans le texte d'application de la loi, qui n'est pas encore en place. Enfin, des réformes telles que la planification intégrée des investissements à moindre coût, qui intégrera et raccourcira le processus de planification des investissements dans le secteur de l'énergie, devraient également faire baisser le coût de l'électricité grâce à une collaboration accrue et à une planification efficace des entités du secteur. Comme l'a noté un acteur de la mise en œuvre, *« l'idée, c'est d'arriver à avoir de nouvelles procédures et une nouvelle méthodologie de planification intégrée qui est basée sur le principe du coût. L'idée étant d'arriver à une réduction des coûts là où on peut grignoter des économies dans la production de l'électricité ».*

**Alors que les parties prenantes s'attendent à ce que le potentiel d'énergies renouvelables et plus propres du Sénégal joue un rôle clé dans la réalisation de l'objectif du gouvernement d'un taux d'électrification de 100 pour cent d'ici 2025, certains obstacles subsistent.** Les parties prenantes que nous avons interrogées ont noté que le gouvernement comprend qu'il ne sera pas en mesure d'électrifier toutes les localités avec le réseau électrique en raison de son coût élevé. Ils prédisent que pour les localités très éloignées du réseau la meilleure solution consiste à installer des systèmes de mini-centrales solaires ou même des systèmes solaires individuels, et le gouvernement veut promouvoir ce type d'électrification hors réseau. Un autre responsable ministériel de haut niveau a fait remarquer que les énergies renouvelables joueront un rôle clé dans la réalisation de l'ambition du Sénégal d'atteindre l'accès universel d'ici 2025. Il a noté que l'objectif actuel est d'intégrer environ 30 pour cent de l'énergie renouvelable et propre dans les réseaux électriques, ce qui placera le Sénégal en avance sur le reste de l'Afrique de l'Ouest. Pour faciliter

« ...ce n'est pas parce qu'on a du pétrole qu'on devrait délaissé le renouvelable...Le pétrole est cher et imprévisible. »

(Acteur institutionnel sénégalais)

« ... ce qui concerne les mini réseaux et le solaire, ils seront essentiels pour l'accès universel. »  
(Bailleur des fonds)

l'atteinte de cet objectif, il a recommandé de créer un ministère ou au moins un bureau/département en charge des énergies renouvelables. Malgré le potentiel d'énergie renouvelable et propre du Sénégal, certains pensent que l'objectif d'un accès universel en 2025 n'est peut-être pas

raisonnable. Certaines parties prenantes ont souligné que le taux actuel de connexion suggère que l'accès universel pourrait être plus probable d'ici 2045. Le principal obstacle à l'utilisation d'une production plus importante provenant des énergies renouvelables est la stabilité du réseau. Comme indiqué précédemment, l'activité de stabilisation du réseau devrait permettre une meilleure intégration des sources d'énergie renouvelables intermittentes.

**Les concessions d'électrification rurale, qui joueront un rôle important dans la réalisation de l'objectif de 100 pour cent d'électrification, continuent de faire face à divers défis qui ont un impact sur leur situation financière, par exemple, en passant par les difficultés à payer leurs factures.** L'ASER a établi un modèle d'électrification rurale, divisant les parties rurales du pays en 10 opérateurs privés d'électricité. Selon la loi, Senelec est le seul fournisseur d'énergie pour l'électricité distribuée par ces concessions d'électrification rurale. Les concessions du site ne sont pas autorisées à acheter l'électricité excédentaire disponible auprès des grandes entreprises qui produisent leur propre électricité. Les parties prenantes des concessions rurales ont également fait état de conflits territoriaux occasionnels avec Senelec. Lorsque le modèle de concession a été mis en place, les concessions ont été chargées d'électrifier les villages qui ne l'étaient pas encore, tandis que les zones électrifiées par Senelec restaient du ressort de cette dernière. Certaines concessions se sont plaintes du fait que Senelec empiète parfois sur leurs zones exclusives en raccordant de nouveaux clients et fournissant de l'électricité dans leur zone.

Les concessions ont mis en évidence une dernière question clé liée aux flux de trésorerie et aux paiements. Aujourd'hui, les concessions sont payées pour l'électricité par leurs clients et reçoivent également des fonds du gouvernement sénégalais par le biais d'un système de compensation. Le gouvernement sénégalais compense les concessions par l'intermédiaire de FSE. L'État alloue un budget au FSE et ce dernier estime les montants nécessaires à la compensation tarifaire. Cependant, les retards dans le financement de la subvention pour les concessions retardent les paiements aux concessions, ce qui a un impact sur leur capacité à payer Senelec en temps voulu. Ceci a un impact sur les finances de Senelec et des concessions ainsi que sur la relation entre ces entités. Une partie prenante de FSE a noté qu'en effet, c'est *« un problème qui revient souvent »*. Pour percevoir ses paiements, Senelec a recours à la pratique consistant à dire aux concessions qu'elles couperont l'électricité jusqu'à ce qu'elles soient en mesure de payer leur dû à Senelec. Les concessionnaires ruraux que nous avons interrogés ne sont généralement pas sûrs que le Compact apportera un changement et aidera à résoudre ces problèmes. Les concessions rurales espèrent que le décret d'application du nouveau code de l'électricité leur permettra de s'impliquer plus dans la production et le transport de l'énergie, ce qui peut améliorer leur situation financière. En fait, une nouvelle norme établie par le ministère affirmera les activités de production d'énergie alternative pour les concessions, en particulier l'énergie solaire, car celle-ci sera essentielle pour atteindre une électrification à 100 pour cent dans les zones rurales.

« Donc dans la relation avec Senelec aujourd'hui, il y a toujours des menaces .... Vous êtes en retard de paiement ou bien vous coupez donc. »

(CER)

### IV.2.2. Thèmes qualitatifs liés au Projet Réforme

Le projet de Réforme adresse à la fois les contraintes de coût élevé, de faible accès et de fiabilité du service d'électricité. Le Projet Réforme s'appuie sur le processus de planification participative du secteur de l'électricité (FDR), qui définit une vision à long terme pour le secteur de l'électricité au Sénégal (Plan S&E 2021). Cette section du rapport commence par un résumé des perceptions des parties prenantes sur les points forts et les risques liés au succès du Projet Réforme dans son ensemble et se termine par des

thèmes qualitatifs organisés par chaque activité du Projet Réforme : 1) la gouvernance du secteur, 2) le renforcement de la régulation du secteur et 3) le renforcement de l'opérateur national.

**La demande en énergie et l'environnement sociopolitique du Sénégal sont favorables à la collaboration des parties prenantes et à une mise en œuvre réussie des activités du Projet Réforme.**

Le Sénégal est une démocratie stable avec une économie stable. Le gouvernement et le Président veulent s'associer aux Etats-Unis, ils soutiennent le Compact et sont engagés dans le démarrage et la mise en œuvre des activités du Compact. Les parties prenantes du gouvernement que nous avons interrogées ont une perception très favorable du Compact et des activités du Projet Réforme et pensent qu'ils réussiront à résoudre les contraintes liées au coût élevé, au faible accès et à la mauvaise fiabilité des services d'électricité. Un représentant de la Banque Mondiale a noté que l'ampleur du Compact est quelque chose qui attire naturellement l'attention et le soutien politiques. Les parties prenantes de la mise en œuvre ont également confirmé que le gouvernement sénégalais actuel soutient les activités du Compact, et que ce soutien devrait rester fort au cours des prochaines administrations gouvernementales. Un bailleur a noté que la demande d'énergie du Sénégal et l'environnement socio-politique favorable créent « *une très bonne dynamique dans le secteur [de l'énergie]* », qui peut aider à « *soutenir la mise en œuvre positive du projet* ».

**Le niveau d'effort requis pour élaborer et mettre en œuvre des réformes ciblées n'était pas bien compris, ce qui a entraîné un sous-financement important des activités de réforme et des risques de mise en œuvre.**

Le Projet Réforme n'a pas bénéficié d'une étude de faisabilité contrairement aux projets Transport et autres, pour lesquels ce type d'étude de faisabilité est plus approprié. Par conséquent, le développement de ce projet n'était pas nécessairement fondé sur la minimisation du risque en termes de coût et sur la compréhension de ce que la réforme doit accomplir. Alors que le budget de la réforme de l'accès des tiers est d'environ 1 million de dollars, une étude financée par la BM a déterminé que 5 millions de dollars supplémentaires

« Il y a eu quelques recommandations d'études de faisabilité... mais la totalité du Projet Réforme n'a pas bénéficié d'une sorte d'étude de faisabilité, si tant est que l'on puisse faire cela pour un Projet Réforme. »  
(Acteur de la mise en œuvre)

« le défi reste, ou la question reste de savoir si nous disposons d'un budget suffisant pour... les soutenir [le Sénégal] dans ce type d'efforts en aval. »

(Acteur de la mise en œuvre)

pourraient être nécessaires pour réaliser l'accès des tiers car le distributeur peut avoir à réaménager certaines parties du système de distribution pour recevoir la nouvelle source de production. De plus, les parties prenantes ont signalé que des travaux supplémentaires sont nécessaires pour définir divers aspects du code dans l'application de la loi. Ces aspects concernent la détermination des procédures et des règlements pour la planification du secteur, le processus de création

d'interconnexions avec l'Agence de régulation ouest-africaine et le commerce transfrontalier, ainsi que la clarification des conditions dans lesquelles le président sénégalais peut autoriser à l'autorité contractante de poursuivre la procédure d'entente direct pour l'achat de l'énergie.

**Les risques du projet Réforme comprennent l'échec de la mise en œuvre des réformes fondamentales du code de l'électricité (p. ex. le dégroupage de Senelec, l'accès au réseau par des tiers), le manque de capacité du MPE à mener à bien la mise en œuvre de la réforme et le manque d'acceptation des décisions du régulateur.**

Le manque d'action sur les réformes des parties prenantes responsables de la mise en œuvre des réformes est un défi majeur à la mise en œuvre réussie de toute activité de réforme. Comme l'a fait remarquer un informateur, la loi de 1998 stipulait la séparation fonctionnelle et comptable de Senelec, mais aucune action réelle n'a été entreprise, et la réforme n'a jamais été mise en œuvre. Quelques informateurs ont souligné l'importance de s'assurer que le MPE a

une capacité de leadership pour coordonner les activités du secteur et prendre les meilleures décisions stratégiques pour le secteur, d'autant plus que la CRSE passe d'un rôle de régulateur mono-sectoriel à un rôle de régulateur multi-sectoriel. Le MPE devra comprendre les défis de l'avenir du secteur de l'énergie, diriger le développement d'un cadre réglementaire adéquat, tout en assurant la transparence de ses décisions. Comme l'a noté une partie prenante de la mise en œuvre, le code de l'électricité est un bon mécanisme pour assurer l'acceptabilité des décisions du régulateur, « *mais ça ne suffit pas, il faudrait également que le régulateur lui-même soit en capacité d'assumer son rôle, mais soit en capacité de prendre des décisions qui sont tout le temps argumentées, transparentes, et fondées sur le droit et les objectifs, des décisions objectives, [surtout] dans une transition, ce passage de régulateur uni-sectoriel à un régulateur multisectoriel* ». <sup>15</sup>

### 1. Activité de gouvernance sectorielle

Dans cette section, nous abordons les thèmes émergents liés aux sous-activités suivantes : a) le dégroupage de Senelec en filiales publiques, b) le PIMC, c) les considérations genre et inclusion sociale (GSI) au Sénégal et dans les activités du Compact, et d) la participation du secteur privé à la production et au transport avec accès au réseau par des tiers.

#### a. Le dégroupage de Senelec en filiales publiques

L'une des principales caractéristiques du FDR est une réorganisation opérationnelle du secteur qui permet à Senelec de devenir une holding publique, avec des filiales de production, de transport et de distribution distinctes et autonomes. Le code de l'électricité prévoit que la séparation fonctionnelle de Senelec doit être mise en œuvre 30 mois après l'adoption du code de l'électricité, c'est-à-dire avant mai 2024. La dissociation financière est une condition préalable à la dissociation fonctionnelle, et la dissociation financière était censée être achevée dans les 12 mois suivant l'adoption du code, c'est-à-dire en juillet 2022.

**Le gouvernement sénégalais et la plupart des parties prenantes du secteur de l'énergie sont généralement favorables au dégroupage de Senelec en filiales publiques, mais les représentants syndicaux ont des sentiments mitigés sur la réforme.** La plupart des parties prenantes que nous avons interrogées conviennent que la séparation comptable et fonctionnelle de Senelec devrait conduire à la viabilité financière, améliorer la fiabilité de l'électricité tout en réduisant les coûts globaux de l'électricité et soutiennent donc les réformes. Un haut fonctionnaire du gouvernement a noté que « *Senelec devrait se diviser en 3 pour essayer de séparer le système... pour l'instant [il n'y a] pas de transparence des comptes* ». Un acteur institutionnel a noté qu'avec le monopole actuel de Senelec, « *si une partie de la*

#### Composantes de l'activité de gouvernance sectorielle

- Assistance technique aux institutions sectorielles pour restructurer le secteur, notamment le dégroupage de Senelec en filiales publiques, dans le cadre duquel il sera créé un opérateur des systèmes de transport opérationnalisés.
- Appui au ministère de l'Énergie pour l'élaboration et la mise en œuvre d'un cadre intégré de planification des investissements sectoriels ; d'un plan en de transition des concessionnaires ruraux aux affermages ; d'un plan de prise en compte de l'égalité des sexes ; AT pour d'autres plans d'activités et d'actions.
- Faciliter un accroissement de la participation du secteur privé au secteur de l'électricité.

(Plan S&E 2021)

<sup>15</sup> Cette déclaration exprime l'opinion d'une partie prenante que nous avons interrogée.

*chaîne électrique est bloquée, alors tout le système est bloqué* ». Les syndicats représentant les travailleurs de Senelec ont noté que la création de filiales facilitera une meilleure gestion de la relation client, par le biais d'une entité privée et professionnelle, au bénéfice des clients de Senelec. D'autre part, les représentants syndicaux ont mis en garde les clients qui ne doivent pas s'attendre à une réduction du prix de l'électricité. Au contraire, les syndicats estiment que la séparation de Senelec et la gestion privée des filiales entraîneront une augmentation du prix de l'électricité et une perte d'avantages sociaux pour les employés de Senelec. Les représentants syndicaux ont noté que la réforme était peut-être plus pertinente pour Senelec avant 2013, lorsque la société avait des problèmes de production et des problèmes financiers, mais moins pertinente aujourd'hui, alors que *« la comptabilité est positive et bien tenue et les moyens de production sont là »*. Ils estiment que Senelec a besoin d'une réforme moins étendue qui se concentre principalement sur la réforme de la gestion de l'entreprise.

« Il y a possibilité vraiment de mutualiser avec les plusieurs acteurs et ils seront spécialisés dans le domaine et ça ne permettra que de faciliter encore le déploiement des solutions et ça va faciliter encore l'arrangement institutionnel les acteurs au niveau du secteur. »

(Acteur institutionnel sénégalais)

**Certaines parties prenantes soupçonnent que l'information sur la transition vers des filiales publiques n'a peut-être pas été partagée avec les départements et les parties prenantes concernés de Senelec avant l'adoption du code de l'électricité.** Pour ouvrir la voie à la réforme, la partie prenante du MPE a indiqué qu'elle avait rencontré les syndicats de Senelec et discuté des réformes envisagées, expliqué leur nécessité pour l'avenir du secteur de l'énergie et, selon la partie prenante, les a associés à la rédaction du code de l'électricité et à l'application de la loi dans les textes. Les représentants syndicaux de Senelec que nous avons interrogés ont cependant indiqué qu'ils n'ont pas été impliqués dans le processus consultatif qui a eu lieu lors de la rédaction du code de l'électricité et n'ont pas été informés du processus de dégroupage de Senelec. D'une manière générale, les représentants syndicaux de Senelec ont estimé qu'ils n'avaient pas suffisamment d'informations *« sur le contenu et l'orientation concrète du Projet Réforme »* mais ont déclaré vouloir être pleinement engagés de manière transparente dans tous les aspects du Projet Réforme par leur présence dans les entités décisionnelles. Malgré la campagne de partage d'informations menée par le ministère et d'autres parties prenantes, les syndicats ne sont pas les seules parties prenantes de Senelec qui se sentent insuffisamment informées des plans et des progrès du dégroupage de Senelec. Une autre partie prenante de Senelec a également noté qu'il n'y a aucune information ou visibilité sur le processus de dégroupage. Il a ajouté qu'il ne pensait pas qu'il y avait une réticence à l'égard du processus de dégroupage proprement dit, mais simplement un manque d'information sur le processus, plus particulièrement sur les plans de préparation du département commercial à la transition.

« C'est un peu dommage, au point que nous en sommes qu'au niveau commercial... que les gens ne savent pas exactement de quoi demain sera fait, sans cela, nous on ne peut pas se préparer...on ne peut pas préparer un collaborateur...on ne peut pas préparer les agences ni nos agents. »

(Partie prenante de Senelec)

**Alors que certaines parties prenantes estiment que le dégroupage de Senelec peut aboutir dans les délais fixés par le code de l'électricité, le schéma de dégroupage et la loi qui régira le processus ne sont pas encore définitifs présentant un risque sur le délai de dégroupage.** Un responsable gouvernemental a indiqué que le dégroupage financier de Senelec est en cours. Le MPE a lancé le processus de séparation comptable de Senelec, a défini le périmètre des filiales de Senelec, et un consultant international travaille déjà sur d'autres aspects, comme la création de protocoles pour les filiales, comme l'a noté le fonctionnaire du gouvernement, *« une filiale ne peut pas à elle seule évoluer de façon isolée »*. Les représentants du gouvernement que nous avons interrogés pensent qu'ils seront

en mesure de finaliser l'accès des tiers et de dégroupier Senelec en filiales, permettant la participation du secteur privé dans les filiales, dans les délais fixés par le code de l'électricité (d'ici décembre 2023). Une partie prenante IPP (Producteur Indépendant d'Énergie) a noté que le dégroupage a une chance de réussir et, « *il devrait réussir car la plupart des pays développés ont expérimenté ce dégroupage et c'est quelque chose qui fonctionne bien* ». Cependant, la vision de Senelec concernant la filiale publique a peut-être changé par rapport aux plans initiaux, car une partie prenante de Senelec a noté qu'elle « *a plutôt évolué par rapport au schéma initial* ». Lors de nos entretiens, des ateliers réunissant des entités gouvernementales et Senelec étaient organisés pour discuter et finaliser le plan de dégroupage proposé par Senelec. La dernière étape du processus de dégroupage consiste à publier les textes d'application du code de l'électricité, qui régiront formellement le dégroupage de Senelec en filiales publiques.

**Les parties prenantes du secteur espèrent que le dégroupage de Senelec assurera une plus grande transparence des contrats de production d'énergie et accroîtra la participation du secteur privé et la concurrence, mais les retards dans la finalisation du texte d'application du code de l'électricité font douter du succès de cette activité de dégroupage.**

La fin de la période de dégroupage mettra également fin à la période d'exclusivité de Senelec, ce qui signifie que Senelec n'aura plus les droits d'acheteur exclusif d'électricité. En théorie, cela devrait faciliter une participation plus importante et plus transparente du secteur privé à la production d'énergie. Actuellement, environ 60 pour cent de la production totale provient des IPP, qui ont des contrats à long terme (20-25 ans) et vendent exclusivement à Senelec. On espère que l'adoption du code de l'électricité conduira à une plus grande transparence et à une concurrence accrue dans les futurs achats d'électricité. Cependant, les détails entourant l'attribution des contrats dans le secteur de l'énergie, ainsi que le processus de réaffectation/absorption des contrats IPP à long terme actuels doivent encore être définis dans le texte d'application du code, et ces retards amènent certains acteurs du secteur privé à penser que Senelec pourrait ne pas vouloir perdre son pouvoir de monopole et achever le dégroupage comme prévu dans l'activité de gouvernance sectorielle. Les parties prenantes que nous avons interrogées ont fait remarquer que si le processus de réaffectation/absorption des contrats IPP actuels à long terme ainsi que d'attribution et de mise en place de nouveaux contrats n'est pas clairement défini, cette activité de réforme risque de rencontrer des difficultés pendant la phase de mise en œuvre.

« **Tout cela nécessite vraiment un travail et ce travail-là a commencé et on pense qu'on va atteindre les horizons qui ont été fixés pour la mise en œuvre.** »

**(Acteur institutionnel sénégalais)**

### b. PIMC

**Le nouveau code de l'électricité prévoit également une nouvelle planification intégrée des investissements du secteur, qui vise à réaliser une planification transparente et à moindre coût des investissements grâce à une plus grande collaboration des principales parties prenantes du secteur et à un élargissement du rôle du régulateur dans le suivi et la mise en œuvre du plan.** L'un des objectifs du nouveau code de l'électricité est d'intégrer et de raccourcir le processus de planification des investissements du secteur de l'énergie pour atteindre

l'objectif de planification au moindre coût. Le PIMC sera le cadre de planification du secteur de l'électricité, et il servira de base à la préparation des plans d'investissement quinquennaux pour la production, le transport, la distribution et l'électrification rurale; à la mise en œuvre du programme national de maîtrise de l'énergie électrique ; et à la régulation des tarifs. Le ministère de l'Énergie sera chargé de l'élaboration, de la mise à jour et du suivi du PIMC, tandis que la CRSE

« **L'idée, c'est que tous les acteurs jouent leur rôle pour pouvoir atteindre l'objectif visé.** »

**(Acteur de la mise en œuvre)**

supervisera et coordonnera les études réalisées par les différents comités techniques, et assurera le suivi de la planification intégrée et de sa mise en œuvre.

Dans la version initiale du PIMC, qui était en cours de validation au moment de notre collecte de données, certaines des responsabilités du MPE en matière de planification sectorielle avaient été transférées à la CRSE. Senelec et l'ASER devaient coordonner le développement de leur planification des investissements et soumettre annuellement leurs plans quinquennaux à la CRSE (plan de production / transport / distribution et plans d'électrification rurale, respectivement). Une partie prenante de Senelec, issue du département financier, a noté que ce type de planification intégrée était très transparent parce que la prise de décision est décentralisée. La CRSE sera chargée d'examiner et de valider l'ensemble du programme d'investissement de Senelec et de l'ASER et de signaler les projets qui ne sont peut-être pas de la plus haute importance à inclure dans le plan. Après négociation autour de l'utilité de l'inclusion de ces projets, la CRSE prendra alors la décision finale quant à leur inclusion dans le plan final. La CRSE tiendra également Senelec et ASER responsables de leurs plans d'investissement. Par exemple, si Senelec ou ASER ne met pas en œuvre les projets inclus dans leurs plans d'investissement, la CRSE aura le droit de les sanctionner. Les principales parties prenantes du secteur estiment que la CRSE sera probablement en mesure d'assumer au moins partiellement, voire totalement, ses responsabilités au titre du PIMC, mais il convient de noter que « *le cadre réglementaire du PIMC n'est pas encore déterminé pour savoir qui fera quoi et dans quelle condition* ». Une partie prenante institutionnelle a noté que le processus de planification intégrée permettra à tous les acteurs du secteur de l'énergie « *d'être sur la même page* » dans le processus de planification des investissements.

**Les acteurs du secteur de l'énergie que nous avons interrogés estiment généralement que la transparence des coûts de Senelec et de l'ASER et la qualité des données que les deux opérateurs fournissent à la CRSE sont moyennes.** Le tableau IV.2.1 présente les deux indicateurs clés liés au PIMC dans le cadre de l'étude de référence (l'Indice de transparence des coûts des entités fonctionnelles de l'ASER et de Senelec et la Qualité des données fournies par les opérateurs au CRSE), les définitions révisées des indicateurs, l'évaluation des indicateurs par les parties prenantes, et les sources des données de ces informations.

**Tableau IV.2.1. Indicateurs clés liées au PIMC du plan S&E**

Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur (plan S&E)	Définition révisée de l'indicateur	Evaluation des indicateurs	Source des données
Indice de transparence des coûts	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant que les coûts des unités opérationnelles sont transparents ou très transparents.	Score de 1 à 5 où 1 représente une transparence des coûts très faible et 5 une transparence des coûts très élevée des entités fonctionnelles de l'ASER et de Senelec.	Le score de transparence des coûts attribué à Senelec et à l'ASER est 3.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
Qualité des données fournies par les opérateurs au CRSE	Pourcentage du personnel technique déclarant que la qualité des données reçues des opérateurs est bonne ou très bonne.	Niveau de qualité des données fournies par ASER et Senelec : très bon, bon, moyen, mauvais.	Le niveau de qualité des données fournies par Senelec et l'ASER est considéré comme moyen.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles



**Indice de transparence des coûts.** Selon le nouveau code de l'électricité, les coûts d'investissements qui découlent du PIMC seront intégrés dans la Base Tarifaire et doivent faire l'objet de correction si ces investissements ne sont pas réalisés. Or, le rôle de la CRSE dans le cadre du processus d'approbation du PIMC n'est pas encore défini (Les modalités de cet avis seront déterminées dans des textes d'application). De même, certains acteurs ont mis en exergue l'incapacité du régulateur d'évaluer l'efficacité des coûts qui lui sont soumis par les opérateurs pour le calcul de base tarifaire spécifiée (RMA), d'une part et, la structure tarifaire, d'autre part. Diverses parties prenantes du MCA-Sénégal, de Senelec et de l'ASER que nous avons interrogés ont noté que la CRSE aura besoin de développer et de renforcer ses capacités pour assumer ses responsabilités dans le cadre du PIMC, ce qui est prévu dans le cadre du Projet Réforme. En fait, le MCA-Sénégal II est en train d'engager un consultant pour définir le cadre de développement du PIMC et même aider à l'élaboration du premier projet dans le cadre du PIMC.

Le score de transparence des coûts que les parties prenantes ont attribué à Senelec et à l'ASER est 3 sur l'échelle de 1 à 5, où 1 représente une très petite transparence des coûts, 3 représente une transparence moyenne, et 5 une très grande transparence des coûts. Le score de transparence des coûts est de 3 principalement en raison d'une documentation insuffisante transmise par Senelec à la CRSE.

**Qualité des données fournies par les opérateurs à la CRSE.** La majorité des acteurs du secteur considèrent que les données fournies sont complètes et de bonne qualité. Cependant, les capacités de la CRSE pour s'assurer de la qualité des données et faire le suivi des indicateurs des données reste insuffisante, mais les parties prenantes espèrent que le renforcement des capacités soutiendra la CRSE dans ce processus. En effet, l'assistance technique a déjà proposé des outils et effectué des sessions de formations dans ce sens.

Globalement, la CRSE considère le niveau de qualité des données fournies par Senelec et l'ASER comme moyen pour les raisons suivantes : 1) la documentation insuffisante des données soumises par Senelec et les insuffisances du régulateur dans le suivi des normes (pour Senelec) et 2) le niveau de mise en œuvre du dispositif de suivi (pour l'ASER). Ces deux raisons ne permettent pas à la CRSE de s'assurer que les données reflètent suffisamment la réalité.

**Les parties prenantes ont discuté de quelques autres défis liés à la mise en œuvre du PIMC, notamment le manque historique de coordination au sein de Senelec, entre Senelec et l'ASER, et le manque de capacité à développer leurs plans d'investissement quinquennaux.** Il y a un manque de coordination au sein de Senelec, où la planification est effectuée au niveau des directions : production, transport et distribution. Une partie prenante de Senelec a noté que si des données sont fournies à la Direction des études générales (DEG), les autres directions ne participent généralement pas à la planification stratégique de l'entreprise. Chez Senelec, ils ont déjà élaboré des plans d'investissements, mais le processus d'élaboration des plans d'investissement a été relativement informel. Certaines parties

préparées

« Les entités n'ont pas la culture du suivi, elles n'ont pas la culture de l'évaluation ; c'est à dire qu'en début d'année, on fait une planification, qu'elle soit de qualité ou pas ; la planification est faite et on attend la fin de l'année pour constater les dégâts. »

*(Acteur institutionnel sénégalais)*

préparées pensent qu'il peut y avoir un manque de compétences à l'interne et les parties prenantes de Senelec ont noté qu'il y a un manque d'outils qui fournissent des résultats plus granulaires nécessaires pour la planification intégrée. Une partie prenante a déclaré : « Mais l'outil aujourd'hui ? Les résultats sont trop gros, ils ne sont pas détaillés et fin. De ce fait, même quand on fait le suivi annuel, on voit qu'il y a des écarts ». D'autres spécificités liées aux protocoles et procédures de planification sectorielle sont également en cours de définition, rendant la formalisation du processus d'élaboration des plans encore plus difficile. Certaines parties prenantes ont

exprimé l'espoir que les nouveaux outils qui sont en train d'être lancés fourniront des données plus

détaillées et plus utiles pour la planification des investissements futurs et les parties prenantes de Senelec pensent qu'elle aura la capacité de soumettre leurs plans d'investissement quinquennaux.

Alors que le PIMC envisage une coordination entre Senelec et l'ASER dans le développement de leurs plans d'investissement quinquennaux, la plupart des parties prenantes de Senelec et des concessions d'électrification rurale que nous avons interrogées reconnaissent qu'il n'y a pas eu d'historique de coordination dans la planification des investissements entre les deux entités. Comme l'a noté un représentant du gouvernement, « *les investissements sont coordonnés en interne de chaque structure et de façon globale par le ministère en charge de l'énergie* ». Tous les 3 ans, la CRSE et le gouvernement révisent les conditions tarifaires de Senelec et la CRSE fournit à Senelec les nouvelles conditions tarifaires et les objectifs de raccordement à l'électricité. Tous les 5 ans, la CRSE transmette les conditions tarifaires des CER à l'ASER. Les objectifs de raccordement à l'électricité sont fixés par le Ministère en charge de l'Energie. Senelec et ASER élaborent ensuite leurs plans directeurs quinquennaux respectifs. Cependant, au cours de la dernière période de révision des tarifs (2020-2022), les parties prenantes ont noté que Senelec avait au moins un an de retard dans la soumission des informations à CRSE, qui étaient nécessaires pour calculer les nouvelles conditions tarifaires de l'électricité, et par conséquent, le gouvernement a conservé le tarif de la période triennale précédente (2017-2019). Les parties prenantes de la CRSE ont noté qu'un risque pour PIMC est le retard dans la soumission du plan d'investissement quinquennal. Les parties prenantes que nous avons interrogées doutent que l'ASER ait la capacité nécessaire pour élaborer leurs plans quinquennaux, d'autant plus que les contributions requises des concessionnaires n'ont pas encore été définies. Les parties prenantes de CRSE pensent que la capacité d'ASER dépendra fortement du renforcement des capacités de planification et du soutien dans le cadre de cette sous-activité. Les parties prenantes de l'ASER, d'autre part, pensent que l'ASER a les ressources techniques nécessaires pour développer et soumettre leur plan quinquennal d'électrification rurale à la CRSE à temps.

**Evaluation des aspects liés au PIMC.** En plus de discuter largement de la mise en œuvre du PIMC, nous avons également demandé aux principales parties prenantes (CRSE, MPE, Senelec, et ASER) d'évaluer quelques aspects importants pour quantifier ces perceptions sur la mise en œuvre du PIMC, ainsi que la situation actuelle en termes de coordination des investissements et de cohérence de la planification. Le tableau IV.2.2 présente la moyenne des scores des parties prenantes pour chaque aspect lié au PIMC.

**Tableau IV.2.2. Evaluation des aspects liés au PIMC**

Aspects liés au PIMC	Evaluation des aspects liés au PIMC
Capacité de CRSE d'assumer ses responsabilités dans la mise en œuvre du PIMC	Score de 7 sur 10 : La CRSE assumera la majorité des responsabilités
Capacité de Senelec et de l'ASER de soumettre annuellement ses plans quinquennaux à la CRSE	Score de 8.75 sur 10 : Senelec et l'ASER auront la capacité de soumettre son plan quinquennal comme prévu
Degré de cohérence dans la planification des investissements de Senelec et de l'ASER	Score de 3.75 sur 5 : Les plans de Senelec et de l'ASER sont un peu cohérents
Degré de coordination des investissements de Senelec et de l'ASER (dans le transport, les lignes MT, les sous-stations avec réseau de distribution (urbain) et réseau de distribution (rural), dans les lignes avec production d'électricité)	Score de 3.25 sur 5 : Les investissements de Senelec et de l'ASER sont un peu coordonnés
Degré de cohérence de la modélisation de demande de Senelec et de l'ASER	Score de 3.25 sur 5 : Les modèles de Senelec et de l'ASER sont un peu cohérents

c. *Considérations genre et inclusion sociale au Sénégal et dans les activités du Compact*

**L'intégration des aspects liés au genre et à l'inclusion sociale dans les politiques publiques est une considération importante non seulement dans le cadre des activités du Compact, mais elle est également considérée comme une priorité par le gouvernement sénégalais.** Une partie prenante du MCA-Sénégal II a noté qu'en 2008 la Direction de l'équité et du genre a été créée au sein du Ministère de la Femme, de la Famille, du Genre et de la Protection des Enfants (MFFGPE) pour élaborer et mettre en œuvre les politiques sur l'égalité du genre entre les hommes et les femmes, veiller à l'intégration du genre dans les politiques et programmes sectoriels, développer un partenariat dynamique avec les acteurs publics et privés ainsi que la société civile et coordonner la mise en œuvre de la Stratégie Nationale pour l'Equité et l'Egalité de Genre (SNEEG). SNEEG a deux objectifs globaux : l'instauration d'un environnement socioculturel, juridique et économique favorable à

l'égalité des genres et également l'institutionnalisation du genre au niveau central et au niveau décentralisé. Donc, à partir de ce moment-là, les « cellules genre et équité » ont été créées dans presque tous les ministères pour faciliter le travail du MFFGPE dans ces autres ministères et faciliter l'intégration des gens dans les différents ministères sectoriels. Chaque année, ces cellules produisent des rapports pour voir l'état d'avancement du genre dans les différents secteurs, le suivi des objectifs de développement durable, et les indicateurs liés aux genres. Le MPE a également développé un Plan d'Action National Genre et Energie (PANGE) sur 5 ans, qui était une condition au décaissement du projet réforme et qui est actuellement l'instrument que le gouvernement du Sénégal utilisera pour prendre en charge les considérations de genre dans le secteur de l'énergie (GdS et MPE, 2020). Dans le cadre du Compact et du PANGE, les acteurs du MFFGPE ont indiqué qu'ils plaident pour que plus de femmes aient accès à l'électricité dans les zones rurales, ainsi que pour une meilleure représentation des femmes dans les organisations stratégiques de l'énergie et veulent s'assurer que tout projet, programme ou politique économique, prenne en compte le genre dès les étapes de planification, programmation, suivi et évaluation.

**Dans le cadre du Compact, le MCA-Sénégal II a développé un plan d'action GIS et dans le cadre de ce plan, il collaborera avec le MFFGPE pour identifier les mécanismes de protection du genre existants, ainsi que pour soutenir le raccordement à l'électricité des familles vulnérables.**

### Objectifs du Plan d'Action National Genre et Energie

- Parvenir à une compréhension généralisée de l'énergie- et des considérations de genre à tous les niveaux de la société.
- Veiller à ce que toutes les politiques, les programmes et les initiatives en matière d'énergie, soient non discriminatoires, non sexistes, paritaires et orientées vers la lutte contre les inégalités.
- Accroître la participation des femmes du secteur public dans les domaines techniques liés à l'énergie et aux postes de décision.
- Veiller à ce que les femmes et les hommes aient des chances égales d'entrer et de réussir dans des domaines liés à l'énergie dans le secteur privé.
- Etablir et maintenir un cadre de suivi, de responsabilisation et de revue sensible à la dimension genre.

(MPE 2020)

Le plan d'action du GIS présente les activités du GIS au sein de chaque projet. Au moment de la collecte des données au premier trimestre 2022, les activités spécifiques du GIS étaient encore dans leur phase de conception, et nous décrivons brièvement ces plans ci-dessous.

Dans le **Projet Transport**, le plan d'action du GIS vise à promouvoir l'emploi équitable des femmes et des jeunes sur les chantiers de construction des lignes électriques (MCA-Sénégal II 2021). L'objectif n'a pas encore été défini, mais il a été proposé d'employer au moins 15 pour cent de femmes et de jeunes et, s'ils en emploient davantage, les entrepreneurs recevront une prime, tandis que s'ils en emploient moins de 15 pour cent, ils pourront imposer une pénalité financière. Le Projet Transport étant un projet d'infrastructure, il existe divers risques liés à l'emploi et à la traite des êtres humains, au harcèlement sexuel et à la violence sexiste. Un consultant du Compact a

élaboré un plan pour atténuer ces risques. Le Compact collabore avec le MFFGPE pour identifier les mécanismes de protection existants. En outre, le plan d'action de réinstallation comporte également une composante de genre, car il y a des femmes et des jeunes qui seront affectés par la nouvelle construction. Par exemple, les femmes qui travaillent dans le secteur de la pêche, ou les femmes qui ont des petits magasins dans la zone où les constructions auront lieu. Il est important de comprendre le type de soutien dont elles auront besoin pour contrer les impacts négatifs.

Comme l'a noté une partie prenante de la mise en œuvre, « *le Projet Accès est un projet d'inclusion sociale car nous ciblons des zones qui ont été mal desservies, manquent de ressources et sont exclues du courant politique dominant depuis très longtemps* ». Le projet cible les zones rurales qui présentent des niveaux élevés de pauvreté et de jeunesse. Pour le **Projet d'Accès**, outre la promotion de l'emploi équitable et l'atténuation de l'emploi et de la traite des êtres humains, du harcèlement sexuel et de la violence sexiste, le plan d'action du GIS comprend également des activités visant à éduquer et à sensibiliser la communauté à l'utilisation productive de l'électricité et à s'assurer que les femmes et les jeunes bénéficient également de ces programmes. Il existe également un volet facilitant l'accès aux équipements et garantissant qu'au moins trois infrastructures sociales dans des zones publiques, telles que des écoles, des cliniques de santé, des bureaux municipaux, soient connectées au réseau et la MCA-Sénégal II peut payer le câblage intérieur de ces infrastructures. Le Compact cherche à développer un partenariat avec le MFFGPE afin de trouver un moyen de soutenir les connexions pour les familles vulnérables, et peut-être d'étendre les subventions existantes pour les ménages pauvres et vulnérables dans les zones rurales. Un consultant est déjà en train de réaliser une évaluation des chaînes de valeur, des types d'équipements actuellement utilisés, des types d'équipements nécessaires à l'arrivée de l'électricité, des fournisseurs disponibles et des prix. Le consultant utilisera les informations recueillies pour développer un mécanisme facilitant l'accès aux équipements, probablement en partenariat avec des banques, des instituts de microfinance et des programmes de bailleurs. Les parties prenantes que nous avons interrogées ont recommandé de s'assurer que 1) les canaux de communication qui seront utilisés pour communiquer les nouvelles connexions sont des canaux courants dans la région, et 2) la communication a lieu à des moments de la journée où les femmes sont susceptibles d'entendre les messages.

### GIS dans les projets du Compact

- La prise en compte du genre et de l'inclusion sociale dans les activités des différents projets du Compact est nécessaire pour la pleine participation de l'ensemble des couches de la population et aussi pour l'atteinte des objectifs de la croissance économique du pays et de la réduction durable de la pauvreté.
- Dans le cadre du Compact, les principaux groupes cibles du GIS sont : i) les ménages à faible revenu ; ii) les femmes ; et, iii) les jeunes.

(MCA-Sénégal II, 2021)

Dans le cadre du *Projet Réforme*, la partie prenante de MCA-Sénégal II a noté qu'il y avait un appui pour la mise en œuvre du PANGE. MCA-Sénégal II a identifié l'activité à mettre en œuvre dans le cadre de ce plan : un programme de stage pour les jeunes filles. Ils prévoient d'identifier 50 jeunes filles dans des écoles ou des instituts de formation qui auront ensuite accès à des stages de six mois au sein du MPE et d'autres institutions liées au MPE telles que la CRSE, Senelec, l'ASER. Le MCA-Sénégal II collaborera avec des femmes leaders du secteur qui soutiendront ces jeunes filles pendant leur stage et leur recherche d'emploi. Le MCA-Sénégal II financera ce stage et soutiendra le programme et le MPE coordonnera le processus. Les deux autres activités qui seront financées par le Projet Réforme sont un audit sur le genre de Senelec et un renforcement des capacités/une formation de la CRSE et de la direction de Senelec sur le genre et l'inclusion sociale. L'audit de genre est déjà en cours et son objectif, entre autres, est de comprendre s'il existe des politiques de Senelec qui tiennent compte des différences entre les sexes, par exemple, i) comment Senelec communique avec les différentes populations, étant donné que les femmes sont moins susceptibles d'être alphabétisées et ont moins de chances de disposer des canaux d'information habituels ; ii) comment les besoins des femmes et des hommes sont pris en compte séparément au cours des phases de planification, par exemple dans les décisions concernant l'emplacement de l'éclairage public, etc. Enfin, un plan d'action sera développé pour la communication avec les consommateurs afin de s'assurer que les associations de femmes seront invitées à participer aux associations de consommateurs, ce qui contribuera également à la communication sur le coût du service d'électricité, la composition du tarif de l'électricité, et plus généralement, les réformes du secteur.

**Les parties prenantes ont noté que l'intégration des aspects du GIS dans le secteur de l'énergie pourrait devenir plus difficile dans la pratique, notamment en l'absence de procédures claires pour les considérations de GIS dans le nouveau code de l'électricité, d'indicateurs spécifiques de GIS à surveiller ou d'un budget désigné pour le GIS.** Bien que le nouveau code de l'électricité ne mentionne pas directement les aspects du GIS, on peut espérer que les procédures d'intégration des aspects du GIS dans le secteur de l'énergie seront clarifiées dans le texte d'application de la loi. Une partie prenante du MCA-Sénégal II a noté que l'un des défis liés à la mise en œuvre d'indicateurs spécifiques de GIS est que les modèles logiques des projets du Compact incluent des résultats intermédiaires, alors que les indicateurs de GIS sont généralement plus détaillés et se trouvent à un niveau inférieur. Cependant, certains aspects de GIS seront mesurés dans le cadre du plan S&E, en particulier ceux qui sont plus faciles à mesurer, tels que les chiffres de l'emploi, par exemple le nombre de femmes parmi la main-d'œuvre de Senelec, etc. Un autre indicateur, qui pourrait être intéressant mais plus difficile à mesurer, est par exemple l'impact du Projet Transport sur les zones entourant les sites de construction. Cet indicateur peut-être mieux analysé par les études menées par l'équipe environnement et protection sociale. Enfin, il n'existe pas de budget spécifique pour le GIS, et les parties prenantes du MCA-Sénégal II ont dû négocier les budgets avec chaque projet. Les parties prenantes ont noté qu'il est généralement plus difficile de trouver un budget pour des activités qui ne sont peut-être pas prioritaires pour le Compact, comme le soutien aux connexions pour les populations les plus pauvres et vulnérables et le soutien aux activités génératrices de revenus pour les acteurs qui ne font pas partie de la chaîne de valeur. Cependant, comme indiqué précédemment, les considérations de GIS dans les politiques publiques étant également une priorité pour le gouvernement du Sénégal, les parties prenantes ont exprimé l'espoir que le financement de ces activités puisse être assuré par les agences gouvernementales sénégalaises.

*d. Participation du secteur privé à la production et au transport avec accès au réseau par des tiers*

**La libéralisation partielle de la production d'électricité, qui avait commencé sous l'ancien code de l'électricité, est réaffirmée et étendue avec le nouveau code, mais les parties prenantes sont incertaines quant à ce que le nouveau code signifiera en pratique en ce qui concerne la transparence des prix d'achat.** Il y a eu une libéralisation partielle du segment de la production sous l'ancien code de l'électricité à partir de 1998, permettant aux IPP de produire de l'énergie, mais ils ne

pouvaient vendre qu'à Senelec. Cependant, la loi de 1998 a contribué à ouvrir la voie à la réforme du secteur qui a lieu actuellement. La pression pour une plus grande libéralisation de la production d'énergie est également venue de l'extérieur du Sénégal - plus précisément, d'organisations régionales, telles que la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), qui promeut une plus grande intégration économique régionale. L'un de nos informateurs clés a noté qu'en 2013, la CEDEAO a émis une directive suggérant une libéralisation plus complète du segment de la production au Sénégal. Actuellement, les activités de production d'énergie sont autorisées par des contrats d'achat entre le producteur indépendant et Senelec. Ces contrats d'achat servent de base légale pour le développement de l'activité des producteurs indépendants, ce qui est un schéma commun en Afrique de l'Ouest. Les parties prenantes ont exprimé leur incertitude quant à savoir si la nouvelle loi sur l'électricité améliorera la transparence du processus de fixation des prix d'achat.

**Autoriser l'accès des tiers au réseau facilitera la participation du secteur privé à la production d'électricité, mais des aspects importants liés à l'accès des tiers et à la vente de l'électricité excédentaire restent à définir.** Senelec et le MPE discutent actuellement de la définition de l'accès des tiers, des critères pour les clients éligibles, ainsi que du tarif que le tiers doit payer à l'opérateur du réseau pour son transit d'électricité. Il est prévu un projet de décret sur les clients éligibles qui devrait traiter ces aspects. Un représentant du gouvernement a noté qu'ils doivent définir le seuil de puissance pour un accès tiers, « ... *la puissance sera de X mégawatts et ce X là on ne l'a pas encore déterminé* ». Il poursuit en disant qu'un autre problème avec les dispositions du code relatives aux tiers est celui des particuliers dans une zone sans réseau qui veulent permettre à un producteur privé indépendant de produire et de leur vendre en installant leur propre ligne. Mais selon les nouvelles dispositions du code de l'électricité, le producteur privé doit passer par le réseau géré par la compagnie d'électricité. Le responsable gouvernemental a noté que le tarif que le tiers doit payer au gestionnaire du réseau sera déterminé par des consultations et des études. Beaucoup de ces détails devront être clarifiés avec les décrets d'application du code de l'électricité. Il est prévu une étude sur le tarif d'accès au réseau transport. L'objectif sera de développer une méthodologie et fixer le tarif d'accès et d'utilisation du réseau de transport. Il revient de définir les méthodes pour établir les tarifs d'utilisation du réseau et sur la base de la méthodologie retenue, de déterminer, les tarifs d'accès au réseau.

L'autre aspect qui suscite des débats dans le secteur concerne l'autoproduction et la vente de l'électricité excédentaire. L'idée est de permettre aux grandes entreprises disposant d'une capacité d'autoproduction de vendre l'électricité excédentaire, par exemple lors des pics de demande des ménages lorsque l'entreprise n'a pas besoin d'électricité. Un représentant du gouvernement a fait remarquer que l'autoproduction est clairement définie dans le code et que « *l'autoproduction, cela veut dire que vous avez la possibilité, la liberté d'acquérir vos propres moyens de production d'électricité pour votre propre consommation* ». Il y a des entreprises énergétiques du secteur privé qui veulent faire des investissements dans la production et ensuite vendre l'énergie aux clients, mais le représentant du gouvernement a noté que « *ce n'est pas de l'autoproduction* ». Par conséquent, la disposition qui sera mise en place dans le texte d'application précisera que l'installation doit appartenir au producteur (et non être louée) et que si le producteur n'a pas la capacité technique de faire l'autoproduction, il peut engager quelqu'un qui a cette capacité.

**Alors que Senelec reconnaît qu'il est important d'ouvrir le marché de l'énergie aux futurs producteurs indépendants, certaines parties prenantes estiment que cela aura un impact financier sur Senelec et suggèrent une ouverture plus progressive avec les futurs contrats IPP.** Le plan de production actuel de Senelec prévoit un certain nombre de clients ainsi qu'une augmentation naturelle de la clientèle d'environ 8 à 9 pour cent par an. Une partie prenante de Senelec a fait remarquer que lorsque la période d'exclusivité de Senelec prendra fin et que les producteurs indépendants commenceront à vendre à d'autres clients, Senelec perdra des clients, ce qui aura un impact sur sa situation financière. En outre, Senelec n'est pas certaine que la CRSE ait mis en place les bons outils

pour calculer de manière fiable le coût de l'électricité. Une autre partie prenante de Senelec a également noté que l'ouverture à des tiers aurait un impact sur Senelec, car leurs modèles d'affaires sont développés sur la base de la vente exclusive d'électricité à Senelec par les IPP. D'autre part, les parties prenantes de Senelec reconnaissent qu'il est important de s'ouvrir aux producteurs indépendants pour réduire le coût de l'électricité. Ils estiment que l'ouverture aux tiers devrait se faire progressivement et avec les futurs contrats IPP, principalement en raison des dispositions de vente exclusive des contrats IPP existants. Les parties prenantes du secteur espèrent que l'application du code fournira un cadre favorable à la mise en place de ces futurs contrats d'achat avec les IPP. Un informateur de Power Africa a noté que Power Africa avait effectué une revue des contrats d'achat d'énergie et recommandé des contrats futurs bien formulés et clairs, notamment parce que 60 pour cent de l'énergie injectée dans le réseau de Senelec est actuellement produite de manière indépendante avec les IPP.

« il y'aura beaucoup d'impact parce que le modèle financier et le business plan, la durée du contrat, tout a été fait sur la base de cette vente exclusive à Senelec. »

(Partie prenante de Senelec)

**Alors que l'objectif de l'accès des tiers est de faciliter une participation accrue du secteur privé à la production d'énergie et de contribuer à la baisse des prix dans les accords d'achat d'électricité, le grand nombre de contrats IPP à long terme actuels peut créer des défis à une plus grande participation du secteur privé.** Toutes les parties prenantes du secteur ont noté que les projets de production avec des contrats à long terme se sont accélérés et que le nombre de producteurs indépendants d'électricité au Sénégal a augmenté chaque année. Comme indiqué précédemment, 60 pour cent du réseau de Senelec est produit de manière indépendante avec des IPP. La durée moyenne de ces contrats IPP est de 20 à 25 ans et certains pensent que l'augmentation du nombre d'IPP avec des contrats à long terme constituerait une barrière pour d'autres entreprises privées pour entrer et participer au marché de la production. Une partie prenante de Senelec a également reconnu que lorsque l'accès du marché est ouvert à des tiers, « *au début, il n'y aura que quelques clients* ». Les détails entourant le processus de réaffectation/absorption des contrats à long terme actuels et l'attribution de nouveaux contrats dans le secteur de l'énergie seront définis dans le texte d'application du code.

**Le Sénégal a apporté un changement important de dernière minute aux dispositions du code de l'électricité, en accordant au Président sénégalais de donner l'autorisation à l'autorité contractante de poursuivre la procédure d'entente directe pour l'achat de l'énergie dans les situations d'urgence.** Les bailleurs de fonds pensent que ce changement a été effectué pour garantir que certains contrats soient attribués à des soumissionnaires locaux. Un bailleur de fonds a rappelé qu'en 2013, les investissements dans les projets énergétiques ont augmenté au Sénégal, mais que « *beaucoup des bénéficiaires de ces investissements sont allés aux investisseurs étrangers* ».

« On en a fait comprendre à ces partenaires-là, qu'on pourrait se rattraper dans les textes d'application du code parce que le code donne les grands principes. »

(Acteur institutionnel sénégalais)

Le bailleur a reconnu qu'il y a un « *désir de contenu local* » et a recommandé de parvenir à un « *plan de moindre coût qui est vraiment optimisé et que ces [contrats] soient attribués sur une base concurrentielle* » et pourrait alors bien fonctionner à condition que les compagnies d'électricité locales aient la capacité de développer et de gérer ces grands contrats. Le MCC a accepté le code de l'électricité incluant ce changement comme répondant aux exigences de la condition préalable du Compact, comme l'a dit une partie prenante, le Président ne prévoit pas « *activement de faire quelque chose qui ne permettrait pas la participation du secteur privé* ». Il n'est cependant pas clair ce qui constitue une « situation d'urgence » et cette disposition du code devrait être clarifiée dans le texte d'application.

**Les changements de dernière minute apportés au code et le retard dans son opérationnalisation pourraient suggérer que les parties prenantes sénégalaises souhaitent modifier certaines des dispositions initiales du code, ce qui amène certains à se demander si le gouvernement souhaite toujours poursuivre les plans de réforme tels qu'ils ont été conçus.** Le code de l'électricité était l'une des conditions préalables à l'entrée en vigueur du Compact. Un bailleur a noté que lorsque le code a été initialement approuvé en 2021, il semblait que le secteur de l'électricité était ouvert aux investissements du secteur privé, ce qui a incité de nombreux promoteurs à venir au Sénégal et à commencer à investir de l'argent pour développer des projets électriques. Cependant, avec les retards dans l'opérationnalisation et le changement de dernière minute des dispositions du code de l'électricité, certains développeurs peuvent avoir l'impression que le gouvernement ne favorise plus la concurrence. Il semblerait aux développeurs que Senelec ne veuille pas perdre son monopole et ne veuille pas se désengager, et qu'elle essaie donc de minimiser les changements apportés au code de l'électricité.

## 2. Activité de renforcement de la régulation du secteur de l'électricité

Cette activité vise à renforcer et à développer la capacité de la CRSE à remplir son mandat statutaire, tel que décrit dans le FDR et le nouveau code de l'électricité requis par le Compact, ainsi qu'à répondre aux nouvelles exigences à la lumière de l'expansion du secteur de l'électricité au Sénégal (Plan S&E 2021). Cette section se concentre sur : a) les changements dans le secteur de l'énergie résultant du nouveau code de l'électricité, adopté en juillet 2021, ainsi que les perceptions des acteurs institutionnels sur ces changements, et b) la viabilité économique du secteur de l'énergie.

### a. L'évolution du secteur de l'énergie à la suite du nouveau code de l'électricité

Le code de l'électricité définit les rôles et responsabilités du ministère, de la CRSE, de Senelec et de l'ASER dans le secteur de l'énergie. Il détaille un cadre pour l'introduction de la participation du secteur privé, l'ouverture de l'accès des tiers, mais le gouvernement doit

encore déterminer les procédures et les règlements pour la planification du secteur, les apports que les concessions doivent fournir, le processus pour créer des interconnexions avec l'Agence de régulation ouest-africaine et commencer le commerce transfrontalier, la spécificité et les objectifs liés à l'introduction du gaz et des énergies renouvelables, etc.

### Composantes d'activité de renforcement de la régulation du secteur de l'électricité

- Appui pour améliorer les fonctions essentielles de la CRSE (audit du réseau, stratégie de suivi et d'application, plan de communication pluriannuel, étude générale des salaires et de l'autonomie financière).
- Appui pour permettre à la CRSE de se conformer aux nouvelles exigences et de saisir les nouvelles opportunités (évaluer l'adéquation de la méthodologie tarifaire, étude des coûts de service, recommandations sur la conception des taux tarifaires, élaborer et mettre en application de nouveaux règlements, etc.)

(Plan S&E 2021)



Alors que le Sénégal a adopté le nouveau code de l'électricité en juillet 2021, près d'un an plus tard, le gouvernement ne l'a pas encore opérationnalisé par des décrets qui définiraient et faciliteraient les réformes du secteur de l'énergie. Au moment de notre collecte de données, au printemps 2022, le texte d'application du code n'était pas encore approuvé (il y avait une commission chargée d'examiner plusieurs projets dont le texte d'application). Quelques parties prenantes ont fait remarquer que l'élaboration et l'adoption du code ont pu être précipitées et achevées « sans consultation appropriée », car l'adoption du code était une « condition préalable » qui devait être remplie avant que le Compact puisse entrer en vigueur. Les représentants de la CRSE ont mentionné que les retards dans la clarification des dispositions du code de l'électricité par le biais des décrets d'application constituent un risque pour la mise en œuvre de certaines activités de la réforme, car ce n'est qu'avec les décrets que « nous pourrions mettre en œuvre de manière efficace certaines... activités, comme l'accès des tiers ». La partie prenante de MCA-Sénégal II a également noté qu'elle avait espéré avoir au moins les décrets les plus importants environ six mois après l'adoption du code (avant la fin de 2021).

« C'est dans l'intérêt du secteur qu'ils sortent - même s'ils ne sont pas parfaits, parce qu'il y a plein de gens qui veulent faire des choses mais qui attendent ces décrets. »

(Bailleur des fonds)

**Le code de l'électricité transfère certaines responsabilités du MPE à la CRSE, mais une assistance technique supplémentaire ainsi que des définitions claires dans l'application de la loi sont nécessaires pour s'assurer que les rôles et responsabilités des principales parties prenantes du secteur restent bien définis pendant la phase de mise en œuvre de la réforme.** Le code de l'électricité

« La CRSE aura un rôle important surtout dans l'application parce que pour que ce code de l'électricité fonctionne, il faut vraiment un nouveau régulateur, fort et indépendant qui puisse mettre en œuvre les attributions qui ont été données dans le code de l'électricité et veiller à la viabilité du secteur. »

(Acteur de la mise en œuvre)

renforce la mission de la CRSE en tant que régulateur dans le domaine de l'énergie, en changeant son nom de *Commission de régulation de l'électricité* en *Commission de régulation de l'énergie*. Le code attribue à la CRSE de nouvelles missions dans la régulation du gaz et des hydrocarbures, en transférant une partie des responsabilités du MPE à la CRSE. Le code stipule une structure légèrement modifiée pour la CRSE, donnant plus de responsabilités au secrétariat exécutif pour effectuer le contrôle et l'application

de la loi afin d'assurer une plus grande viabilité du secteur de l'énergie.

Afin d'aider la CRSE à comprendre comment élaborer certaines réglementations en temps voulu et de l'aider à communiquer à propos de ces réglementations, le Compact fournira un gestionnaire de projet qui soutiendra la CRSE principalement avec des analyses d'économie politique et d'autres analyses ad hoc. Une partie prenante de la mise en œuvre a noté que la nouvelle CRSE élargie aura également besoin d'être renforcée dans l'analyse des données, car « on a des ingénieurs en électricité, on a des juristes peut être... des économistes, mais on n'a peut-être pas de spécialistes en traitement de données, en analyse de données ». Cette lacune sera probablement mise en évidence lors de l'assistance technique visant à développer une structure organisationnelle plus efficace de la

« Aujourd'hui, avec la pluralité des acteurs dans le secteur, avec la volonté de l'Etat de faire venir des investisseurs, il y aura une explosion, une démographie galopante, des acteurs, et donc, dans tous les cas, cette démographie là des acteurs devrait entraîner un meilleur positionnement du régulateur pour assurer la concurrence entre les acteurs, assurer l'équité, assurer le principe de la bonne gouvernance dans le secteur, mais aussi la viabilité financière. »

(Acteur de la mise en œuvre)

CRSE. Le transfert des responsabilités d'une entité à une autre peut créer de la confusion, comme l'a noté une autre partie prenante de la mise en œuvre, qui ne savait pas quelle entité était responsable de la réglementation et de la planification du gaz. Bien qu'il ne soit pas clair si ces problèmes ont été complètement résolus, les parties prenantes ont souligné l'importance d'une assistance technique supplémentaire et d'une définition claire des responsabilités dans l'application textuelle du code de l'électricité. Au moment de notre collecte de données, l'État avait mis en place un comité composé de membres de toutes les entités du secteur de l'énergie, y compris le MCA-Sénégal II, qui se concentraient sur la finalisation des textes du cadre réglementaire. En outre, le MCA-Sénégal II a mis en place un cadre juridique de partenariat pour identifier les rôles et les responsabilités des entités bénéficiant du compact, ainsi que les résultats attendus.

**Le changement le plus important dans la loi est la décentralisation de l'électrification rurale, qui aura un impact sur les activités de l'ASER et des concessions d'électrification rurale.** Le code de l'électricité prévoit une Electrification Rurale Décentralisée (ERD) – une électrification réalisée à partir de mini-réseaux électriques isolés et/ou de systèmes électriques individuels. Les caractéristiques des projets d'ERD, leurs modalités de délégation, de développement et de suivi sont précisées par décret.

Les concessions d'électrification rurale, d'autre part, ne sont pas aussi claires sur les dispositions du code qui les concernent, par exemple, si elles pouvaient acheter de l'électricité à d'autres opérateurs indépendants à l'avenir ou si Senelec les considérerait comme des « *clients spéciaux* » et déclarera que les concessions ne peuvent pas acheter à d'autres producteurs. Une partie prenante d'une concession d'électrification rurale a noté qu'il semble qu'il y ait deux voies pour les concessions, la transition vers des affermages ou devenir des opérateurs et distributeurs régionaux, mais que leur rôle futur n'est pas clairement spécifié dans le code de l'électricité.

*b. Viabilité économique du secteur*

**Le soutien financier du gouvernement est souvent retardé, ce qui nuit à la situation financière de Senelec et des concessions rurales.** L'État alloue un budget au FSE pour

la compensation tarifaire, l'harmonisation des tarifs, les pertes commerciales, etc. La CRSE fixe le niveau de la compensation tarifaire et le FSE effectue les paiements à Senelec et aux concessions. Cependant, le budget alloué par l'État étant souvent inférieur aux engagements financiers du FSE, les versements des compensations tarifaires sont retardés. Ceci a un impact sur Senelec, les concessions d'électrification rurale et l'équilibre financier global du secteur parce qu'ils ne sont pas toujours en mesure de payer pour la production et le transport d'électricité. Pour essayer de comprendre la viabilité économique du secteur de l'énergie et résoudre ces problèmes, des discussions sont en cours entre le MPE, le Ministère des Finances, le FSE, l'ASER, et toutes les entités du secteur qui peuvent réfléchir à la viabilité du secteur. L'un des résultats de ces discussions, est un rapport avec des recommandations qui n'est pas encore rendu public.

**Les parties prenantes espèrent à ce que la structure tarifaire soit rééquilibrée pour remédier au subventionnement croisé historique entre les clients commerciaux et résidentiels.** Le tarif actuel de l'électricité ne reflète pas le coût de la production et de la distribution de l'électricité au Sénégal à différents types de clients. L'État augmente les tarifs de l'électricité progressivement (tous les 3 ans), tout en fournissant une compensation/ subvention à Senelec et aux concessionnaires d'électrification rurale (la CRSE fixe le niveau de compensation et le FSE effectue les paiements). Les concessionnaires souhaitent parvenir à une révision tarifaire mutuellement acceptable avec le MPE. Idéalement, maintenir les conditions tarifaires telles quelles jusqu'en 2028. Les syndicats de Senelec que nous avons interrogés sont également préoccupés par le fait que la modification ou la suppression de la compensation de l'État

« Nous avons appris pratiquement dans la phase de finalisation quand on a été invité à se prononcer avec des délais très courts, ce qui fait qu'en réalité, les rédacteurs ont beaucoup travaillé avec l'ASER avec la CRSE et les autres acteurs. »

*(Partie prenante de CER)*

risque d'entraîner une augmentation du tarif de l'électricité. Le tarif pour les ménages est subventionné par les utilisateurs productifs. Comme l'a fait remarquer une partie prenante de la mise en œuvre, « *les principales conclusions étaient que l'équilibre devait être déplacé... cet équilibre devait être déplacé si nous voulons permettre une plus grande participation du secteur privé* ». Il est proposé de moins augmenter les tarifs pour les utilisateurs productifs et plus pour les utilisateurs domestiques, qui risque d'être politiquement et socialement impopulaire. Cependant, le gouvernement pourrait être disposé à accepter cette proposition, car il s'attend à ce que le Compact réduise le tarif de l'électricité, de sorte que l'impact de la proposition pour les ménages pourrait ne pas être aussi élevé que prévu.

### 3. Activité de renforcement de l'entreprise de services publics

Cette activité vise à améliorer la performance commerciale, financière, opérationnelle et environnementale de Senelec (Plan S&E 2021). Cette section met en évidence les thèmes liés à l'amélioration de la performance de Senelec.

**Bien que la performance et le service de Senelec se soient améliorés au cours des 10 dernières années, les parties prenantes de Senelec, de la CRSE et du secteur des affaires estiment que Senelec peut bénéficier d'une assistance technique supplémentaire et d'un renforcement des capacités à tous les niveaux afin d'améliorer la performance commerciale, financière et opérationnelle.**

Toutes les parties prenantes que nous avons interrogées ont noté qu'il y a eu des améliorations significatives au niveau opérationnel de Senelec, en particulier dans la qualité du service d'électricité, y compris une réduction significative des interruptions de service ainsi que dans les délais de réponse aux incidents, par rapport

**" Aujourd'hui, il y a accès à une électricité sans coupure. Il y a très peu de coupures par an par rapport à avant. Donc, nécessairement, il y a clairement une amélioration donc par rapport à ce qu'il y avait on va dire il y a 10 ans. Senelec a beaucoup progressé. "**

**(Représentantes des entreprises)**

privées que nous avons interrogés se disent satisfaits de la qualité de l'électricité fournie par Senelec, qui s'est nettement améliorée par rapport à il y a 10 ans. Ils ont noté que « *ça fait deux ans et quatre mois et il n'y avait pas de coupure...même s'il y a des coupures, il y a des micro – coupures* ». Un acteur du MPE a noté que Senelec a dépassé sa performance sur l'indicateur relatif au temps d'attente des clients en cas de coupure.

Malgré ces améliorations, toutes les parties prenantes que nous avons interrogées, y compris Senelec, ont reconnu qu'il était possible d'améliorer encore les performances commerciales, financières et opérationnelles de la compagnie. Les représentants des entreprises ont noté qu'il y a encore des problèmes avec la qualité de la tension et que « *fluctuation de tension, on la constate quand on a des*

#### Composantes d'activité de renforcement de l'entreprise de services publics

- AT pour améliorer les audits et contrôles internes, la passation de marchés, la gestion financière et les services d'information
- Établissement d'un programme d'incitation à la performance de l'opérateur
- AT pour améliorer la gestion du réseau de transport et de distribution de Senelec
- AT en vue de l'adoption et de la mise en œuvre des pratiques optimales en matière de performance environnementale et sociale

(Plan S&E 2021)

à quelques années seulement. Une partie prenante du gouvernement a également noté qu'en 2011, lorsque le FSE a été créé, il y avait des problèmes de délestage et « *depuis, avec l'amélioration de la production, les nouvelles centrales, tout ça, la capacité, ainsi que la sécurisation de l'approvisionnement en combustible, au moins des délestages ont disparu* ». Les représentants des entreprises

*cartes électroniques endommagées* [appareils électroniques qui sont endommagés en raison de fluctuations de la tension dans le réseau] ». Ils aimeraient voir une réduction de la fréquence des fluctuations de tension ainsi qu'une amélioration des communications avec les clients concernant les interruptions et les pannes de service prévues. Les organisations de consommateurs que nous avons interrogées ont également noté qu'il n'y a pratiquement aucune communication concernant les interruptions et les pannes de service. Un membre de la presse a noté que les gens sont généralement frustrés par Senelec, car « *Senelec ne communique pas* ». Un intervenant de Senelec a expliqué que le logiciel n'est pas intégré et que l'information peut se perdre.

« **Sur le volet commercial proprement dit, les attentes vont se fonder sur tout ce qui est amélioration de la qualité des services, mais également de l'atteinte des objectifs en termes de clientèle par rapport aux demandes des clients, surtout dans le milieu rural...parce que c'est là où nous avons un retard assez remarquable.** »

*(Partie prenante de Senelec)*

Plusieurs informateurs ont souligné que les principaux défis à relever pour améliorer les performances de Senelec sont les pertes, plus précisément les pertes non techniques, les pertes techniques, le recouvrement des coûts auprès des gros clients actuels et des concessions, ainsi que le recouvrement des compensations auprès de l'État. Une partie prenante de Senelec a souligné l'importance de recouvrer les paiements des comptes / clients résiliés. Une autre partie prenante de Senelec a souligné la nécessité de collecter d'informations précises et actualisées sur les clients (par exemple, la facturation). Il a également noté la nécessité de renforcer les capacités de gestion financière et de consolider le système d'information financière. Les parties prenantes de Senelec s'attendent généralement à ce que l'assistance technique qu'elles recevront dans le cadre des activités du Compact contribue à améliorer la performance globale de Senelec en les aidant à

« **On a, je pense, un stock important de créances impayées et où il n'y a quasiment pas d'action pour aller recouvrer parce qu'on parle vraiment d'une vingtaine de milliards en franc CFA, des clients résiliés ou on ne sait plus où est ce qu'ils se trouvent dans ce monde.** »

*(Partie prenante de Senelec)*

1) développer une interface et un logiciel par activité, ce qui améliorera l'intégration de bout en bout des activités et rendra celles-ci traçables, et 2) gérer les sources de pertes techniques et non techniques, principalement par le biais du renforcement des capacités à détecter les pertes et à déployer des plans détaillés pour s'attaquer à leurs sources.

**L'efficacité de l'assistance technique du Compact dans la gestion des réseaux de transport et de distribution dépendra de l'identification rapide des domaines**

**spécifiques où Senelec a besoin d'être renforcée.** L'assistance technique visant à améliorer la gestion des réseaux de transport et de distribution et à adopter et mettre en œuvre les meilleures pratiques en matière de performance environnementale et sociale sont des composantes essentielles de l'activité de renforcement des services publics. Plusieurs parties prenantes que nous avons interrogées ont noté que le succès de l'assistance technique à Senelec dépendrait en grande partie de la capacité du projet à

« **C'est d'avoir d'abord la bonne indication de Senelec et de pouvoir avec Senelec identifier les points à améliorer...pour atteindre les objectifs de bonne gestion des activités de réseau.** »

*(Acteur de la mise en œuvre)*

identifier les domaines spécifiques où Senelec a besoin de renforcement. Une partie prenante de Senelec a recommandé un audit détaillé pour identifier les principaux défis à l'amélioration des performances à tous les niveaux, puis de se concentrer sur le renforcement des capacités. Une autre partie prenante a également noté l'importance de comprendre les besoins de chaque direction de Senelec. La réalisation de ce type d'évaluation est

essentielle pour identifier le type de renforcement nécessaire. Par exemple, le système SIG de Senelec,

qui fait partie du système de gestion et de maintenance assistée par ordinateur, doit être mis à jour. Dans le même temps, la mise à jour des systèmes SIG nécessiterait également de renforcer les capacités du personnel à utiliser ces systèmes.

**L'adhésion organisationnelle de Senelec aux activités du Compact et leur adoption peuvent être facilitées par une sensibilisation du personnel de Senelec à tous les niveaux.** La sensibilisation, l'acceptation et l'adoption des activités de réforme par le personnel de Senelec sont essentielles pour le succès à long terme de ces activités. Senelec est une grande entreprise et, comme l'a fait remarquer une partie prenante, les employés sont très occupés par leurs tâches quotidiennes et peuvent ne pas être au courant des activités du Compact. L'assistance technique et le renforcement des capacités sont une composante importante de l'activité de renforcement des services publics et les parties prenantes que nous avons interrogées ont suggéré une plus grande sensibilisation du personnel de Senelec, y compris des syndicats, afin d'assurer une meilleure compréhension et adoption des diverses activités.

« il n'y a pas vraiment plus de sensibilisation qui a été faite en interne...il faut renforcer la communication et même pas seulement au niveau des managers mais aussi à un niveau beaucoup plus bas, pour qu'ils puissent être informés de qu'est-ce que c'est le compact...ça donnerait un peu plus de tenue sur le projet. »

*(Partie prenante de Senelec)*

### IV.2.3. Thèmes qualitatifs liés au Projet Transport

L'objectif du Projet Transport est de fournir de l'électricité de qualité provenant de sources disponibles à faible coût, afin de répondre à la demande croissante sur le réseau interconnecté du Sénégal. Il couvrira la grande région de Dakar, qui représente environ 60 pour cent de la demande d'électricité du pays et 20 pour cent de sa population (Plan S&E 2021).

La section commence par les perceptions des parties prenantes sur les points forts et les risques liés au succès du Projet Transport et continue avec des thèmes organisés par chaque activité du Projet Transport : 1) activité de développement à long terme du réseau de transport et distribution autour de Dakar, 2) activité de remplacement des transformateurs de puissance et 3) activité de stabilisation du réseau.

**Les parties prenantes que nous avons interrogées estiment que Senelec a la capacité de mettre en œuvre le Projet Transport avec succès et dans les délais et qu'elle soutient largement les activités du Compact.** Les parties prenantes du MCC et de Senelec ont noté qu'à quelques exceptions près (comme le câble sous-marin, la libération et le maintien de l'accès pour les lignes), le projet Transport est plutôt simple à mettre en œuvre et Senelec a la capacité technique de mettre en œuvre le projet avec succès et dans les délais. Comme l'a fait remarquer une partie prenante de la mise en œuvre, le Compact est l'un des plus grands projets sur lesquels travaille Senelec et « *ils ne vont pas mettre des bâtons dans les roues* ». Les parties prenantes ont noté, à titre d'exemple, que le Projet Transport implique de nouvelles exigences en matière d'environnement et de sécurité du personnel pour les transformateurs, telles que l'installation de fosses de récupération (capture de l'huile), de murs pare-feu (murs résistant au feu), etc. Les consultants que nous avons interrogés ont noté que la Senelec a été très réceptive à ces exigences et les a acceptées.

**Le coût plus élevé du transport et des matériaux peut conduire à prioriser certaines activités du projet, tout en dépriorisant d'autres activités qui s'avèrent essentielles pour la réussite du projet.** Certains bailleurs pensent qu'il y a un risque financier à la mise en œuvre, car sécuriser le matériel et les équipements nécessaires dans un environnement de

hausse des coûts mondiaux, peut être difficile. En conséquence, le projet peut décider de donner la priorité à certaines activités moins coûteuses par rapport aux plus coûteuses. Cela peut poser un risque pour la mise en œuvre globale du projet, surtout s'il s'avère que les activités qui ont été dépriorisées sont essentielles pour sa réussite. Un scénario d'urgence consiste à déterminer à quel moment les améliorations sont les plus nécessaires et à voir si la Senelec et d'autres sont flexibles pour financer des composants spécifiques, comme l'achat de transformateurs. En fait, une partie prenante a noté que des parties privées ont déjà exprimé leur intérêt à financer la mise en service de batteries de stockage pour les services auxiliaires, qui font partie de l'activité de stabilisation du réseau.

« Souvent... vous avez ces devis initiaux au stade de la conception, puis les choses deviennent plus chères. Et puis il y a une sorte de priorisation des choses où les projets doivent être abandonnés. Et puis parfois, à la fin, il y a un risque que vous économisiez sur quelque chose d'essentiel ».

*(Acteur de la mise en œuvre)*

### **1. Activité de développement à long terme du réseau de transport autour de Dakar**

Cette activité vise à réduire la congestion sur les lignes et sous stations surutilisées de la péninsule de Dakar. Elle contribue ainsi à assurer la sécurité et la fiabilité de l'alimentation en électricité de la péninsule de Dakar, tout en garantissant une demande à long terme, par la construction d'une boucle de transport à 225 kV (Plan S&E 2021). Les études de conception de cette activité ont été finalisés au début de l'année 2022 (le premier trimestre). La stabilisation de tout ce qui est spécifications techniques des lignes et des postes entre MCA-Senegal II et Senelec est en cours. L'appel d'offre pour recruter la firme d'ingénierie-construction du projet transport était prévu d'être lancé au printemps 2022. Le début de ces trois sous-activités est prévu après la mise en place du contrat avec la firme d'ingénierie-construction en début 2023. Nous décrivons ci-dessous les principaux risques, les stratégies d'atténuation et les points forts liés aux phases de planification et de mise en œuvre de cette activité.

#### **Composantes d'activité de développement à long terme du réseau de transport autour de Dakar**

- Un second circuit à 225 kV, d'environ 22 km, entre Kounoune et Patte-d'Oie
- Un double circuit souterrain à 225 kV entre Kounoune et Cap des Biches d'environ sept (7) km de long, une extension de la sous-station existante à 225 kV à isolation gazeuse à Kounoune
- Un câble sous-marin de 16 km, à 225 kV, entre Cap des Biches et Rive Bel Air et un double circuit souterrain à 225 kV d'environ deux (2) km de long depuis la Rive de Bel Air jusqu'à la centrale de Bel-Air

(Plan S&E 2021)

**L'engagement précoce et fréquent de Senelec et d'autres parties prenantes clés au cours des phases de conception et de validation des activités du Projet Transport facilite l'adhésion des parties prenantes à la mise en œuvre de l'activité.** Les parties prenantes de Senelec ont indiqué qu'elles avaient participé à des études liées au Compact, à des réunions de validation des activités, et qu'elles avaient apporté leur contribution à la version finale des activités. Cet engagement semble avoir généré un plus grand soutien des activités. Les parties prenantes de Senelec soutiennent et croient en l'objectif du Projet Transport. Le Projet Transport a engagé d'autres parties prenantes clés, qui joueront un rôle dans la mise en œuvre et le suivi des activités. Par exemple, le port autonome de Dakar dans la baie de Gorée est une partie prenante clé, qui sera impliquée dans le suivi et la mise en œuvre du câble sous-marin. MCA-Sénégal II et Senelec l'ont rencontré au cours des premières étapes de conception pour lui fournir des informations sur le projet et discuter du corridor identifié pour le câble sous-marin. Les discussions ont été fructueuses, puisque MCA-Sénégal II et les parties prenantes du Port de Dakar ont déjà fixé le tracé du câble sous-marin.

« C'est nous qui allons assurer la maintenance donc c'est tout à fait normal qu'on ait notre point de vue dessus. »

(Partie prenante de Senelec)

**Les principaux risques pour le Projet Transport sont liés aux retards dans la gestion des achats et la finalisation des contrats, en particulier dans un contexte de forte demande mondiale et de capacité de production insuffisante.** Le MCC et Senelec prévoyaient que le principal défi du Projet Transport serait la capacité à obtenir le matériel et les équipements nécessaires. Les parties prenantes que nous avons interrogées ont noté qu'il y avait une incertitude autour de l'offre pour le câble sous-marin, qui est un câble court de 16 km. Actuellement, il y a une forte demande de câbles sous-marins très longs et un manque de créneaux de fabrication suffisants, et certains estiment que la production et l'installation du câble pourraient prendre jusqu'à deux ans. Ce risque est aggravé par d'autres risques spécifiques au Compact liés à des retards dans la gestion des achats, à la gestion des contrats et à la gestion des aspects environnementaux et sociaux. Pour atténuer ces risques spécifiques au Compact, les bailleurs ont suggéré de « *renforcer nos mesures de protection pour gérer les aspects environnementaux et sociaux ainsi que l'unité de mise en œuvre des projets* ». Pour rendre le processus de passation de marchés plus efficace, les consultants du Compact préparent les spécifications techniques des contrats au début de 2022, de sorte que lorsque les contrats seront signés à la fin de 2022, les entreprises de construction pourront commencer les travaux au début de 2023. Un autre défi, lié aux nouvelles lignes, est de dégager le passage des câbles et d'entretenir ce passage, mais ces obstacles ont été identifiés et un budget a été prévu. Les parties prenantes de la Senelec ont indiqué qu'elles avaient déjà travaillé avec la BM pour garantir les droits des personnes qui se trouvent sur le passage des nouveaux câbles, principalement en collaborant avec les autorités locales.

" Parfois il va falloir couper certaines lignes pour des besoins de maintenance. Et maintenant si on a d'autres lignes à travers lesquelles on va assurer l'évacuation d'énergie, ça peut nous arranger un peu par rapport à la maintenance "

(Partie prenante de Senelec)

**Le Projet Transport s'efforce de minimiser les risques qui peuvent survenir pendant la construction du câble sous-marin, tout en reconnaissant l'importance de veiller à ce que la Senelec reçoive l'assistance technique adéquate pour la maintenance à long terme du nouveau câble.** Les parties prenantes ont noté que la modernisation des lignes de transport d'électricité dans la région de Dakar est nécessaire pour répondre à la croissance de la consommation d'électricité, mais aussi pour « *soutenir une transition vers les énergies renouvelables, que le Sénégal essaie de développer assez rapidement* ». Le câble sous-marin réduirait la congestion des lignes électriques surutilisées dans la péninsule de Dakar, mais en tant que nouveauté pour le Sénégal, il a nécessité une planification minutieuse pendant la phase de conception de l'activité. Le Projet Transport a mené une série de travaux

analytiques pour identifier les voies de circulation maritime et les zones d'ancrage des bateaux afin de sécuriser le nouveau corridor du câble sous-marin. En même temps, ils ont travaillé avec les entreprises de construction pour identifier la disponibilité des pièces de rechange nécessaires à la maintenance du câble sous-marin. En plus de la sécurisation des pièces de rechange, il sera nécessaire de renforcer les compétences de maintenance du département transport de Senelec. Une partie prenante de Senelec a noté que le département des transports a créé un nouveau poste d'ingénieur pour s'occuper de la maintenance du câble souterrain, mais qu'un seul poste pourrait ne pas être suffisant. La partie prenante de Senelec a reconnu qu'étant donné que le câble sous-marin est nouveau, la manière dont Senelec effectue la maintenance du câble devra changer. Des formations internes à la maintenance sont en cours, mais comme l'a noté la partie prenante, « *on n'est pas à 100 pour cent prêt pour le moment* ». Le MCC et le MCA-Sénégal II étudient déjà diverses options pour atténuer le risque de manque de capacité technique pour la maintenance du nouveau réseau de transport : en sous-traitant le service d'exploitation et de maintenance à long terme ou en se concentrant sur une option de contrat à plus court terme avec une entreprise qui peut former la Senelec à l'exploitation et à la maintenance du câble.

### 2. Activité de remplacement des transformateurs de puissance

Cette activité vise à améliorer la fiabilité du réseau et la qualité de l'électricité tenant compte de la demande croissante résultant de l'élargissement de l'accès à l'électricité et de la forte croissance économique du Sénégal. En particulier, elle comporte un appui à une initiative existante de remplacement des transformateurs sur les réseaux à haute et moyenne tensions, en modernisant ou remplaçant les transformateurs critiques des postes de Touba, Diass, Hann et Aéroport (Plan S&E 2021). L'activité se trouve dans l'étape de la passation des marchés et le début des travaux de poste est prévu en début 2023.

#### Composantes d'activité de remplacement des transformateurs de puissance

- Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 90/30 kV au poste de Hann
- Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 90/30 kV au poste de l'Aéroport Léopold Sédar Senghor (LSS)
- Ajout d'un transformateur de puissance 80 MVA – 225/30 kV au poste de Touba
- Remplacement des deux transformateurs de puissance 40 MVA – 225/30 kV de Diass par des 80 MVA

(Plan S&E 2021)



### 3. Activité stabilisation du réseau

Cette activité vise à appuyer la durabilité du Projet de Transport et l'optimisation de la performance du réseau de transport du Sénégal par l'addition de réserves d'exploitation pour résoudre les problèmes de stabilité du réseau. Il comporte une combinaison de mesures d'amélioration de la gestion du réseau et la mise en place de batteries de stockage de l'énergie suffisante pour assurer la disponibilité de réserves d'exploitation nécessaires pour garantir la stabilité du réseau durant les épisodes d'excursion de fréquence et pour atténuer l'intermittence de la production d'énergie renouvelable pouvant entraîner des délestages (Plan S&E 2021). Les activités de stabilisation du réseau sont dans la phase de

#### Composantes d'activité de stabilisation du réseau

- La mise en place d'un système de télé-délestage pour contrer certains incidents majeurs sur le réseau
- La mise en service sur le réseau de batteries de stockage d'une capacité minimale de 80MW-80MWh
- Le second circuit 225 kV souterrain de raccordement du parc éolien de Taiba Ndiaye au réseau de transport

(Plan S&E 2021)

planification et la mise en œuvre est prévu pour fin 2022/début 2023. Ci-dessous, nous incluons quelques thèmes liés à la mise en œuvre et aux avantages de cette activité

**Les exploitants du réseau de transport de Senelec restent sceptiques que le système de délestage à distance serait supérieur au système actuel, d'où un manque de soutien.** Actuellement, Senelec utilise deux types de délestage : 1) manuel opéré par le dispatching ou 2) automatique opéré par le système automatique de mesure de fréquence (délestage par seuil de fréquence). Le système de délestage à distance proposé permettrait d'analyser la perte de production qui pourrait avoir un impact sur la stabilité du réseau sur certains sites stratégiques tels que la centrale de Sendou, et d'autres centrales de grande puissance. L'idée est de surveiller ces centrales et dès qu'un automatisme détecte une perte de production, par exemple, il communiquera avec le dispatcher qui déterminera la marge de production, tiendra compte des importations, et identifiera le besoin réel de délestage pour opérer sur le réseau. La Direction du Transport

« Il n'y a pas le temps de départ pour que le système de télé-délestage fonctionne...le temps qui avait été défini [de 1,2 secondes] est quasiment supérieur au temps de réaction du système de délestage actuel... et notre système de défense va réagir avant le système de délestage. »

(Partie prenante de Senelec)

de Senelec ne recommande pas l'intégration du système de délestage à distance dans le système actuel de Senelec, car ils estiment que le plan de délestage existant est résilient et peut rétablir la situation normale du système électrique en cas d'incidents. Cependant, les parties prenantes de Senelec ont noté que des études de délestage ont été réalisées, mais qu'elles n'étaient pas alignées sur le plan de délestage actuel de Senelec. De plus, les opérateurs de transport de Senelec estiment que l'utilisation du système présente un risque, car il nécessite des mises à jour constantes pour prendre en compte toutes les contingences du réseau, ce qui en fait un « système qui sera tout le temps évolutif » qui nécessiterait une communication constante avec les fournisseurs d'électricité. Cependant, les parties prenantes de la mise en œuvre ont noté que le département des études de la Senelec a réalisé les études de délestage et a défini les horaires de fonctionnement de cette automatisation pour éviter tout conflit avec le système actuel. La partie prenante a poursuivi en soulignant que le nouveau système ne supprimera pas le système actuel mais le rendra plus efficace pour réduire le volume d'énergie non distribuée.

**Il existe une incertitude quant aux avantages de la sous-activité de stabilisation du réseau.** L'objectif de la sous-activité de stabilisation du réseau est de résoudre les problèmes de stabilité du réseau et d'assurer la durabilité du Projet Transport. Comme l'a noté une partie prenante de la mise en œuvre, l'activité de stabilisation du réseau vise à garantir que lorsque l'infrastructure sera renforcée, le réseau répondra aux normes et standards de stabilité. Cependant, les avantages de cette activité ne sont pas encore aussi clairs, car une autre partie prenante de la mise en œuvre a noté que l'activité suppose qu'il y aura une augmentation de la demande d'électricité, quelque chose qui peut être difficile à prévoir à l'heure actuelle. De plus, les avantages de la sous-activité de stabilisation du réseau dépendraient de l'étendue de l'énergie solaire et éolienne au Sénégal et de la suffisance des réserves actuelles. Celles-ci dépendront de l'évolution de l'offre et de la demande.

« L'automatisme qu'on va installer n'enlève en rien le système qu'ils ont actuellement. On veut leur montrer qu'on a un système plus performant, qu'on va l'ajouter sur le réseau, mettre des temps de fonctionnement très performants...pour réduire au maximum l'énergie non distribuée. »

*(Acteur de la mise en œuvre)*

### IV.3. Évaluation réglementaire

#### IV.3.1. Cadre réglementaire du secteur de l'électricité et défis

En 1998, la Loi n° 98-29 relative au secteur de l'électricité a posé les fondements de l'organisation du secteur, en créant notamment la CRSE. La loi de 1998 a également consacré la participation du secteur privé tant dans la production que dans la distribution et la vente, tout en préservant le rôle essentiel de l'entreprise publique Senelec.

En phase avec le choix politique de diversifier le mix énergétique, la loi d'orientation sur les énergies renouvelables est venue définir en 2010 des incitations et soutiens spécifiques aux énergies renouvelables. Cette Loi s'est concrétisée par le développement de nombreux projets de production indépendante d'électricité renouvelable, majoritairement solaire.

Au fil du temps, il a été constaté malgré des avancées, que certains des objectifs fixés par ces lois ne sont pas atteints, notamment, la garantie de l'approvisionnement en énergie électrique du pays au moindre coût, l'attrait des investissements privés dans le monde rural et l'introduction, à terme, de la concurrence dans la vente et l'achat en gros d'électricité.

Il s'est alors avéré nécessaire de revoir le cadre en place au regard des évolutions du tissu économique sénégalais, du cadre de développement de l'électricité sur le plan sous-régional et régional mais surtout des opportunités qu'offre l'exploitation des ressources pétrolière et gazière nationales.

C'est ainsi que la Loi n° 2021-31 du 09 juillet 2021 portant Code de l'électricité a été promulguée. Ce nouveau Code vise l'amélioration du processus de planification du secteur de l'électricité à travers la mise en place d'un PIMC du secteur, la promotion des investissements importants que requiert le développement du secteur, le renforcement du rôle du régulateur et la transformation économique du pays.

Sur le plan de la régulation du secteur, il y a lieu de rappeler que la CRSE a été créée aux termes de la loi de 1998 ; son rôle a été précisé en 2002 par la loi n° 2002-23 portant cadre de régulation pour les entreprises concessionnaires de services publics, tandis que les divers décrets et textes permettant à la CRSE de devenir opérationnelle étaient publiés.

La CRSE est une autorité chargée de la régulation des activités de production, de transport et de distribution d'énergie électrique. Elle supervise les concessions et les licences ; détermine, modifie et

approuve la structure tarifaire ; et joue un rôle conseil sur toute question intéressant le secteur ou de nature à avoir un impact sur la politique sectorielle. Notamment, la CRSE propose au Ministre chargé de l'Energie tout projet d'arrêté concernant les droits et obligations des entreprises titulaires d'une licence ou d'une concession ; l'accès des tiers aux réseaux de transport ou de distribution ; les relations des entreprises du secteur avec la clientèle.

La CRSE s'est vu renforcé son rôle à travers la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 en prévoyant le lancement des appels d'offres par la Commission.

Toutefois, la CRSE s'est heurtée à de nombreux obstacles l'empêchant de jouer pleinement son rôle. Le manque de capacité de la CRSE a souvent été mis en avant pour justifier que certaines de ses prérogatives soient, de fait, exercées par d'autres entités. C'est ainsi que la Loi n°2021-32 portant création organisation et attributions de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie est venu pour répondre à ces insuffisances.

Cette Loi a introduit des changements importants, notamment :

- L'extension des missions de la CRSE aux activités de l'aval des hydrocarbures et de l'aval et l'intermédiaire gazier ;
- La responsabilité de superviser les appels d'offres du secteur de l'énergie, de surveiller le marché et de s'assurer de l'accès des tiers aux réseaux et aux installations de stockage du gaz et du pétrole ;
- Le renforcement des pouvoirs de contrôle et de sanctions initialement dévolus à la Commission de régulation du secteur de l'Electricité ;
- L'accompagnement de la Commission par des comités consultatifs des consommateurs, des opérateurs et des administrateurs.

### IV.3.2. Objet et approche méthodologique

L'objet de cette évaluation est d'établir la situation de référence en matière de réglementation régissant le secteur de l'électricité au Sénégal, par rapport à laquelle les interventions du Compact dans le cadre du Projet Réforme peuvent être évaluées. Il y a lieu de signaler que cette évaluation porte essentiellement sur le rôle de jure du régulateur du secteur de l'électricité ; l'appréciation de son rôle de facto étant difficile à évaluer<sup>16</sup> compte tenu du contexte politique et social du pays.

Pour cela, nous nous sommes appuyés sur la méthodologie utilisée par la BAD pour calculer l'ERI, mettant l'accent sur deux dimensions principales de la régulation <sup>17</sup>:

- La gouvernance : Dans cette dimension, nous avons examiné le cadre institutionnel et légal dans lequel les décisions réglementaires sont exécutées en vue de donner une appréciation caractéristique de la régulation du secteur de l'électricité au Sénégal, notamment : L'indépendance et la redevabilité du Régulateur, son mandat légal<sup>18</sup>, ses relations avec les décideurs politiques, le processus décisionnel, la transparence des décisions ainsi que la structure organisationnelle et les ressources de la CRSE.
- La substance : Cette dimension a porté essentiellement sur le contenu des décisions prises ou non-prises par les acteurs de régulation tel que : la tarification (en niveau et en structure), les standards de qualité de service, les plans d'investissements et les obligations sociales.

---

<sup>16</sup> Les marges d'ingérence politique sont généralement invisibles.

<sup>17</sup> La régulation porte sur l'activité de surveillance et de contrôle d'une activité par rapport à une réglementation donnée. La réglementation porte sur des textes de loi, décrets et arrêtés, etc.

<sup>18</sup> Le mandat légal est évalué à travers le sous-indice du Pouvoir Réglementaire défini dans le tableau IV.2

La troisième dimension de l'ERI, l'effet réglementaire, consiste à évaluer la mesure dans laquelle les actions du régulateur ont un impact positif sur les compagnies d'électricité régulées et sur l'ensemble du secteur. Cette évaluation est en dehors de la portée de cette étude. Il est important de préciser les différences de notre méthodologie avec celle adoptée par la BAD. Ces différences sont récapitulées dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.1. Méthodologie BAD et modifications apportées**

	Méthodologie BAD	Méthodologie adoptée	Commentaires
Informateurs clés	Questionnaires remplis par CRSE, SENELEC	Revue des réponses données aux questionnaires de la BAD et interviews avec CRSE, SENELEC, MPE, IPP, ASER, Ministère des Finances, Consommateurs, Concessionnaires, Bailleurs de fonds, Presse, Consultants	L'échantillon des informateurs clés a été élargi aux autres acteurs concernés par la réglementation et ce, en vue de valider les sous-indices, de trianguler les résultats et d'identifier toute perception différente parmi les parties prenantes.
Dimensions couvertes	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gouvernance réglementaire</li> <li>Substance réglementaire</li> <li>Effet réglementaire.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gouvernance réglementaire</li> <li>Substance réglementaire</li> </ul>	L'Effet Réglementaire consiste à évaluer la mesure dans laquelle les actions du régulateur ont un impact positif sur les compagnies d'électricité régulées et sur l'ensemble du secteur. Cette évaluation est en dehors de la portée de cette étude.
Nombre de sous-indices couverts	18	7	Le nombre de sous-indices à traiter a été limité à ceux qui sont pertinents pour les besoins de cette étude.
Méthode de collecte des données	Questionnaires envoyés aux organismes de régulation.	Analyse documentaire, Questionnaires, Interviews	

Pour mener cette évaluation, les sous-indices qui sont pertinents à la théorie du changement du compact sont ceux que nous avons sélectionné, avec l'accord de MCA-Senegal II, et qui sont présentés dans le tableau IV.1 suivant :

**Tableau IV.3.2. Subdivision des deux dimensions de la réglementation**

Dimension	Sous-critère	Définitions <sup>19</sup>
Gouvernance	Pouvoir Réglementaire	L'élargissement des pouvoirs du régulateur dans les domaines du PIMC, des accords d'achat d'électricité et de la fixation des tarifs
	Indépendance	Indépendance vis-à-vis du gouvernement et du législateur. Indépendance vis-à-vis des parties prenantes et des acteurs du marché. Indépendance financière
	Transparence	Les mécanismes de communication et de <i>reporting</i> de l'autorité de régulation Les exigences en matière de publication des comptes audités
	Redevabilité	Les consultations avant prise de décision Les possibilités de recours des entreprises et des consommateurs

<sup>19</sup> Ces définitions sont conformes à celles données dans le ERI 2020.

Substance	Amélioration de la qualité du service	Le rôle de la politique gouvernementale en matière d'approvisionnement en électricité et de régulation de l'industrie électrique.
	Viabilité financière du secteur	Le rôle de l'autorité de régulation en matière de régulation des prix et la méthode utilisée.
	Accès aux Mini-réseaux et hors réseaux	Les politiques et les dispositions réglementaires dans les domaines de l'accès au réseau, de la promotion des énergies renouvelables, d'optimisation des prix, d'octroi de licences de concessions, etc.

L'évaluation de ces sous-critères a été effectuée en s'appuyant sur un questionnaire qui a permis de conduire des interviews avec les principaux acteurs concernés par la réglementation du secteur de l'électricité. A cet effet, des questions évaluatives (Q.E.), au nombre de 13, ont été élaborées pour l'évaluation de chacun des sous-critères susmentionnés.

Il faut noter que cette évaluation intervient 6 mois environ après la mise en vigueur du Compact. Les interviews se sont déroulés entre février et avril 2022.

Il convient par ailleurs de signaler que cet exercice ne porte aucunement sur une évaluation juridique des textes législatifs et réglementaire régissant le secteur de l'électricité au Sénégal. La portée de notre évaluation est beaucoup plus large et considère également le contexte et les conditions réunies pour une application adéquate de ces textes.

A signaler que le Pouvoir Réglementaire a été incorporé dans la dimension Gouvernance, du fait que cet aspect est traité dans le sous-indice « Mandat Légal », prévu dans la méthodologie de la BAD en tant que sous-indice de la dimension Gouvernance. Les éléments de réponses concernant ce sous-indice proviennent essentiellement de la documentation existante et de certaines réponses capturées à ce sujet lors des interviews réalisées.

En fonction des réponses obtenues, un score est attribué à chacun des sous-critères selon le même système de notation que celui utilisé dans la méthodologie de la BAD, à savoir :

**Tableau IV.3.3. Système de notation pour l'évaluation réglementaire**

Notation	Interprétation
0,800 à 1,000	<i>Haut niveau de développement réglementaire</i> La plupart des éléments d'un cadre réglementaire, juridique, et institutionnel fort sont en place.
0,600 à 0,799	<i>Niveau substantiel de développement réglementaire</i> De nombreux éléments d'un cadre réglementaire favorable sont établis, bien qu'avec des faiblesses qui ne permettent pas au régulateur d'avoir une forte capacité, de fortes structures juridiques et / ou de fortes structures institutionnelles.
0,500 à 0,599	<i>Niveau moyen de développement réglementaire</i> Éléments de base d'un cadre réglementaire favorable sont établis avec des dispositions limitées en termes de structures juridiques et institutionnelles, et de la capacité du régulateur.
0,000 à 0,499	<i>Faible niveau de développement réglementaire</i> Peu ou pas d'éléments d'un cadre réglementaire favorable sont en place. Il n'existe que des dispositions insuffisantes en termes de structures légales et institutionnelles, et de la capacité du régulateur.

Pour chacune des dimensions considérées (Gouvernance et Substance), nous avons construits un indice réglementaire correspondant (Indice de Gouvernance Réglementaire (RGI) et Indice de Substance Réglementaire (RSI)) en combinant les scores attribués à chacun des sous-critères correspondants à travers une moyenne simple des scores des indicateurs sur lesquels ils reposent.

L'Indice de Réglementation de l'Electricité pour la gouvernance et la substance (ERIGs) sera ainsi défini comme la moyenne simple de RGI et de RSI.

Conformément à la demande du MCA, nous allons distinguer entre la situation avant la mise en vigueur du code de l'électricité et de la loi sur la régulation, d'une part et, la situation après la mise en vigueur de ces deux lois prenant en compte les changements envisagés dans la nouvelle législation.

### IV.3.3. Résultat de l'évaluation réglementaire

#### 1. Dimension de la Gouvernance

Comme précisé auparavant, la dimension de la Gouvernance de la régulation du secteur de l'électricité sera approché à travers l'analyse qualitative de 4 sous-critères : Le Pouvoir Réglementaire, l'Indépendance, la Transparence et la Redevabilité.

#### 2. Le Pouvoir Réglementaire :

Cet indicateur mesure la force derrière l'institution de régulation. Plus précisément, il évalue la manière dont l'institution a été créée et les pouvoirs dont il dispose, notamment dans les domaines du PIMC, des accords d'achat d'électricité et de la fixation des tarifs.

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.4. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Pouvoir Réglementaire**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Pouvoir du régulateur dans les domaines du PIMC	Dans quelle mesure les pouvoirs du régulateur lui permettent de participer à l'élaboration/approbation du Plan Intégré au Moindre Coût.	0,000	0,300
2	Pouvoirs du régulateur dans les accords d'achat d'électricité	Dans quelle mesure les pouvoirs du régulateur sont-ils suffisants dans le cadre des contrats PPA ?	0,400	0,500
3	Pouvoirs du régulateur dans la fixation des tarifs	Dans quelle mesure les pouvoirs du régulateur sont-ils suffisants en matière de détermination/approbation des tarifs d'électricité	0,500	0,600
Score moyen			0,300	0,467

Analyse explicative des scores attribués :

#### *i. Pouvoir du régulateur dans les domaines du PIMC*

Dans le cadre de la nouvelle loi sur l'électricité, le rôle du régulateur se verra renforcé et élargie à d'autres missions. La CRSE a déjà un acquis qui a été renforcé dans le processus de mise en œuvre, validation du processus d'appel d'offres et la validation des programmes d'investissement.

L'objectif du code de l'électricité est d'agrèger les planifications des autres entités en vue d'optimiser les investissements. Cette PIMC sera logée au sein du MPE qui doit l'élaborer et la soumettre au

Président de la République pour approbation. La CRSE aura un rôle de validation et de supervision et devra également assurer le suivi de réalisation de ces investissements sachant que, selon le nouveau code de l'électricité, les coûts d'investissements qui en découlent seront intégrés dans la Base Tarifaire et doivent faire l'objet de correction si ces investissements ne sont pas réalisés.

La commission en charge de l'élaboration du PIMC serait présidée par le MPE ; la CRSE sera membre de cette commission de rédaction et coordonnera les travaux de l'équipe technique. Une fois le PIMC est élaboré, le comité technique doit saisir le MPE des résultats de ses travaux. Ce dernier les soumet par la suite à la CRSE. Les modalités de cet avis seront déterminées dans des textes d'application. Selon la CRSE, les projets de textes d'application concernant la PIMC qui lui ont été soumis par le MPE ne permettaient pas d'identifier clairement les rôles de chaque acteur, ce qui a amené le MCA à lancer une étude qui aura pour objectif le développement du PIMC et les procédures de son élaboration. Par conséquent, le Pouvoir Réglementaire concernant le PIMC ne peut être actuellement évalué de façon précise tant que ces textes d'application ne sont pas publiés.

Quoi qu'il en soit, il y a lieu de signaler que dans la pratique, l'utilisation optimale de ce pouvoir risque de se heurter à un certain nombre de contraintes. Il s'agit essentiellement de l'incapacité des ressources de la CRSE pour émettre un jugement approprié du PIMC qui lui est soumis et ce, en raison du fait qu'il ne dispose actuellement pas des capacités techniques suffisantes pour apprécier les résultats du PIMC ni des outils qui lui permettraient de les challenger.

### *ii. Pouvoir du régulateur dans les accords d'achat d'électricité*

Dans le passé, la CRSE n'a pas été très impliquée dans le processus de passation de marché de la production indépendante d'électricité même si la réglementation antérieure à la nouvelle loi sur la régulation lui donnait suffisamment de pouvoir pour cela. La majorité des acteurs rencontrés dans le cadre de cette évaluation pense que ceci était dû à un manque de préparation des ressources de la CRSE pour mener à bien cette mission, notamment l'expertise technique, financière et juridique. C'est ainsi par exemple que la sélection de IPP a été longtemps gérée par Senelec alors que la CRSE a participé à ce processus en tant qu'observateur. Ce n'est que récemment, dans le cadre de « Scaling Solar », que la CRSE a pris un rôle central dans le processus d'appel d'offres pour la production indépendante avec l'appui d'un consultant international.

Le nouveau code de l'électricité a renforcé le pouvoir du régulateur en matière d'attribution de License. Même s'il participe au processus de passation de marché en tant qu'observateur, le nouveau Code de l'électricité lui permet, notamment, d'émettre un avis **conforme** sur les dossiers d'appel d'offres, l'évaluation des offres tant en matière de licence que de conventions de délégation de service public de fourniture de l'énergie électrique, sur les contrats d'achat/vente d'énergie à conclure par les producteurs indépendants et les distributeurs et revendeurs d'énergie électrique. En effet, après signature du contrat de vente d'électricité, l'opérateur émet une demande de License au Ministère en charge de l'énergie qui la soumet à la CRSE pour avis **conforme**.

Ce pouvoir est cependant modéré dans le sens où la CRSE, dans le cadre du nouveau code d'électricité, participe comme observateur, sans voix délibérative, au processus d'évaluation des offres, aux délibérations y afférentes, et aux négociations contractuelles. De même, l'avis conforme qu'elle émet en matière de procédure dérogatoire, en cas d'entente directe, peut être remis en cause par le Gouvernement en certifiant par notification écrite à la CRSE que, pour des raisons tenant aux circonstances exceptionnelles du cas concerné impliquant des motifs impérieux d'intérêt général, l'attribution du marché doit être poursuivie immédiatement. A noter, cependant, qu'en cas d'avis favorable de la CRSE, cet avis est conforme et lie le Ministère en charge de l'énergie, conformément à l'article 36.2 du Code de l'Electricité.

iii. *Pouvoirs du régulateur dans la fixation des tarifs*

En matière de fixation des tarifs, le régulateur dispose d'un pouvoir relatif. En effet, même si la loi lui confère le pouvoir d'adopter par règlement d'application les principes, les méthodologies et procédures de détermination et de révision des conditions tarifaires, cela se limite à la fixation des niveaux de revenus qu'elle juge suffisants pour permettre au titulaire d'un titre d'exercice d'obtenir un taux de rentabilité normal par rapport à une base tarifaire spécifiée (RMA). Même si dans la loi de 98, cette prérogative était partagée entre le Ministère chargé de l'énergie et le régulateur contrairement au nouveau code qui attribue cette mission exclusivement au régulateur, la méthodologie développée par ce dernier ne comprend pas de mécanisme d'ajustement automatique des tarifs. La décision de fixation des tarifs reste, in fine, toujours du ressort de l'administration.

La nouvelle loi sur la régulation octroi à la CRSE un pouvoir supplémentaire non prévu dans la législation antérieure et qui consiste à déterminer les mécanismes et modalités visant à l'harmonisation tarifaire en milieu urbain, péri-urbain et rural.

Il y a lieu de signaler que la nouvelle loi sur la régulation stipule que « *La régulation tarifaire est mise en œuvre dans le respect des principes, du contenu et des modalités de développement du Plan intégré à moindre coût du secteur électrique et des instruments de planification sectoriels* ». Ceci oblige le régulateur à prendre en compte les résultats du PIMC. Certaines personnes interviewées considèrent que ceci constituerait un risque majeur en matière de régulation tarifaire et une diminution du pouvoir du régulateur en la matière si la CRSE ne dispose pas de pouvoirs suffisants d'approbation du PIMC.

### 3. Indépendance

Cet indicateur est évalué au moyen de trois sous-indicateurs : (1) l'indépendance vis-à-vis du gouvernement et du législateur, (2) l'indépendance vis-à-vis des parties prenantes et des acteurs du marché, et (3) l'indépendance financière et budgétaire.

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.5. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Indépendance**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Indépendance vis-à-vis du gouvernement et du législateur.	Dans quelle mesure l'organe de régulation est-il indépendant officiellement du gouvernement, de la législature et des autres parties prenantes ? (Institutions et associations représentés, Statuts du Président et des Commissaires, mode de recrutement du personnel du Régulateur)	0,300	0,800
2	Indépendance vis-à-vis des parties prenantes et des acteurs du marché.	Dans quelle mesure l'organe de régulation est-il indépendant sur le plan décisionnel ? Pouvoirs du Gouvernement d'annuler des décisions du régulateur, Obligation de consulter les parties prenantes avant de prendre des décisions, Rôle du Régulateur dans l'approbation des tarifs, octroi des licences, résolution des litiges, etc.)	0,500	0,750



	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
3	Indépendance sur le plan financier	Dans quelle mesure l'organe de régulation est-il indépendant sur le plan financier (Source de financement, fixation et approbation du budget du régulateur.)	0,700	0,700
Score moyen			0,500	0,750

Analyse explicative des scores attribués :

*i. Indépendance vis-à-vis du gouvernement et du législateur.*

Avant l'adoption du nouveau code de l'électricité, l'ancrage institutionnel de la CRSE était situé au Ministère en charge de l'Energie. L'un des points forts de la nouvelle loi est le renforcement de l'indépendance de la CRSE dans le sens où les membres du Conseil de Régulation, au nombre de 7, sont nommé par décret suite à un appel à candidature pour un mandat de 5 ans renouvelable une fois. La loi sur la régulation précise clairement les critères d'éligibilité desdits candidats. Elle est cependant moins claire sur la personne qui nomme le Président.

Toutefois, même si le nouveau code de l'électricité stipule que l'ancrage institutionnel de la CRSE sera déterminé par voie réglementaire, beaucoup de personnes interrogées considèrent que la CRSE sera ancrée au sein de la Présidence, ce qui est conforme aux pratiques internationales en la matière.

Beaucoup de personnes interrogées considèrent que, même si la loi octroi au régulateur le cadre juridique d'exercer ses missions en toute indépendance, l'effectivité de ce pouvoir dans la pratique reste un défi à relever eu égard au contexte politique et institutionnel du pays.

*ii. Indépendance vis-à-vis des parties prenantes et des acteurs du marché*

Hormis les questions portant sur la stratégie énergétique et les projets de textes de loi et décrets, le nouveau code de l'électricité permet au régulateur de donner un avis **conforme** sur toutes les autres questions ce qui constitue une avancée considérable en matière d'indépendance décisionnelle.

A signaler également que la nouvelle législation prévoit que dans la période de douze (12) mois qui suit la cessation de leurs fonctions au sein du Conseil de Régulation, les membres ne peuvent accepter aucune responsabilité au sein d'une ou pour le compte d'une entreprise exerçant dans le secteur régulé.

*iii. Indépendance sur le Plan Financier*

L'indépendance financière de la CRSE est à améliorer. En effet, même si les recettes du régulateur proviennent essentiellement des redevances, certaines recettes proviennent des subventions d'organismes publics nationaux et de dotations de l'Etat (si nécessaire). De même, l'approbation du budget reste du ressort du ministère chargé de l'énergie. Ceci n'est pas conforme aux meilleures pratiques en la matière où le pouvoir politique n'a aucune influence sur les recettes du régulateur et les budgets des autorités de régulation ne nécessitent pas d'approbation ou de validation annuelle de la part du gouvernement. A noter cependant que, dans les travaux du comité en charge de l'élaboration des textes d'application, il est prévu que le budget de la CRSE, une fois adopté par le Conseil de Régulation, est approuvé par l'autorité de rattachement. Ce budget est transmis au MPE pour information. A noter également que les comptes annuels de la CRSE sont audités chaque année par un cabinet indépendant et sont soumis au contrôle de la Cour des Comptes, ce qui est aligné aux meilleures pratiques.

Précisons que ces dispositions étaient déjà prévues dans l'ancienne législation avant la publication du nouveau code de l'électricité et de la loi sur la régulation.

#### 4. **Transparence :**

Cet indicateur évalue si le processus décisionnel de l'autorité de régulation est partagé ou accessible par ses parties prenantes.

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.6. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Transparence**

	<b>Composante</b>	<b>Question Evaluative</b>	<b>Score avant code d'électricité et loi sur la régulation</b>	<b>Score après code d'électricité et loi sur la régulation</b>
1	Libre accès à l'information Clarté des décisions	Dans quelle mesure le public a-t-il libre accès à l'information (Comment le public peut-il accéder aux principaux documents réglementaires, Les décisions réglementaires prises par le régulateur sont-elles toujours étayées par des explications, etc.)	<b>1,000</b>	<b>1,000</b>
2	Mécanismes de participation et de consultation du public	Dans quelle mesure les différentes parties prenantes (services publics, gouvernement, consommateurs, etc.) sont-elles consultées avant de prendre des décisions réglementaires majeures (Publication des commentaires reçus des parties prenantes au cours de l'exercice de consultation, les prend-t-il en compte ?)	<b>0,400</b>	<b>0,600</b>
Score moyen			<b>0,700</b>	<b>0,800</b>

Analyse explicative des scores attribués :

*i. Libre accès à l'information et Clarté des décisions*

Le régulateur a une obligation de justifier ses décisions. Il y a également une obligation réglementaire de publier par tout moyen approprié, ses décisions et les éléments de motivation correspondants. Les personnes interrogées considèrent que les décisions publiées sont suffisamment lisibles et de bonne qualité avec des argumentaires juridiques très claires.

Ces dispositions étaient déjà prévues dans l'ancienne législation avant la publication du nouveau code de l'électricité et de la loi sur la régulation.

*ii. Mécanismes de participation et de consultation du public*

Dans la loi de 98, des consultations étaient organisées par la CRSE avant de prendre des décisions réglementaires majeures et ce, par voie de publication sur le site web ou tout autre moyen approprié.

La nouvelle loi sur la régulation est venue renforcer ce mécanisme à travers la création de comités consultatifs des consommateurs, des opérateurs et des administrateurs qui sont également consultés par la CRSE sur certains aspects importants avant de prendre les décisions. Ce dispositif est de nature à

renforcer la transparence du régulateur dans ses prises de décision, selon l'avis de la majorité des personnes interrogées.

Les modalités de fonctionnement de ces comités sont fixées par Règlement d'application de la Commission de Régulation du Secteur de l'Energie. Ces modalités n'étant pas encore publiés, il ne sera pas possible de donner une évaluation précise de l'effectivité de cette nouvelle disposition dans la pratique.

Il y a lieu de signaler cependant qu'il n'existe pas d'obligation réglementaire pour la CRSE d'organiser des consultations publiques concernant le Plan intégré à moindre coût ni pour la définition/révision des conditions tarifaires. Le code de l'électricité stipule que le Conseil de Régulation **peut notamment** organiser des consultations publiques formelles concernant ces sujets même si le code de l'électricité (article 62), rappelle que « *Les modalités d'établissement des tarifs et de leur révision notamment en cas de modification de la structure des coûts, d'évolution des principaux paramètres économiques de fixation du taux de rentabilité normal, de la base tarifaire et d'estimation des dépenses sont définies par règlement d'application de l'organe de régulation du secteur de l'Energie, de façon transparente et après consultation des Comités consultatifs des consommateurs, des opérateurs et de l'administration institués conformément au règlement d'application de l'Organe de Régulation du Secteur de l'Energie* ». Cette remarque est également valable concernant le lancement des consultations publiques dans le cadre des avis que la CRSE formule sur les textes législatifs et réglementaires soumis par le Ministre chargé de l'Énergie même si il s'agit d'attributions d'ordre stratégiques de la CRSE qui prennent la forme d'avis consultatifs.

## 5. Redevabilité

Cet indicateur évalue la mesure dans laquelle l'autorité de régulation est tenue de rendre compte régulièrement de ses activités aux parties prenantes

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.7. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Redevabilité**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Obligation de rendre compte de ses activités	Dans quelle mesure l'organe de régulation rend-il compte de ses activités aux parties prenantes (obligation législative pour le régulateur de répondre aux questions ou d'assister aux auditions organisées par les commissions parlementaires, obligation légale de produire un rapport annuel sur ses activités)	0,900	0,900

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
2	Mécanismes de contestation des décisions réglementaires	Dans quelle mesure les différentes parties prenantes peuvent-elles contester les décisions réglementaires de l'organe de régulation (Quel mécanisme formel ? Existe-t-il au sein du régulateur un corps indépendant de gestion des plaintes)	0,400	0,800
Score moyen			0,650	0,850

Analyse explicative des scores attribués :

*i. Obligation de rendre compte de ses activités*

La Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité présente chaque année au Président de la République, avant le 30 juin, un rapport qui rend compte, au titre de l'exercice précédent, de son activité, de l'exécution de son budget et de l'application des dispositions législatives et réglementaires relatives au secteur de l'énergie électrique. Ceci répond parfaitement aux critères des meilleures pratiques en matière de redevabilité des régulateurs.

Ces dispositions sont les mêmes que celles prévues dans l'ancienne législation avant la publication du nouveau code de l'électricité et de la loi sur la régulation.

*ii. Mécanismes de contestation des décisions réglementaires*

Ces mécanismes ont été renforcés dans le cadre du nouveau code de l'électricité. En effet, un comité de règlement des différends a été créé. Faisant partie de la CRSE, ce comité est un organe indépendant des autres organes de la CRSE qui est chargé de l'examen des plaintes et recours déposés auprès de la CRSE. La création de ce comité donne la possibilité aux acteurs de contester les décisions de la CRSE avant de recourir à la justice. Ceci constitue une des avancées importantes du nouveau code de l'électricité puisque dans l'ancienne législation, la gestion des plaintes était assurée par le Conseil de Régulation.

La composition ainsi que les modalités d'organisation et de fonctionnement du Comité de Règlement des Différends seront fixées par décret. Une réflexion est en cours pour y introduire un magistrat mais aucune décision n'a été prise à ce jour.

Par ailleurs, il y a lieu de signaler que la nouvelle loi sur la régulation a renforcé le pouvoir d'enquête de la CRSE en introduisant une obligation pour les personnes habilitées à mener ces enquêtes de prêter serment auprès de la Cour d'Appel de Dakar. Ceci constitue une forme de redevabilité auprès des acteurs exerçant dans le secteur de l'électricité

1. Dimension de la Substance

La dimension de la Substance de la régulation du secteur de l'électricité sera approché à travers l'analyse qualitative de 3 sous-critères : La Qualité de service, la Viabilité financière et l'accès aux Mini-réseaux et hors réseaux.

a. Qualité de Service :

Cet indicateur évalue la mesure dans laquelle l'organe de régulation surveille les performances du service public régulé (Existences de règlements/codes de qualité de service, amendes en cas de non-respect des normes, etc.)

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.8. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Qualité de Service**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Qualité de Service	Dans quelle mesure l'organe de régulation surveille-t-il les performances du service public régulé ?	0,450	0,450
Score moyen			0,450	0,450

Analyse explicative des scores attribués :

i. Régulation technique

Au Sénégal, les normes de Qualité de Service (QdS) et les incitations sont développées par le Ministère du Pétrole et de l'Energie. Le ministère collabore avec la CRSE, qui est chargé d'appliquer les incitations relatives à l'énergie non fournie (ENF).

La réglementation sénégalaise en matière de QdS prévoit également le paiement de dédommagements et de remboursements aux clients et aux prestataires de services d'utilités publiques (USP) impactés par la Senelec en cas de non-respect de certaines normes de QdS. Senelec exécute directement les paiements de remboursement. CRSE n'a pas de contrôle direct sur le versement des remboursements, mais peut intervenir si les clients ou les USP soumettent des réclamations sur les demandes de remboursement. Le faible nombre de réclamations adressées à la CRSE par les consommateurs à ce sujet indique qu'une campagne d'information est nécessaire pour sensibiliser les consommateurs sur leurs droits à une indemnisation<sup>20</sup>.

Concernant les capacités techniques du régulateur, la CRSE n'est pas assez outillé pour remettre en question la fiabilité des données qui lui sont soumises. Elle ne dispose pas suffisamment de capacité lui permettant d'assurer le suivi et l'application des bonus / malus pour le non-respect des normes de qualité de service par la Senelec. Il n'y a pas non plus de surveillance régulière, par la CRSE, de la qualité de l'approvisionnement en électricité par le biais de rapports périodiques déposés par la Senelec selon des modalités définies par voie réglementaire.

Il y a donc beaucoup d'amélioration à faire en termes de suivi des performances. Cela nécessite notamment des ressources humaines disposant d'expertise technique éprouvée dans le domaine de la gestion des réseaux<sup>21</sup>. A ce sujet, une étude a démarré en 2021 sur l'audit du réseau qui vise à renforcer

<sup>20</sup> Lignes directrices pour l'amélioration de régulation économique et de la qualité de service dans le secteur de l'électricité en Afrique. USAID, Août 2021.

<sup>21</sup> Selon des personnes interrogées, ces ressources devraient provenir de la Senelec mais les conditions salariales de la CRSE ne sont, actuellement, pas incitatives.

la CRSE pour lui permettre d'assurer une évaluation adéquate des performances techniques des opérateurs et de contrôler la fiabilité des données qui lui sont transmises.

b. Viabilité financière du secteur :

Cet indicateur mesure le rôle de l'autorité de régulation en matière de régulation des prix et la méthode utilisée pour déterminer les prix.

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.9. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Viabilité financière du secteur**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Régulation économique	Quel est le niveau de développement de la régulation économique du secteur ? (Methodologie de fixation des tarifs, approbations, mécanismes de compensations)	0,650	0,650
Score moyen			0,650	0,650

Analyse explicative des scores attribués :

i. Régulation économique

Les capacités institutionnelles de la CRSE pour évaluer et mener une analyse économique, économétrique du système de fourniture d'électricité afin de contribuer de façon appropriée à la fixation des tarifs sont jugées relativement bonnes par les interlocuteurs. L'expertise et l'expérience du personnel de la CRSE sur les questions d'analyse financière, économique et juridique sont assez satisfaisants.

Il y a lieu de signaler cependant quelques faiblesses en matière de régulation économique au Sénégal, à savoir notamment : (i) Le fait que le tarif ne reflète pas les coûts. L'Etat applique des subventions et des investissements sont souvent reportés. (ii) La non-possibilité réglementaire de procéder à des ajustements tarifaires pendant la période tarifaire pour prendre en compte les investissements non réalisés. (iii) L'incapacité du régulateur d'évaluer l'efficacité des coûts qui lui sont soumis par les opérateurs pour le calcul des RMA, d'une part et, la structure tarifaire, d'autre part<sup>22</sup>.

La régulation économique et la régulation de la qualité du service, en particulier, reposent en grande partie sur des données précises et régulièrement mises à jour pour guider la prise de décision. Cependant, la CRSE ne dispose pas d'un cadre de gestion des données qui lui permettrait une collecte de données plus efficace et plus précise et disposer d'une base cohérente pour les audits réglementaires. La CRSE ne dispose pas non plus d'outils de prévision à long terme pour l'analyse économétrique et technique qui lui permettrait de renforcer sa capacité dans des domaines essentiels tels que le calcul des tarifs, la planification des systèmes intégrés et les prévisions de charge et, par conséquent, améliorer les résultats de la réglementation économique et technique.

<sup>22</sup> Il nous a été rapporté que la dernière augmentation tarifaire a été de 10% appliqué uniformément sur les différentes catégories de clients et qu'il n'y a pas eu une analyse approfondie concernant la nouvelle structure tarifaire.

c. Mini-réseaux et systèmes hors réseaux

Cet indicateur mesure l'existence et l'effectivité des dispositions réglementaires qui permettent d'intégrer de manière transparente les mini-réseaux et les systèmes autonomes dans le réseau électrique national pour l'approvisionnement et l'échange d'électricité.

Les scores attribués aux différentes composantes de ce sous-indice sont donnés dans le tableau suivant :

**Tableau IV.3.10. Scores attribués aux différentes composantes de sous-indice Mini-réseaux et systèmes hors réseaux**

	Composante	Question Evaluative	Score avant code d'électricité et loi sur la régulation	Score après code d'électricité et loi sur la régulation
1	Mini-réseaux et hors réseaux	Dans quelle mesure l'organe de régulation met-il en place les mécanismes qui facilitent l'accès à l'électricité ? (Dispositions réglementaires qui régissent le développement des mini réseau et systèmes domestiques individuels, incitations financières)	0,400	0,680
Score moyen			0,400	0,680

Analyse explicative des scores attribués :

i. Accès aux Mini-réseaux et hors réseaux

Le développement des mini-réseaux et des systèmes hors réseau sont régis par le Loi 98-29 et Loi n° 2010-21 du 20 décembre 2010 et décrets n° 2011-2014. Cet instrument réglementaire permet également aux exploitants de mini-réseaux privés de vendre de l'énergie dans le réseau à un tarif durable. Le régime tarifaire autorisé par la réglementation est basé sur le coût du service. De même, des normes techniques / de qualité pour les mini-réseaux ont été développées ainsi que des codes de raccordement spécifiant les normes techniques de connexion du mini-réseau au réseau national.

Selon le nouveau code de l'électricité, les projets d'électrification rurale décentralisée sont développés et réalisés par des entreprises privées. Les porteurs de projets d'électrification rurale décentralisée demandent une Concession qui leur est attribuée par arrêté du Ministre chargé de l'Energie, après avis conforme de l'Organe de Régulation du Secteur de l'Energie. Ceci constitue une avancée par rapport à l'ancienne loi dans laquelle la nature de l'avis du régulateur n'était pas claire.

Cependant, ce n'est pas le cas pour les distributeurs de systèmes électriques individuels pour lesquels l'agrément est délivré par le Ministère en charge de l'Energie sans consultation du régulateur.

#### IV.3.4. Conclusions de l'évaluation réglementaire

Un cadre réglementaire efficient et efficace constitue la clé de réussite pour cultiver un environnement favorable aux investissements et soutenir le développement durable du secteur de l'électricité.

Pour le cas du Sénégal, cette évaluation a permis de faire ressortir l'expérience du pays en matière de régulation du secteur de l'électricité, une régulation qui a vu le jour depuis 23 ans. En effet, le Sénégal

a été parmi les premiers pays d'Afrique à mettre en place une autorité de régulation du secteur de l'électricité.

Cependant, et après plus de vingt-trois (23) ans, force est de constater que les objectifs initialement visés sont loin d'être atteints, notamment l'amélioration de la viabilité financière et la bonne gouvernance, de la disponibilité et du coût de l'électricité. En effet, la Loi n° 98-29 relative au secteur de l'électricité ne permettait pas au régulateur de jouer son rôle de manière efficace et en toute indépendance. Plusieurs prérogatives étaient partagées avec le Ministère en charge de l'Energie qui assurait en même temps la tutelle administrative de la CRSE. Il s'agit essentiellement de la définition des principes tarifaires ainsi que la procédure d'attribution de licences. Le nouveau code de l'électricité et la nouvelle loi sur la régulation ont été développés pour remédier à ces lacunes, et ont été promulgués en août 2021.

Nonobstant la promulgation récente du nouveau code de l'électricité et de la nouvelle loi sur la régulation, il faut signaler que cette évaluation intervient à un moment où les textes d'application associées à ces nouvelles lois sont en cours d'élaboration, ce qui n'a pas permis de donner, pour un certain nombre de variables, une évaluation précise de la situation réglementaire après la promulgation des nouvelles lois ; celle-ci reste assujettie aux modalités de mise en œuvre des dites lois qui seront finalement décidées dans le cadre de la version définitive de ces textes d'application. Les scores attribués pour ces variables tiennent compte uniquement des évolutions apportées par les lois en question, indépendamment des textes d'application en cours d'élaboration.

Pour cette raison, la présente évaluation s'est basée sur la situation réglementaire actuelle du secteur en mi-2022 en faisant ressortir les évolutions législatives comparées avec les lois antérieures. Nous avons également signalé l'impossibilité de donner une évaluation précise pour les variables qui restent assujetties à des textes d'application. Pour les autres variables, la perception de la majorité des acteurs rencontrés, considérant que ces nouveaux textes législatifs apporteront des améliorations notables en matière d'indépendance, de transparence et de pouvoir décisionnel, a été prise en compte dans les scores attribués.

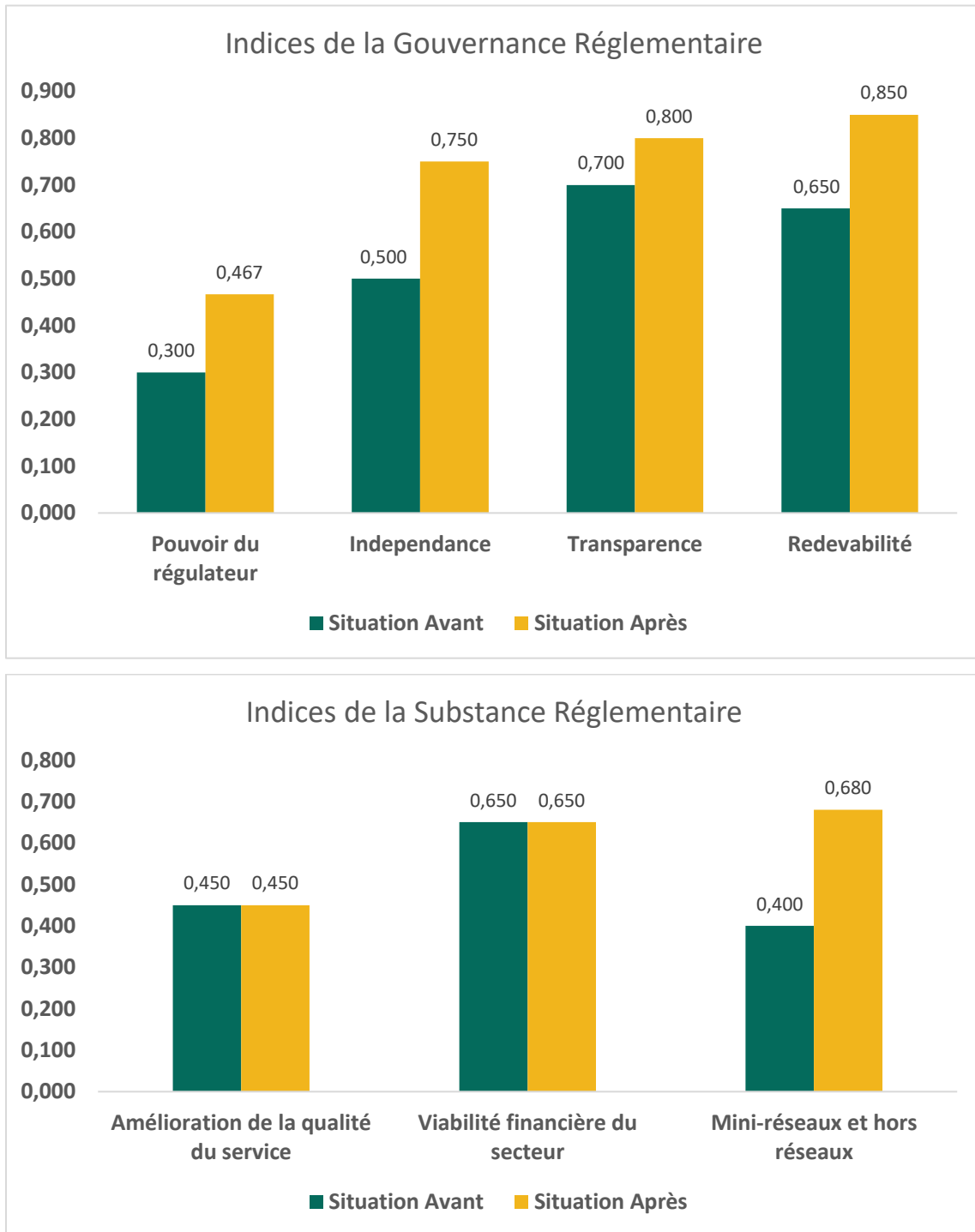
Les tableaux, ci-après, donnent une synthèse des indices attribués dans le cadre de cette évaluation.



Tableau IV.3.11. Synthèse des indices attribués dans le cadre de l'évaluation réglementaire

Dimension	Sous-Critère	Composante	Sous-indices		Indices des sous-critères		Indices des dimensions		ERIGs		
			Avant	Après	Avant	Après		Avant	Après	Avant	Après
Gouvernance	Pouvoir du régulateur	Pouvoir du régulateur dans les domaines du PIMC	0.000	0.300	0.300	0.467	RGI	<b>0.538</b>	<b>0.717</b>	<b>0.519</b>	<b>0.66</b>
		Pouvoirs du régulateur dans les accords d'achat d'électricité	0.400	0.500							
		Pouvoirs du régulateur dans la fixation des tarifs	0.500	0.600							
	Indépendance	Indépendance vis-à-vis du gouvernement et du législateur.	0.300	0.800	0.500	0.750					
		Indépendance vis-à-vis des parties prenantes et des acteurs du marché.	0.500	0.750							
		Indépendance sur le Plan Financier	0.700	0.700							
	Transparence	Libre accès à l'information	1.000	1.000	0.700	0.800					
		Clarté des décisions	0.400	0.600							
	Redevabilité	Obligation de rendre compte de ses activités	0.900	0.900	0.650	0.850					
		Mécanismes de contestation des décisions réglementaires	0.400	0.800							
Substance	Amélioration de la qualité du service	Régulation technique	0.450	0.450	0.450	0.450	RSI	<b>0.500</b>	<b>0.593</b>		
	Viabilité financière du secteur	Régulation économique	0.650	0.650	0.650	0.650					
	Mini-réseaux et hors réseaux	Mini-réseaux et hors réseaux	0.400	0.680	0.400	0.680					

Graphique IV.3.1. Indices de la Gouvernance et de la Substance : Situation avant et après



Par ailleurs, et en dépit de ces améliorations du cadre législatif, la présente évaluation a fait ressortir un certain nombre d'insuffisances en matière de pouvoir et de régulation technique, liées essentiellement au manque de capacités de la CRSE de faire appliquer les règles du cadre réglementaire.

#### IV.4. Recommandations pour les approches de suivi-évaluation et prochaines étapes

Cette section présente nos recommandations pour les approches de suivi-évaluation et les prochaines étapes pour les activités du rapport de référence.

##### Constats/Leçons de l'étude de référence pour la collecte de données

##### 1. Indicateurs du plan de S&E avec une définition révisée

Comme indiqué dans la section III, nous avons collecté des données pour les indicateurs du plan de S&E dont nous étions responsables (tableau III.1.1) et, bien que pour la plupart des indicateurs, nous ayons conservé la définition indiquée dans le plan de S&E, nous avons suggéré des modifications aux définitions pour quelques indicateurs afin de mesurer l'indicateur avec les données disponibles (tableau IV.4.1). Il y a un indicateur (Compétences du personnel de Senelec en gestion financière) pour lequel nous avons convenu avec MCA-Sénégal II que puisqu'il implique un test de compétences, l'équipe de mise en œuvre pourrait être mieux placée pour effectuer ce test et fournir des valeurs.

**Tableau IV.4.1. Indicateurs du plan S&E avec définition révisée**

"Thème" / Concentration du Compact	Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur selon le plan de suivi et d'évaluation	Définition révisée de l'indicateur	Source des données
<b>Projet Réforme</b>				
Compréhension de la réglementation par le public	Compréhension par les clients et les acteurs du secteur de la finalité et des objectifs de la réglementation	Pourcentage de personnes interrogées déclarant avoir une bonne ou très bonne compréhension de la finalité et des objectifs de la réglementation.	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant comprendre la finalité et les objectifs de la réglementation et le rôle du CRSE.	Enquête auprès des clients du secteur de l'électricité et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
Compréhension de la réglementation par le public	Compréhension des décisions de régulation par les clients et les acteurs du secteur	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant avoir une bonne ou très bonne compréhension des décisions des régulateurs.	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant comprendre les décisions de l'autorité de régulation.	Enquête auprès des clients du secteur de l'électricité et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
PIMC	Indice de transparence des coûts	Pourcentage de répondants à l'enquête déclarant que les coûts des unités opérationnelles sont transparents ou très transparents.	Score de 1 à 5 où 1 représente une transparence des coûts très faible et 5 une transparence des coûts très élevée des entités fonctionnelles de l'Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER) et de Senelec.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles

"Thème" / Concentration du Compact	Nom de l'indicateur	Définition de l'indicateur selon le plan de suivi et d'évaluation	Définition révisée de l'indicateur	Source des données
PIMC	Qualité des données fournies par les opérateurs au CRSE	Pourcentage du personnel technique déclarant que la qualité des données reçues des opérateurs est bonne ou très bonne.	Niveau de qualité des données fournies par ASER et Senelec : très bon, bon, moyen, mauvais.	Évaluation de la réglementation et entretiens avec les parties prenantes institutionnelles
Assistance technique	Compétences du personnel de Senelec en gestion financière	L'indicateur est estimé par la proportion (%) d'agents de Senelec ayant une compétence très bonne ou bonne en gestion financière	Comme la définition d'indicateur suggère un test de compétences en gestion financière, nous recommandons que l'équipe de mise en œuvre qui mènera la formation en gestion financière parmi les agents Senelec recueille ces informations avant et après la formation.	N.A.

## 2. Faible taux de réponse des entreprises MT/HT

Une leçon tirée de notre collecte de données téléphoniques quantitatives est qu'étant donné les informations peu fiables sur les numéros de téléphone des clients MT/HT et leur faible taux de réponse, pour nous assurer d'inclure une plus grande représentation des entreprises MT/HT dans l'échantillon, nous recommandons un contact en personne avec eux lors d'une phase de suivi. Pour augmenter le taux de réponse des entreprises dans l'avenir, l'opérateur peut envoyer une communication aux entreprises les informant que l'étude est légitime et demandant leur coopération dans l'enquête. MCA-Sénégal II et Mathematica ont rédigé un plan de communication, qui a été mis en œuvre lors de la collecte des données. Une leçon apprise est que pour être plus efficace, le plan de communication doit être mis en œuvre avant le début de la collecte des données.

## 3. Importance des données administratives

Les données administratives sont un élément important pour 1) établir la situation de référence pour le projet transport, et en dehors du projet transport (information sur SAIDI et SAIFI), 2) à des fins de monitoring (la consommation/les montants facturés des clients sélectionnés pour tous les mois de l'année pour la durée de 2019 – 2026, et 3) pour une évaluation future (informations sur fluctuations de tension réduites dans les sous-stations). Nous avons élaboré une liste de données administratives et l'avons partagée avec MCA-Sénégal II (tableau IV.4.2), mais nous n'avons reçu les données administratives requises, en dehors de la base de données clients. Par conséquent, nous ne les avons pas intégrées dans l'analyse du rapport de référence. Il sera important de travailler en étroite collaboration avec le MCA-Sénégal II pour nous assurer d'obtenir les données administratives nécessaires lors des prochaines phases de suivi.

**Tableau IV.4.2. Données administratives**

Besoins en données	Données demandées
<b>Données de la Senelec</b>	
A des fins d'échantillonnage	Base de données clients
Pour établir la situation de référence pour le projet transport, et en dehors du projet transport	Information sur SAIDI et SAIFI (si disponible au niveau des postes)
A des fins de monitoring	La consommation/les montants facturés des clients sélectionnés pour tous les mois de l'année pour la durée de 2019 – 2026.
Pour aider une évaluation future	Informations sur fluctuations de tension réduites l'électricité réduite dans les postes

#### 4. Représentativité de l'échantillon des concessions rurales

Nous avons inclus trois concessions rurales sur les cinq concessions ciblées pour l'étude de référence. Nous avons reçu la base de données des clients de l'un des deux qui n'était pas incluse, mais vers la fin de la période de collecte des données. L'inclusion de ces données aurait signifié un allongement de la période de collecte de données, qui a déjà été prolongée quelques fois pour tenter d'augmenter l'échantillon de clients MT/HT. Après une conversation avec MCA-Sénégal II, nous avons décidé d'inclure ces clients dans la phase de collecte de données de suivi. Nous n'avons jamais reçu la base de données des clients de la deuxième concession, dont nous comprenons qu'elle a été reversée à Senelec. Nous ne sommes pas sûrs si les clients de cette concession aient été inclus dans la base de données clients que nous avons reçue de Senelec. Il est peu probable qu'ils aient été inclus car le renversement est entré en vigueur fin 2021, alors que nous avons reçu les données de Senelec début novembre 2021.

#### 5. Calendrier des activités pour le rapport de référence

Le calendrier ci-dessous présente les livrables de la tâche 6, Développement du rapport de la situation de référence. La version provisoire du rapport de la situation de référence (ce rapport) sera soumise la deuxième semaine de septembre. L'atelier d'examen du rapport aura lieu la dernière semaine du mois, le 26 septembre à Dakar. Nous réviserons le rapport dans les dix jours suivant l'atelier en réponse aux commentaires des parties prenantes de l'atelier et à tout autre commentaire soumise dans les délais, et soumettrons la version finale du rapport, la note d'information et les séries de données.

**Tableau IV.4.1. Calendrier des activités pour le rapport de référence**

N°	Calendrier des activités pour le rapport de référence pour la Phase I Période de Base	Septembre 2022			
		1	2	3	4
<b>Tâche 6 : Développement du rapport de la situation de référence</b>					
6a	Volume 1 du rapport de la situation de référence (version provisoire)		Δ		
6b	Atelier d'examen du rapport				■
6c	Volume 1 du rapport de la situation de référence (version finale)				▲
6d	Note d'information				▲
6e	Séries de données (données quantitatives brutes, données quantitatives épurées, documentation de référence)				▲

- Atelier
- Δ Livrable provisoire
- ▲ Livrable final

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## V. Références

- Adenikinju, Adeola F. « Electric Infrastructure Failures in Nigeria: A Survey-Based Analysis of the Costs and Adjustment Responses. » *Energy Policy*, vol. 31, 2003, pp. 1519–1530.
- Arnold, Jens Matthias, Aaditya Matoo, et Gaia Narciso. « Services Inputs and Firm Productivity in Sub-Saharan Africa: Evidence from Firm-Level Data. » *Journal of African Economies*, vol. 17, no. 4, February 2, 2008, pp. 578–599.
- Bacon, Robert. « Taking Stock of the Impact of Power Utility Reform in Developing Countries: A Literature Review. » Washington DC: World Bank, 2018.
- Barron, Manuel, et Maximo Torero. « Household Electrification and Indoor Air Pollution. » Working paper, January 2016. Disponible sur : <https://www.ocf.berkeley.edu/~manuelb/research.html>. Consulté le 12 mai, 2016.
- Brown, Ashley C., Jon Stern, Bernard Tenenbaum, et Defne Gencer. « Handbook for Evaluating Infrastructure Regulatory Systems. » Washington, DC: The World Bank, 2006.
- Chaplin, Duncan, Arif Mamun, Ali Protik, John Schurrer, Divya Vohra, Kristine Bos, Hannah Burak, Laura Meyer, Anca Dumitrescu, Christopher Ksoll, et Thomas Cook. « Grid Electricity Expansion in Tanzania by MCC: Findings from a Rigorous Impact Evaluation. » Report submitted to the Millennium Challenge Corporation. Washington, DC: Mathematica Policy Research, February 24, 2017.
- Commission de protection des données personnelles (CDP). République du Sénégal. « Une Mission de Veille, de Sensibilisation, de Conseils et de Propositions. ». Disponible sur : <https://www.cdp.sn/content/une-mission-de-veille-de-sensibilisation-de-conseils-et-de-propositions>. Consulté le 9 juillet, 2022.
- Dedad, John. « When Does Poor Power Quality Cause Electronics Failures? » *Electrical Construction and Maintenance*, November 1, 2008. Disponible sur : <http://ecmweb.com/sagsswellsinterruptions/when-does-poor-power-quality-cause-electronics-failures>. Consulté le 16 décembre, 2016.
- Eberhard, Anton, Katharine Gratwick, Elvira Morella, et Pedro Antmann. « Independent Power Projects in Sub-Saharan Africa: Lessons from Five Key Countries. » Washington, DC: World Bank Group, 2016
- Erdogdu, Erkan. « The Impact of Power Market Reforms on Electricity Price-Cost Margins and Cross-Subsidy Levels: A Cross Country Panel Data Analysis. » *Energy Policy*, vol. 39, no. 3, 2011, pp.1080–1092.
- Escribano, Alvaro, J. Luis Guasch, et Jorge Pena. « Assessing the Impact of Infrastructure Quality on Firm Productivity in Africa. » World Bank Policy Research Working Paper No. 5191. Washington, DC: The World Bank, January 2010.
- Foster, Vivien, et Jevgenijs Steinbuks. « Paying the Price for Unreliable Power Supplies: In-House Generation of Electricity by Firms in Africa. » World Bank Policy Research Working Paper No. 4913. Washington, DC: The World Bank, April 2009.
- Gouvernement du Sénégal (GdS) et Millennium Challenge Corporation (MCC). « Senegal Constraints Analysis Report. » Washington, DC: Millennium Challenge Corporation, mars 2017.
- Grimm, Michael, Renate Hartwig, et Jann Lay. « Electricity Access and the Performance of Micro and Small Enterprises: Evidence from West Africa. » *The European Journal of Development Research*, vol. 25, no. 5, December 2013, pp. 815–829.



- Imam, Mahmud I., Tooraj Jamasb, et Manuel Llorca. « Sector Reforms and Institutional Corruption: Evidence from Electricity Industry in Sub-Saharan Africa. » *Energy Policy*, vol. 129, June 2019, pp. 532–545. Disponible sur : <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.043>.
- Hardy, Morgan et Jamie McCasland. « Lights Off, Lights On: The Effects of Electricity Shortages on Small Firms. » Working Paper, January 10, 2017. Disponible sur : <https://sites.google.com/a/nyu.edu/morganhardy/research>. Consulté le 10 avril, 2017.
- Khandker, Shahidur R., Hussain A. Samad, Rubaba Ali, et Douglas F. Barnes. « Who Benefits Most from Rural Electrification? Evidence in India. » World Bank Policy Research Working Paper No. 6095. Washington, DC: The World Bank, 2012.
- Kontopantelis E. « itspower: Simulation based power calculations for linear interrupted time series (ITS) designs. » 2018.
- Kontopantelis E et al. « Regression based quasi-experimental approach when randomisation is not an option: interrupted time series analysis. » *The British Medical journal*, June 2015, pp. 350. Disponible sur : <https://doi.org/10.1136/bmj.h2750>.
- Lee, Alan David, et Zainab Usman. « Taking Stock of the Political Economy of Power Sector Reforms in Developing Countries: A Literature Review. » World Bank Policy Research Working Paper No. 8518, 2018. Washington, DC: The World Bank.
- Millennium Challenge Account (MCA) – Senegal II. « Plan d'action Genre et Inclusion Sociale (PAGIS) Senegal, 2021-2025 ». Aout 2021.
- Millennium Challenge Account (MCA) – Senegal II. « Plan de Suivi & Évaluation, Version 1 ». Décembre 2021.
- Miller, Candace, John Schurrer, Nicholas Redel, Arif Mamun, et Duncan Chaplin. « Millennium Challenge Corporation's Electricity Transmission and Distribution Line-Extension Activity in Tanzania: Qualitative Evaluation. » Report submitted to the Millennium Challenge Corporation. Washington, DC: Mathematica Policy Research, July 22, 2015.
- Nagayama, Hiroki. « Impacts on Investments, and Transmission/Distribution Loss Through Power Sector Reforms. » *Energy Policy*, vol. 38, no. 7, 2010, pp. 3453–467.
- National Institute of Standards and Technology (NIST). « NIST Special Publication 800-88 Revision 1, Guidelines for Media Sanitization. » Fevrier 2015. Disponible sur : [https://tsapps.nist.gov/publication/get\\_pdf.cfm?pub\\_id=917935](https://tsapps.nist.gov/publication/get_pdf.cfm?pub_id=917935). Consulté le 9 juillet, 2022.
- Owusu, Kingsley Bediako, John Kojo Anaan, Emmanuel Effah, et Fred Kwame Tweneboah-Koduah. « Global Journal of Researches in Engineering. » *Electrical and Electronics Engineering*, vol. 15, no. 2, 2015.
- Ramesh, L., S.P. Chowdhury, S. Chowdhury, A.A. Natarajan, et C.T. Gaunt. « Minimization of Power Loss in Distribution Networks by Different Techniques. » *International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering*, vol. 3, no. 4, 2009.
- République du Sénégal. « Plan Sénégal Emergent. ». Fevrier 2014. Disponible sur : [https://www.sec.gouv.sn/sites/default/files/Plan%20Senegal%20Emergent\\_0.pdf](https://www.sec.gouv.sn/sites/default/files/Plan%20Senegal%20Emergent_0.pdf). Consulté le 6 juillet, 2022.
- République du Sénégal et Ministère du Pétrole et de l'Énergies. « Plan d'Action National pour l'Intégration du Genre dans l'Accès à l'Énergie (PANGE) ». Octobre 2020.

- Schurrer, John, Nicholas Redel, Duncan Chaplin, et Arif Mamun. « Evaluation of the Zanzibar Interconnector Activity: Findings from the Hotel Study. » Washington, DC: Mathematica Policy Research, July, 2015.
- Seymour, Joseph. « The Seven Types of Power Problems. » White paper 18, revision 1. Schneider Electric, April 16, 2010. Disponible sur : [http://www.schneider-electric.com/en/download/document/APC\\_VAVR-5WKLPK\\_EN/](http://www.schneider-electric.com/en/download/document/APC_VAVR-5WKLPK_EN/). Consulté le 7 décembre, 2016.
- Scott, Andrew, et Prachi Seth. « The Political Economy of Electricity Distribution in Developing Countries. » *Journal of Policy and Governance*, vol. 98, 2013.
- Stern, Jon, et John Cubbin. « Regulatory Effectiveness: The Impact of Regulation and Regulatory Governance Arrangements on Electricity Industry Outcomes. » World Bank Policy Research Working Paper 3536. Washington, DC: World Bank, March 2005.
- U.S. Department of Health and Human Services (HHS). « The Belmont report: Ethical Principles and Guidelines for the Protection of Human Subjects of Research. » Avril 1979. Disponible sur : <https://www.hhs.gov/ohrp/regulations-and-policy/belmont-report/index.html>. Consulté le 9 juillet, 2022.
- Woodhouse, Eric. « The Obsolescing Bargain Redux? Foreign Investment in the Electric Power Sector in Developing Countries. » *New York University Journal of International Law and Policy*, 2006.
- World Bank. « The World Bank in Senegal. » Mai, 2021. Disponible sur : <https://www.worldbank.org/en/country/senegal/overview>. Consulté le 6 juillet, 2022.
- World Bank. « New World Bank Support to Increase Access to Electricity Services in Senegal. » Mars, 2022. Disponible sur : <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2022/03/10/new-world-bank-support-to-increase-access-to-electricity-services-in-senegal#:~:text=Senegal%20has%20one%20of%20the,%2C%20geographies%2C%20and%20income%20groups>. Consulté le 15 juillet, 2022.

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

## VI. Annexes

### VI.1. Echantillon quantitatif

Le tableau VI.1 présente des statistiques descriptives de l'échantillon de l'enquête. Il fournit des informations sur la taille des échantillons de l'étude de référence par type de client : clients commerciaux avec connexion BT, clients résidentiels avec connexion BT et clients MT/HT. Il présente également le nombre de répondants qui paient à l'avance leur consommation d'électricité et le nombre de répondants qui reçoivent une facture à la fin de leur cycle de facturation. Nous fournissons une ventilation du nombre de ménages qui ont une petite activité commerciale (115) et du nombre qui ne sont que des ménages (1 343). Un petit nombre de répondants ont déclaré ne plus être un ménage et avoir actuellement une petite activité commerciale (39). Ces 39 clients seront inclus dans l'échantillon d'entreprises pour les vagues de suivi téléphonique de la Phase III. Enfin, 1 507 répondants ont été sélectionnés pour les questions sur la volonté de payer pour une meilleure qualité de l'électricité mesurée par la réduction des interruptions de service et des variations de tension. En raison de la longueur de l'enquête, nous avons assigné au hasard un sous-groupe de notre échantillon pour répondre soit à la série de questions sur la volonté de payer, soit à une autre série de questions. Nous alternerons cette affectation lors des futures vagues de suivi, de sorte que le groupe qui a répondu à la série de questions sur la volonté de payer réponde à l'autre série de questions lors de la prochaine vague.

**Tableau VI.1. Description de l'échantillon de l'enquête**

Indicateur	Taille de l'échantillon
<b><i>Basse Tension (BT) usage commerciale</i></b>	
Dakar (Senelec)	534
Senelec hors-Dakar	214
Concessions	292
<b><i>BT usage résidentielle</i></b>	
Dakar (Senelec)	650
Senelec hors-Dakar	452
Concessions	405
<b><i>Moyenne Tension (MT)</i></b>	
Dakar (Senelec)	66
Senelec hors-Dakar	158
<b><i>Haute Tension (HT)</i></b>	
Dakar (Senelec)	3
Senelec hors-Dakar	1
Prépayé	1 557
Post payé	1 218
<b><i>Type de client parmi connexion résidentielle</i></b>	
Ménage	1 343
Ménage et petite entreprise	115
Petite entreprise seulement	39

Le tableau VI.2 décrit l'échantillon avec connexion résidentiel BT – à Dakar, et hors Dakar, desservi soit par la Senelec soit par l'une des trois concessions rurales de notre étude. La partie supérieure du tableau présente les caractéristiques des répondants qui sont uniquement des ménages, telles que le nombre moyen de membres du ménage, le sexe du chef de ménage, le revenu mensuel moyen et des informations détaillées sur l'utilisation des appareils électriques par les ménages.

La partie inférieure du tableau présente les caractéristiques des ménages ayant une petite activité commerciale. Nous fournissons des informations sur le nombre d'employés, le nombre moyen d'activités productives, le secteur dans lequel les entreprises opèrent et des informations détaillées sur l'utilisation des appareils électriques. Nous présentons également des informations indiquant si le ménage ou l'activité commerciale est le plus gros consommateur d'électricité.

**Tableau VI.2. Description de l'échantillon avec connexion BT résidentielle**

	Connexion BT résidentielle - Dakar	Connexion BT résidentielle - hors-Dakar	Connexion BT résidentielle - concessions
<b>Caractéristiques du ménage et de la connexion résidentielle</b>			
Nombre moyenne de membres du ménage	7,6	8,9	14,6
<b>Sexe du chef de ménage (pourcentage)</b>			
Feminin	17,8	22,4	5,7
Masculin	82,2	77,6	94,3
<b>Revenu moyen du ménage (pourcentage dans cette catégorie)</b>			
Moins de 100.000CFA	4,3	6,2	45,4
Entre 100.000 CFA et 200.000 CFA	43,3	43,4	46,0
Entre 200.000 CFA et 400.000 CFA	31,7	40,0	6,6
Entre 400.000 CFA et 600.000 CFA	10,2	8,9	1,8
Plus de 600.000 CFA	10,5	1,5	0,1
La connexion alimente une activité productive (pourcentage)	3,7	4,1	20,0
<b>Equipements électroménagers que le ménage possède (pourcentage)</b>			
Lumières intérieures	98,6	94,3	97,6
Lumières extérieures	77,6	50,3	74,6
Ventilateur	87,8	91,9	54,0
Télévision ou vidéoprojecteur	96,9	95,5	61,1
Réfrigérateur ou un congélateur	84,7	77,4	36,2
Climatiseur	23,8	9,5	0,3
Ordinateur	42,8	20,8	3,2
Téléphone portable / smartphone	98,0	95,9	97,9
Fer à repasser	21,9	6,3	3,0
Alimentation de ménages ou entreprises voisins (pourcentage)	1,8	1,6	6,1

	Connexion BT résidentielle - Dakar	Connexion BT résidentielle - hors-Dakar	Connexion BT résidentielle - concessions
<b>Nombre d'observations ménages</b>	<b>601</b>	<b>416</b>	<b>326</b>
<b>Caractéristique des petites entreprises raccordé à travers la connexion résidentielle</b>			
Nombre d'employés	2,5	41,9	0,7
Nombre moyenne d'activités productives	1,0	1,0	0,9
<b>Utilisateur le plus important (pourcentage parmi les clients qui ont des activités productives)</b>			
Ménage	45,5	22,1	31,9
Entreprise/activité productive	54,5	77,9	68,1
<b>Secteur (pourcentage)</b>			
Détail	46,5	91,2	96,7
Fabrication, construction et extraction des ressources	1	8,8	1
Services	8,8	0	0
<b>Equipements électroménagers (pourcentage)</b>			
Lumières intérieures	99,3	87,0	98,0
Lumières extérieures	81,6	39,8	92,1
Ventilateur	63,3	78,4	75,7
Télévision ou vidéoprojecteur	76,6	90,9	70,3
Réfrigérateur ou un congélateur	69,4	87,5	79,6
Climatiseur	20,3	0	2,9
Ordinateur	42,4	3,2	0,7
Téléphone portable / smartphone	98,4	86,0	97,8
Fer à repasser	9,8	6,3	3,4
<b>Nombre d'observations entreprises BT connexion résidentielle</b>	<b>48</b>	<b>35</b>	<b>71</b>

Note : Tous les échantillons sont présentés pour le projet Reform. Pour le projet Transport, seuls les échantillons de Dakar sont pertinents.

Le tableau VI.3 décrit les clients commerciaux avec des connexions BT ou MT/HT à Dakar ou en dehors de Dakar, desservis soit par la Senelec soit par l'une des trois concessions rurales de notre étude. Nous fournissons des informations sur le nombre moyen d'employés, le secteur dans lequel les entreprises opèrent, leurs profits mensuels, leurs ventes et leurs coûts. Nous fournissons également le pourcentage d'entreprises connectées à une autre entreprise et les trois équipements/machines les plus importants pour les clients BT et MT/HT séparément.

**Tableau VI.3. Description de l'échantillon entreprise**

Caractéristiques	BT commerciale - Dakar	BT commerciale - hors-Dakar	BT commerciale - concessions	MT/HT - Dakar	MT/HT - hors Dakar
Nombre moyenne d'employés	2,7	1,9	1,8	68,1	26,1
<b>Secteur (pourcentage)</b>					
Détail	38,0	47,5	53,1	0,7	58,6
Fabrication, construction et extraction des ressources	34,3	22,7	29,0	98,5	20,9
Services	17,8	11,9	11,2	0,5	8,0
Profits moyenne mensuelles (milles)	2 932,2	332,5	44,4	4 660,0	420,1
Ventes moyenne mensuelles (milles)	9 826,5	913,2	211,6	24 000,0	7 783,2
Coûts moyenne mensuels (milles)	1 774,5	343,5	143,5	14 775,3	1 997,5
Pourcentage d'entreprises raccordées à une autre entreprise	96,4	99,4	78,6	1,0	1,0
<b>Les trois pièces d'équipement/machines plus importantes pour les entreprises BT (pourcentage)</b>					
Système de réfrigération / congélation	15,7	23,8	15,3	n.a.	n.a.
Ventilation	20,7	14,3	14,6	n.a.	n.a.
Lampes	14,3	19,0	3,5	n.a.	n.a.
<b>Les trois pièces d'équipement/machines plus importantes pour les entreprises MT/HT (pourcentage)</b>					
Pompe/Pompe à eau	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	24,8
Ordinateur	n.a.	n.a.	n.a.	0,6	14,3
Imprimante / Photocopieur	n.a.	n.a.	n.a.	0,4	n.a.
<b>Nombre d'observations</b>	534	214	292	69	159

Note : Tous les échantillons sont présentés pour le projet Reform. Pour le projet Transport, seuls les échantillons de Dakar sont pertinents.

## VI.2. Echantillon qualitatif

Dans cette section nous présentons l'échantillon qualitatif pour l'enquête auprès des acteurs institutionnels (tableau VI.4) et pour l'évaluation réglementaire (tableau VI.5). L'échantillon de l'enquête qualitative a compris des parties prenantes qui ont connaissance approfondie du secteur de l'énergie au Sénégal, qui ont un intérêt dans la mise en œuvre du Compact, ainsi que des bénéficiaires qui apportent une perspective différente.

**Tableau VI.4. Echantillon qualitatif pour l'enquête auprès des acteurs institutionnels**

<b>Parties prenantes</b>	<b>Nombre de personnes interviewés</b>
Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)	1
Associations de consommateurs	4
Bailleurs de fonds actifs dans le secteur au Sénégal	3
Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)	4
Concessionnaires d'électrification rurale	3
Consultants du Compact	5
Millennium Challenge Account-Sénégal II	4
Millennium Challenge Corporation (MCC)	4
Ministère de la Femme, de la Famille, du Genre et de la Protection des Enfants (MFFGPE)	2
Ministère des Finances et du Budget (FSE)	3
Ministère du Pétrole et des Energies (MPE)	4
Presse	2
Producteurs Indépendants d'Électricité (IPP)	1
Représentants des entreprises locales	1
Secrétariat General de la Présidence	1
Senelec	6
Syndicats / Représentants des travailleurs	12
<b>Total</b>	<b>60</b>

**Tableau VI.5. Echantillon qualitatif pour l'évaluation réglementaire**

<b>Parties prenantes</b>	<b>Nombre de personnes interviewés</b>
Agence Sénégalaise d'Électrification Rurale (ASER)	1
Bailleurs de fonds actifs dans le secteur au Sénégal	3
Commission de Régulation du Secteur de l'Électricité (CRSE)	4
Concessionnaires d'électrification rurale	3
Consultants du Compact	2
Millennium Challenge Account-Sénégal II	2
Ministère des Finances et du Budget (FSE)	3
Ministère du Pétrole et des Energies (MPE)	5
Producteurs Indépendants d'Électricité (IPP)	1
Secrétariat General de la Présidence	1
Secteur privé	1
Senelec	6
<b>Total</b>	<b>32</b>



### VI.3. Administrative

#### 1. Exigences et autorisations pour la collecte de données

Mathematica s'engage à protéger les droits et le bien-être des sujets humains en obtenant les autorisations et les approbations nécessaires pour les activités de recherche et de collecte de données pertinentes. Dans cette section, nous abordons le processus d'obtention des autorisations et des approbations de collecte de données au Sénégal et aux États-Unis.

**Approbation de la CDP et de l'ANSD au Sénégal.** Nous avons assuré que l'étude répond à toutes les normes de recherche du Sénégal en matière d'autorisation éthique. Nous avons assuré que les données personnelles sont sécurisées et confidentielles et que le traitement des données personnelles est effectué conformément à toutes les dispositions légales, comme indiqué dans la mission de veille, de sensibilisation, de conseils et de propositions de la CDP. Mathematica a travaillé en étroite collaboration avec le MCA-Sénégal II pour préparer tous les formulaires, s'assurer que nous répondons à toutes les exigences de la CDP et de l'ANSD, et s'assurer que les demandes sont soumises avant le début des activités de collecte de données. Nos partenaires de SDI et de COGEMAP ont également rempli et soumis les formulaires nécessaires. Comme nos documents étaient encore en cours d'examen lorsque la collecte de données a commencé, nous avons reçu l'autorisation de commencer la collecte de données pendant que l'examen est finalisé.

**Autorisation du CEI américain.** L'approbation du CEI américain requiert trois séries de documents : (1) un protocole de recherche dans lequel nous décrivons l'objectif et la conception de la recherche et fournissons des informations sur nos plans pour protéger les participants à l'étude, leur confidentialité et leurs droits de l'homme, y compris la manière dont nous obtiendrons le consentement de chaque personne interrogée avant sa participation ; (2) des copies de tous les instruments de collecte de données et des formulaires de consentement que nous prévoyons d'utiliser pour l'étude ; et (3) un questionnaire CEI rempli qui fournit des informations sur le protocole de recherche, la manière dont nous collecterons et stockerons les données en toute sécurité, la protection des participants, et toute menace possible pour les participants résultant de l'étude ou toute compromission de la confidentialité des données. Nos documents ont fait l'objet d'un examen accéléré par le CEI car l'étude présente un risque minimal pour les participants. L'approbation du CEI a été reçue un mois avant le début des activités de collecte de données et est valable pour un an. Nous soumettrons des renouvellements annuels pour les années suivantes si nécessaire.

#### 2. Plan d'accès aux données, de confidentialité et de documentation

Toutes les données collectées pour cette évaluation ont été transférées de manière sécurisée de l'entreprise de collecte de données à Mathematica en utilisant le protocole de transfert de fichiers sécurisé (SFTP) et un site de transfert sécurisé, tel que BOX. Le protocole SFTP nécessite l'authentification du client par le serveur et facilite le transfert sécurisé de fichiers sans exposer les informations sensibles. BOX est une solution d'entreprise basée sur le cloud pour le partage sécurisé de fichiers et la collaboration. Chaque utilisateur qui participera au transfert de données doit créer un identifiant de connexion unique. Lorsque l'on utilise un site de transfert sécurisé, toutes les données transférées sont cryptées en transit, les données sont également cryptées au repos, une fois reçues. Pour BOX, plus précisément, le « Box JCA Cryptographic Module » est un fournisseur de « Java Cryptography Architecture » qui assure le cryptage, le « hashing » et la génération de nombres aléatoires à l'aide d'algorithmes validés FIPS 140-2. Une fois reçues, nous stockons les données personnelles sur un petit réseau crypté avec un cryptage AES 256 bits. Il s'agit du niveau de cryptage recommandé dans les directives TREDD du MCC. Mathematica achète des certificats de niveau racine auprès de GeoTrust, une société qui établit et maintient des clés

cryptographiques. Ces certificats sont destinés à être utilisés sur des sites Web d'accès public. Les autorisations d'accès aux données sur le réseau de Mathematica sont strictement contrôlées et seront approuvées par le directeur du projet sur la base du besoin de savoir.

Mathematica se conformera également aux mesures de sécurité à la fin du projet, telles que la destruction des données. Nous suivrons les procédures de destruction des supports pour la suppression des données à caractère personnel, conformément à la norme Institut National des Normes et de la Technologie (NIST) SP 800-88, Guidelines for Media Sanitization (NIST 2015). Mathematica utilise « NetApp Enterprise » pour la suppression des fichiers. Avec NetApp, une fois qu'un fichier est supprimé, la « feuille de route » du fichier est supprimée et ne peut pas être reconstruite. Pour garantir la conformité aux exigences de conservation et de suppression des données, les sauvegardes de Mathematica sont stockées sur des systèmes de stockage cryptés de classe entreprise, que seul le personnel informatique est habilité à administrer.

Mathematica se conforme strictement aux principes éthiques de la protection des sujets de recherche sur l'homme décrits dans le rapport Belmont : le respect des personnes, la bienfaisance ou le fait de traiter les gens de manière éthique en respectant leurs décisions, en les protégeant des dommages et en faisant des efforts pour assurer leur bien-être, ainsi que la justice et l'égalité de traitement (US DHHS 1979). Mathematica s'engage à respecter les principes éthiques et les orientations définies par la CDP, comme l'information des sujets de recherche sur leurs droits en tant que participants à l'étude (CDP). Nous refléterons tous ces principes dans le processus de consentement, qui donnera aux répondants la possibilité de refuser de participer, de ne fournir que des informations partielles ou de refuser de poursuivre leur participation à tout moment. Le consentement comprendra une déclaration indiquant que leur identité ne sera pas relevée dans le rapport de l'étude. Les instruments de collecte de données (tant les instruments quantitatifs que les protocoles qualitatifs) comprennent des déclarations de consentement approuvées par notre CEI qui garantissent la confidentialité des répondants.

Nous utilisons Survey Solutions pour programmer les instruments et collecter les données. Avec Survey Solutions, dès qu'une enquête est marquée comme « finalisée », son contenu sera crypté à l'aide d'une clé de cryptage publique. Chaque fois que des données sont transmises via un réseau 3G ou un autre réseau Internet, elles sont cryptées en transit à l'aide du protocole SSL. Le serveur de Survey Solutions stocke les données, mais celles-ci restent cryptées et donc illisibles pour le serveur. Lorsque les données sont téléchargées, elles sont doublement cryptées, la clé publique et le protocole SSL étant utilisés pour la transmission sécurisée des données. À des fins de contrôle interne et d'audit, les partenaires locaux de collecte de données conserveront les fichiers de données pendant toute la durée du projet, y compris le contrat de base et les contrats d'option ultérieurs. Toutes les données et bases de données collectées par nos partenaires, SDI et COGEMAP, seront remises à Mathematica à la fin du contrat. Mathematica suivra les étapes décrites précédemment dans cette section pour traiter et éliminer les données à la fin du contrat.

Mathematica préparera et fournira un ensemble de données quantitatives au MCA-Sénégal II à la fin de chaque phase. Ce paquet consistera en deux ensembles de données Stata distincts et bien documentés : un fichier de données brutes et un fichier propre destiné à un usage interne. Les fichiers de données brutes et propres incluront des tableaux croisés, qui aideront les futurs évaluateurs qui chercheront à réinterroger les mêmes ménages et entreprises que ceux interrogés dans le cadre de cette étude, à fusionner les informations personnelles identifiables et les données de réponse si nécessaire. Chaque paquet de données comprendra une documentation sous forme de métadonnées standardisées, comme spécifié dans les directives TREDD du MCC. La documentation comprendra également des manuels d'utilisation, des questionnaires et des programmes d'analyse. Tous seront livrés en formats Word et PDF. Afin de protéger la vie privée des

principaux intervenants, nous ne soumettrons pas de données qualitatives, mais nous soumettrons des instruments qualitatifs et des livres de codes.

#### VI.4. Commentaires des parties prenantes et réponses du consultant

**Cette page a été laissée vierge pour la copie recto-verso.**

---

**Mathematica Inc.**

Princeton, NJ • Ann Arbor, MI • Cambridge, MA  
Chicago, IL • Oakland, CA • Seattle, WA  
Woodlawn, MD • Washington, DC

**EDI Global, a Mathematica Company**

Bukoba, Tanzania • High Wycombe, United Kingdom



[mathematica.org](https://mathematica.org)

Mathematica, Progress Together, and the “spotlight M” logo are registered trademarks of Mathematica Inc.