**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Drapeau de la Mauritanie |  |  | Symboles nationaux du Niger | Drapeau du Tchad — Wikipédia |
|  |  |  | *NIGELEC | LinkedIn* | *Société Nationale d'Electricité recrute plusieurs profils pour les besoins  de ses services - TchadCarriere* |

**Initiative « Desert to Power »**

**PROJET D’INTERCONNEXION ELECTRIQUE HAUTE TENSION  
DORSALE DU SAHEL   
(MAURITANIE – MALI – BURKINA – NIGER –TCHAD)**

**TERMES DE REFERENCE**

**POUR**

**L’ETUDE DE PREFAISABILITE**

**Février 2022**

Table des matières

[**1** **Introduction** 4](#_Toc95391820)

[**2** **Contexte de l’étude** 5](#_Toc95391821)

[**2.1** **Société Mauritanienne d'Electricité (SOMELEC)** 5](#_Toc95391822)

[**2.2** **Energie Du Mali – SA (EDM-SA)** 7](#_Toc95391824)

[**2.3** **Société Nationale d’Électricité du Burkina (SONABEL)** 8](#_Toc95391825)

[**2.4** **Société Nigérienne d’Electricité (NIGELEC)** 9](#_Toc95391826)

[**2.5** **Société Nationale d’Électricité du Tchad (SNE)** 11](#_Toc95391828)

[**3** **Objectifs des Termes de Référence** 12](#_Toc95391829)

[**4** **Etendue des Prestations** 13](#_Toc95391830)

[**4.1** **Tâche 1 : Collecte et examen des données** 14](#_Toc95391831)

[**4.2** **Tâche 2 : Détermination du niveau de tension de la ligne** 16](#_Toc95391832)

[**4.3** **Tâche 3 : Étude de tracé de ligne y compris le raccordement des parcs solaires, choix de l'emplacement des postes, choix de l’emplacement des parcs solaires** 17](#_Toc95391834)

[**4.3.1** **Tâche 3.1 : Etude du tracé de la ligne** 17](#_Toc95391835)

[**4.3.2** **Tâche 3.2 : Sélection des Sites des Postes** 22](#_Toc95391836)

[**4.3.3** **Tâche 3.3 : Détermination des sites des parcs solaires** 25](#_Toc95391838)

[**4.4** **Tâche 4 : LIDAR (Optionnel)** 26](#_Toc95391839)

[**4.5** **Tâche 5 : Identification des communautés/villes et villages le long du tracé de la ligne et des postes de raccordement** 27](#_Toc95391840)

[**4.6** **Tâche 6 : Evaluation de la ressource solaire disponible sur chaque site sélectionné et campagne de mesure solaire** 27](#_Toc95391842)

[**4.6.1** **Spécifications minimales de la station de mesures solaires** 28](#_Toc95391843)

[**4.6.2** **Installation et maintenance de la station de mesures solaires** 28](#_Toc95391844)

[**4.7** **Tâche 7 : Etude d’intégration au réseau** 30](#_Toc95391845)

[**4.8** **Tâche 8 : Conception technique préliminaire** 31](#_Toc95391846)

[**4.8.1** **Tâche 8.1 : Lignes et Postes :** 32](#_Toc95391847)

[**4.8.2** **Tâche 8.2 : Parcs solaires** 32](#_Toc95391848)

[**4.9** **Tâche 9 : Estimation des coûts et Analyses économiques et financières** 33](#_Toc95391849)

[**4.10** **Tâche 10 : Etude sur la commercialisation des Fibres Optiques** 33](#_Toc95391850)

[**4.11** **Tâche 11 : Analyse et proposition du cadre commercial et Institutionnel pour le développement du projet** 35](#_Toc95391852)

[**4.12** **Tâche 12 : Analyses des Risques** 35](#_Toc95391853)

[**4.13** **Tâche 13 : Evaluation environnementale et sociale sommaire** 36](#_Toc95391854)

[**4.14** **Tâche 14 : Détermination de la feuille de route pour le développement du projet** 37](#_Toc95391855)

[**5** **Durée de l’étude et calendrier** 37](#_Toc95391856)

[**6** **Organisation des réunions et prise en charge de la participation des sociétés d’électricité et des ministères en charge de l’énergie** 38](#_Toc95391857)

[**7** **Livrables** 39](#_Toc95391858)

[**7.1** **Rapport de démarrage** 41](#_Toc95391859)

[**7.2** **Rapport de Collecte des Données (Tâche 1)** 41](#_Toc95391860)

[**7.3** **Rapport de l’étude de tracé de ligne, des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport l’évaluation de la tension de la dorsale (Tâches 2 et 3)** 41](#_Toc95391861)

[**7.4** **Rapport d’Etude de préfaisabilité (Tâches 4 à 11)** 42](#_Toc95391862)

[**8** **Personnel clé** 43](#_Toc95391863)

1. **Introduction**

L'initiative "Desert to Power" (DtP) vise à exploiter le potentiel solaire de 11 pays du Sahel (Burkina Faso, Tchad, Djibouti, Éthiopie, Érythrée, Mali, Mauritanie, Niger, Nigeria, Sénégal et Soudan) pour déployer 10 GW d'énergie solaire photovoltaïque d'ici 2030 et fournir un accès à l'électricité à environ 250 millions de personnes qui en sont actuellement privées, grâce à une combinaison de solutions en réseau et hors réseau. La mise en œuvre suivra une approche progressive avec un accent initial sur les pays du G5 Sahel (Burkina Faso, Tchad, Mali, Mauritanie et Niger), après l'approbation du DtP par les Chefs d'État lors du Sommet du G5 Sahel sur le Desert-to-Power qui s'est tenu à Ouagadougou, au Burkina Faso, le 13 septembre 2019. La mise en œuvre sera également basée sur une approche programmatique qui comprendra des domaines d'action prioritaires tels que le développement de la production solaire à grande échelle ainsi que le renforcement des réseaux nationaux et l'expansion des réseaux régionaux. Il est donc évident que la coopération régionale jouera un rôle central dans la mise en œuvre efficace du domaine d'intervention initial du DtP, étant donné que les projets devant découler de l'initiative sont "régionaux" par nature, comme les interconnexions ou les grandes centrales solaires à vocation régionale développées conjointement avec plusieurs acheteurs.

Le programme envisage, entre autres, la mise en œuvre d'une " dorsale trans-sahélienne " à haute tension qui permettra de déployer des parcs solaires régionaux et de fournir un accès à l'électricité aux communautés traversées par les lignes de transport. Outre l'exploitation du potentiel solaire, cette dorsale permettra également de débloquer les possibilités offertes par les Technologies de l’information et de la communication (TIC) dans la région du Sahel le long de la ligne de transport à haute tension grâce à la capacité de la fibre optique qui sera installée dans le câble de garde.

Les feuilles de route nationales de DtP développées pour les pays du G5 Sahel ont fixé un objectif de 3 361 MW d'ici 2030 avec une approche régionale de mise en œuvre qui permettrait de réaliser des économies d'échelle, en réduisant ainsi le coût du kWh et accélérant la mise en œuvre. Le Plan Directeur de la CEDEAO pour le Développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d’Energie Electrique 2019 - 2033, qui est mis en œuvre par le Secrétariat Général de l'EEEOA contient déjà des projets prioritaires qui s'intègrent totalement et parfaitement à ce programme. De l’objectif de 3361 MW fixé à l’horizon 2030, 2 239 MW sont dans la région de la CEDEAO et le Secrétariat Général de l'EEEOA prépare 750 MW de cette capacité cible.

Pour accélérer la mise en œuvre de la feuille de route telle que définie pour les pays du G5 Sahel, le Secrétariat Général de de l’EEEOA avec le soutien de la BAD initiatrice de « Desert to Power » envisage développer une dorsale trans-sahélienne de transport d’énergie électrique haute tension qui interconnecterait des parcs solaires à grande capacité à développer le long de la dorsale. Le développement de cette dorsale avec les parcs solaires viendra en complément du programme énergétique solaire régional en cours de mise en œuvre par le Secrétariat Général de l’EEEOA et permettra de boucler les lignes de transport radiales de l'EEEOA dans la partie nord de la région de la CEDEAO. L’itinéraire envisagé pour la ligne passera délibérément par des zones avec une excellente irradiation pour s'assurer que des parcs d'énergie solaire à haut rendement puissent être développés et en tenant compte du plan de développement de la production solaire ainsi que du réseau régional dans la sous-région.

Dans une approche préliminaire, les options suivantes de tracé de ligne sont envisagées :

* ***Option 1*** : Nouakchott (Mauritanie) - Kiffa (Mauritanie) - Mopti (Mali) - Ouahigouya (Burkina) – Kandadji (Niger) – Salkadamna (Niger) - Tchirozérine (Niger) – Ngourti (Niger) - Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori - Ndjamena (Tchad) avec des bretelles de Mopti à Koutiala au Mali, de Ouahigouya à Ouagadougou au Burkina, de Kandadji à Niamey et de Salkadamna à May Moudjia en passant par Tahoua, Maradi et Gazaoua, et de Ngourti à Diffa au Niger ;
* ***Option 2*** : Nouakchott (Mauritanie) – « Boucle Tombouctou (Mali) - Gao (Mali) - Kandadji (Niger) - Ouahigouya (Burkina) - Mopti (Mali) - Tombouctou » - Kandadji - Salkadamna (Niger) - Tchirozérine (Niger) – Ngourti (Niger) - Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori - Ndjamena (Tchad) avec des bretelles de Mopti à Koutiala au Mali, de Ouahigouya à Ouagadougou au Burkina, de Kandadji à Niamey, de Salhadamna à May Moudjia en passant par Tahoua, Maradi et Gazaoua, et de Ngourti à Diffa au Niger.

Le Consultant analysera les avantages de prolonger la ligne de Massakori à Abéché au Tchad pour recommander d’intégrer ce tronçon au stade de l’étude de faisabilité du projet.

L’étude de préfaisabilité précisera le tracé optimal de cette dorsale en tenant compte des plans de développement du réseau et transport et de distribution des pays qui seront traversés.

Aussi, afin de s’assurer que le développement de ce projet s’inscrit dans l’approche régionale telle que définie par la feuille de route, il est prévu que le Secrétariat Général de l’EEEOA soit l’agence d’exécution de ce programme pour le compte des pays du G5 Sahel. A cet effet, la République Islamique de la Mauritanie et la République du Tchad ont donné chacun pour sa part mandat au Secrétariat Général de l’EEEOA à travers la Commission de la CEDEAO pour développer pour leur compte le projet sur leur territoire.

1. **Contexte de l’étude**
   1. **Société Mauritanienne d'Electricité (SOMELEC)**

La Société Mauritanienne d'Electricité (SOMELEC) est née en 2001 de la scission de la SONELEC (Société Nationale d’Eau et d’Électricité), qui a été créée en 1975. Elle a en charge la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l’électricité en milieu urbain et périurbain sur la totalité du territoire national.

Son capital social entièrement détenu par l’Etat Mauritanien s’élève à 14 736 416 000 MRU, soit environ 360 millions d’Euros.

Le secteur de l'électricité en Mauritanie est caractérisé par un système électrique fragmenté, de faibles taux d'accès à l'électricité et des déséquilibres entre l'offre et la demande. En raison de la faible densité de population et de la dispersion des établissements sur un vaste territoire, le système électrique mauritanien est fragmenté en plusieurs réseaux isolés alimentés principalement par des générateurs diesel. Le réseau de transmission de la Mauritanie comprend le Réseau Interconnecté et les Réseaux Autonomes.

Depuis 2015 et la mise en service de la centrale électrique de Nouakchott Nord, le pays exporte son surplus d'électricité. La Mauritanie est membre de l'OMVS (Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal). A ce titre, elle bénéficie de quotepart dans la capacité de production hydroélectrique installée sur le fleuve Sénégal et partagée avec la Guinée, le Mali et le Sénégal.

La Mauritanie bénéficie, comme le Sénégal, des ressources gazières offshore : le gisement de gaz offshore commun "Tortue / Ahmeyim" est considéré comme un gisement de classe mondiale avec des réserves estimées à 450 milliards de mètres cubes. 8 autres sites d'exploitation de gaz ont été identifiés depuis 2001 avec différents niveaux de réserves. La Mauritanie a exploité déjà du pétrole depuis 2006, pour des réserves qui étaient estimées à 1 milliard de barils.

La Mauritanie a augmenté la part des énergies renouvelables donnant lieu à un mix énergétique de près 30 % (hydroélectricité, solaire et éolien) à ce jour, mais ce sont surtout les zones urbaines qui en ont bénéficié, car leur capacité de production est connectée au réseau. Le pays a entrepris un programme d'hybridation des centrales thermiques avec des panneaux solaires et les projets d'électrification rurale hors réseau sont basés sur des systèmes solaires photovoltaïques.

Ce système est subdivisé en deux parties : i) un réseau interconnecté et ii) des centres isolés.

1. **Système interconnecté**

Le système interconnecté comprend en 2020 :

* Centrale thermique :
* Centrale thermique Duale (Fuel – Gaz) de Nouakchott : 180 MW
* Centrale thermique de Whart : 36 MW
* Deux centrales Hydroélectriques de l’OMVS :
  + Manantali 200 MW, quote-part de la Mauritanie : 30 MW
  + Félou 60 MW, quote-part de la Mauritanie : 18,0 MW
* Deux centrales éoliennes :
  + Centrale éolienne de Nouakchott : 30 MW
  + Centrale éolienne de Nouadhibou : 4,4 MW
* Trois centrales solaires PV :
  + Centrale NKC Est : 50 MWc
  + Centrale Sheikh Zayed : 15 MWc ;
  + Centrale SNIM à Zouerate : 3 MWc
* Un réseau de transport constitué de lignes de 90 kV et 225 KV.
* Un réseau de distribution en 33 kV, 15 kV et 0,4 kV.

La demande maximale satisfaite en 2019 par ce réseau interconnecté a été de 140,7 MW, celle de 2020 a été de 155,3 MW.

1. **Centres isolés :**

Les centres ou systèmes isolés sont répartis entre SOMELEC pour ce qui concerne son périmètre en milieu urbain et les opérateurs APAUS et ADER en milieu rural. Si l’APAUS a été dissoute, l’Etat a mis en place en 2019 la Délégation Taazour qui compte également dans sa mission, l’électrification des zones défavorisées via des solutions d’EnR.

En 2019, la SOMELEC compte 43 centres isolés (dont 12 hybrides thermique/solaire) dont la puissance installée par localité (centre) varie de 0.1 à 9 MW. La puissance totale de ces centres est de 53 MW en 2020. La demande maximale satisfaite est de 0,05 à 5,5 MW en fonction des localités.

22 autres centres non couvert par la SOMELEC sont gérés à travers des délégations de service public d’électricité, de puissance variant entre 80 kW et 1,200 MW

* 1. **Energie Du Mali – SA (EDM-SA)**

La Société Energie du Mali EDM-SA a été créée par l’État Malien le 14 octobre 1960 par l’ordonnance N°26/PGP, vu la loi n°60-22 du 28 juillet 1960. Si à sa création son capital était de 50 millions de FCFA et détenu à 55% par l’état du Mali, elle a aujourd’hui un capital de 32 milliards de FCFA et est détenu à 100% par l’état du Mali depuis la fin de l’année 2018.

EDM-SA a signé en 2000 le contrat de concession du service public de l’eau potable sur un périmètre de 17 villes et un contrat de concession du service public de l’électricité sur un périmètre de 98 localités.

Par la suite, la réforme institutionnelle du secteur a abouti à la séparation entre le service public de l’eau et celui de l’électricité le 1er janvier 2011, recadrant ainsi les activités d’EDM-SA sur le seul secteur de l’électricité.

Ainsi EDM SA a pour mission sur son périmètre de concession la réalisation de toutes les opérations concernant la production, le transport, la distribution et la commercialisation de l’électricité et les services associés.

EDM-SA assure à la date d’aujourd’hui le service public de l’électricité dans 68 localités, dont 35 sur le réseau interconnecté, 31 constituants des centres isolés et 2 alimentées par le réseau ivoirien.

En 2019, EDM SA disposait sur son réseau interconnecté d’une puissance totale installée de 547 MW dont 365 MW en thermique, 182 MW en hydroélectrique y compris les parts sur les centrales de l’OMVS de Manantali et Félou. Elle importe en moyenne 100 MW de Côte d’Ivoire. Procède aussi à des échanges d’énergie avec la Senelec et la SOMELEC à travers le réseau de l’OMVS. Depuis mars 2020 elle dispose d’un IPP solaire PV de 50 MWc à Kita.

Le réseau transport est interconnecté en 225 kV (390 km) au réseau de Côte d’Ivoire et à ceux du Sénégal et de la Mauritanie via le réseau 225 kV (1480 km dont 590 km au Mali) de l’OMVS, qui évacue l’énergie des centrales hydroélectriques de Manantali et de Félou, la centrale thermique Albatros et la centrale solaire Akuo. Le niveau de tension 150 kV (378 km) relie la centrale hydroélectrique de Sélingué à Bamako et à Ségou. Enfin le réseau se prolonge en 63kV (226 km) de Sélingué à Yanfolila et de Ségou à Niono. Il totalise ainsi 1584 km de ligne de transport sur le territoire national.

D’autres interconnexion sont envisagées dans le cadre de la mise en œuvre Plan Directeur de la CEDEAO pour le Développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport de l’Energie Electrique 2019-2033 :

* Interconnexion 225 kV Guinée – Mali ;
* Interconnexion Ghana – Burkina – Mali.

Par ailleurs, différents projets de construction de nouvelles lignes de transport 225kV aboutiront sur la future boucle 225kV autour de Bamako. Il s’agit de :

* Une nouvelle ligne 2X225kV (398 km) Sikasso-Bougouni-Sanankoroba-Bamako ;
* Interconnexion Guinée-Mali en 225kV (127km) : Cette interconnexion a pour objectif d’importer une partie de l’énergie hydroélectrique de la Guinée jusqu’à Bamako à travers une liaison 2X225kV partant de Siguiri pour rejoindre Bamako au poste de Sanankoroba ;
* Une nouvelle ligne 2X225kV Manantali-Bamako (306 km): L’acheminement de l’énergie de la nouvelle centrale hydroélectrique de Gouina (140 MW), troisième du genre de l’OMVS qui aboutira au futur poste de Kambila sur la boucle Nord autour de Bamako ;
  1. **Société Nationale d’Électricité du Burkina (SONABEL)**

La Société Nationale d’Électricité du Burkina (SONABEL), société au capital de 46 milliards de FCFA entièrement détenu par l’Etat du Burkina à travers le Décret No 97-599/PRES/PM/MEM/MCIA du 31 décembre 1991, a connu plusieurs transformations depuis sa création en 1954 comme entreprise privée appelée Energie AOF, responsable de la production, et de la distribution de l’électricité dans la capitale Ouagadougou. La SONABEL est responsable de la production, de l’importation, du transport et de la distribution de l’électricité dans les localités de son périmètre. Elle détient le monopole d’importation et de transport d’énergie électrique.

La SONABEL importe de l’électricité de la Côte d’ivoire, du Ghana et du Togo. Le parc de production sur le réseau interconnecté existant est composé principalement de centrales thermiques (groupes diesel) ainsi que de petites centrales hydrauliques et des centrales solaires photovoltaïques (PV). En fin 2019, la puissance nominale installée totale du parc de production sur le réseau interconnecté était de 358,2 MW et l’énergie produite était de 752 GWh dont 78,62% proviennent des centrales thermiques, 14% de centrales hydrauliques et 7,8% de centrales solaires PV. L’énergie importée était de 1086 GWh en 2019 dont 46,5% proviennent de l’importation avec la Côte d’Ivoire, 53% avec le Ghana via l’interconnexion avec la ligne 225 kV Bolgatanga – Ouagadougou et 0,5% avec le Togo.

Les principales lignes de transport du Burkina sont la ligne 132 kV reliant les centrales hydroélectriques de Bagré et Kompienga à Ouagadougou et la ligne 225 kV Ferkessédougou (Côte d’Ivoire) – Bobo Dioulasso (Burkina) – Ouagadougou (Burkina). La longueur totale des lignes de transport est d’environ 1370 km, y compris la ligne Bobo Dioulasso (Burkina) – Ouagadougou (Burkina) d’une longueur d’environ 350 km, achevée en 2008. La ligne d’interconnexion 225 kV Bolgatanga (Ghana) – Ouagadougou (Burkina) a été mise en service en 2018. Un projet d’interconnexion avec le Niger et le Nigéria, dont la mise en service est prévue pour 2022, est actuellement en cours. Une interconnexion du Nigeria à la Côte d'Ivoire en passant par le Bénin, le Togo et le Ghana (Dorsale Médiane) est en cours de développement et devrait être mise en service en 2025.

* 1. **Société Nigérienne d’Electricité (NIGELEC)**

L’accès à l’électricité eu Niger compte parmi les plus bas dans la sous-région avec un taux de près de 13%. La grande disparité est flagrante entre Niamey la capitale et les autres centres urbains. L’électrification rurale au niveau national est en dessous de 5%, alors que l’électrification urbaine varie entre 20 et 40% et approche 70% à Niamey. En outre, la consommation électrique par habitant demeure assez basse : 1 000 kWh /an à Niamey et moins de 500 kWh/an ailleurs.

Grâce à l’importation de l’énergie depuis le Nigéria, la demande électrique a enregistré une croissance remarquable, ce qui a incité le gouvernement Nigérien de conduire une politique d’encouragement à l’investissement dans le domaine de la production électrique. Selon le plan d’investissement à moyen terme 2012-2026 et révisé en 2016, la NIGELEC a prévu une croissance annuelle de 10% sur les dix (10) prochaines années.

Pour répondre à la forte croissance de la demande et pallier les fréquentes coupures d’alimentation électrique pour surcharge du réseau, une centrale thermique Diesel de 80 MW a été mise en service en 2017. La première centrale solaire du Niger d’une capacité de 7 MW installée à Malbaza, a été mise service en 2018.

Le projet de barrage électrique (projet de Kandadji) sur le fleuve Niger est en cours de construction, avec une mise en service prévue en 2026, ce qui permettra de fournir une puissance de 130 MW pendant au moins cinq (05) mois de l’année et 30 MW en saison sèche.

D’autres projets importants de production en cours de préparation dont la deuxième phase du projet de la construction de la centrale thermique de Gorou-Banda, avec une tranche de 20 MW pour atteindre les 100 MW initialement prévus, l’installation de deux centrales thermiques en PPP dont une à Niamey, d’une capacité installée de 89 MW, et une de 23 MW à Zinder, le raccordement au réseau de Niamey de deux (2) centrales solaires PV de 20MW et 30-60 MW à Gorou-Banda ainsi que la parc solaire à vocation régional d’une puissance de 150 MW.

Parmi les projets de développement du réseau de transport il est prévu (i) dans le cadre du projet d’interconnexion régionale Nigéria-Niger-Bénin-Burkina Faso (Dorsale Nord) la construction, au Niger, d’un nouveau poste 330/132/33 kV à Zabori et l’extension du poste de Gorou Banda. La nouvelle ligne 330 kV comprend le tronçon entre Birnin Kebbi au Nigéria-Poste de Zabori, Poste de Zabori-Poste de Malanville (Bénin), Poste de Zabori-Poste de Gorou Banda et Poste de Gorou Banda-Poste de Ouaga Est au Burkina (voir la carte réseau ci-après). Ce projet permettra de renforcer l’alimentation en énergie électrique de la Zone fleuve ; (ii) le renforcement de la boucle HT du réseau de Niamey en 132 kV, renforcement de trois postes sources et construction d’un nouveau poste source à Bangoula; (iii) la construction de la ligne d’évacuation en 132 kV Kandadji-Niamey ; (iv) l’interconnexion entre les Zone fleuve et NCE (v) la construction d’une ligne 330kV Salkadamna-Niamey dans le cadre du projet SALKADAMNA.

Les réformes institutionnelles engagées par le Gouvernement du Niger visent la mise en place des mesures d’amélioration de l’efficacité en vue du développement durable du secteur électrique. Le cadre institutionnel du secteur vient d’enregistrer la création d’une Autorité de Régulation du Secteur de l’Energie (ARSE) pour les deux secteurs de l’électricité et du pétrole segment aval. De plus, un nouveau Code de l’électricité a été adopté et promulgué en 2016. Les textes d’application de la loi portant création de l’ARSE ont été adoptés récemment en 2016. Le Code réseau a été adopté en 2019.

Le système électrique du Niger, exploité par la NIGELEC, est fragmenté en plusieurs zones non connectées entre elles, auxquelles s’ajoutent des centres isolés qui sont approvisionnés (en permanence ou pour quelques heures seulement) par des centrales autonomes dotées de petits générateurs fonctionnant au diesel.

Le réseau Ouest appelé Zone Fleuve, comprend la capitale Niamey et les régions de Dosso et Tillabéry.

La Zone dite Niger Centre Est (NCE) comprend les régions de Zinder, Maradi et Tahoua et quelques-uns des plus grands sites industriels du Niger, comme la cimenterie de Malbaza.

Les zones électriques Ouest et Centre Est représentent de plus 90 % de la consommation d’électricité du Niger.

La Zone Nord est approvisionnée principalement par la SONICHAR (Société Nigérienne du Charbon d’Anou Araren), qui exploite une centrale électrique au charbon local, développée pour fournir de l’électricité aux opérations du secteur des industries extractives et aux centres urbains s'y rapportant, comme Arlit et Agadez.

La Zone Est, située dans la région orientale du pays (région de Diffa), est alimentée en électricité à partir de petites unités thermiques fonctionnant au diesel. Une ligne d’interconnexion en 33 kV relie Diffa à Damasak (Nigéria) assurait l’essentiel de son approvisionnement en énergie électrique avant l’avènement de l’insécurité.

Les centres isolés (plus de 144) éparpillés sur tout le territoire, font l’objet d’hybridation solaire pour un certain nombre d’entre eux (30).

* 1. **Société Nationale d’Électricité du Tchad (SNE)**

Au Tchad, la Société Nationale d’Électricité (SNE) est chargée d’assurer un approvisionnement en énergie électrique en quantité et en qualité suffisantes. Elle est ainsi chargée de la production, du transport, de la distribution, de la conduite, de la vente, de l’importation et de l’exportation d’énergie électrique.

La production d'électricité du Tchad est presque exclusivement thermique avec des installations de la SNE alimentées par le diesel de la raffinerie de Djermaya. Il existe également des centrales thermiques à combustible liquide d'opérateurs pétroliers et gaziers telle que la centrale thermique d’autoproduction de la Société de Raffinage de N’Djaména (10 MW) et deux unités au fioul de producteurs indépendants (V-Power : 20 MW et Aggreko : 24 MW) pour le compte de la SNE.

En fin juin 2021, la capacité totale installée de toutes les zones relevant du périmètre de la SNE est d'environ 165,2 MW, dont 91,5% pour la seule ville de N'Djamena. Cependant, actuellement, seule une capacité de 103,4 MW (62,6%) est disponible en raison d'une infrastructure obsolète et d'un manque de maintenance. En 2019, la consommation finale d'électricité n'était que de 337 GWh, ce qui reflète le faible taux d'accès à l'électricité, desservie par un réseau fragmenté.

Le Tchad est en train de vivre une grande évolution dans sa politique énergétique. Le Gouvernement s’est engagé à transformer le secteur, avec l’objectif de fournir une électricité abondante, généralisée, abordable et propre à sa population. Le gouvernement a ainsi lancé un Plan d’Urgence qui vise à atteindre des objectifs ambitieux d’ici 2023 en termes d’accès à l’électricité – 30% de taux d’accès en 2023, contre 6.4% actuellement – et d’augmentation de la production renouvelable – 235 MW de nouvelles capacités solaires. A l’horizon 2030, l’Initiative Desert to Power souhaite accompagner le Gouvernement dans son effort pour atteindre l’accès universel et accroitre sensiblement la production solaire.

La situation actuelle du secteur énergétique au Tchad est néanmoins particulièrement complexe. Plusieurs défis sectoriels entravent les efforts visant à développer la production d'énergie solaire et à étendre l'accès aux services d'électricité de manière durable. En effet :

* Le réseau de transport et de distribution est limité et fragmenté, représentant une forte contrainte pour les projets de production, car il n'y a ni réseau de transport interconnecté, ni réseau de distribution pour soutenir une capacité de production supplémentaire.
* Le pays est fortement dépendant des combustibles fossiles et le coût élevé de la production d'électricité est subventionné par le gouvernement, comme indiqué ci-dessus.
* La disponibilité de la capacité de production d'électricité installée est faible, ce qui reflète la nécessité d'investir dans l'exploitation et la maintenance, ainsi que dans des travaux de réhabilitation. Le plan d'investissement quinquennal (2022 – 2026) de la SNE a été estimé à 373 milliards de FCFA en juin 2021.
* La situation financière et opérationnelle de la SNE est très préoccupante et de nouvelles améliorations de l'efficacité opérationnelle, des outils de gestion et du réseau sont indispensables.
* Le nouveau cadre institutionnel n'est pas encore pleinement opérationnel et les capacités des acteurs du secteur sont très limitées pour planifier et mettre en œuvre efficacement les stratégies d'électrification.

Le réseau de N’Djaména est alimenté à partir de quatre postes transport 90/15 kV de la boucle 90 kV (postes de Garangoussou, de Lamadji, de Gassi et de N’Djaména), et se compose essentiellement des éléments suivants :

* d’un réseau HTA ou MT d’environ 467 km en 15 kV qui assure la desserte des postes de distribution publics, mixtes et clients MT de la SNE ;
* de deux (2) postes de répartition (T30 et T100) ;
* de 554 postes MT/BT ;
* d’un réseau Basse Tension (BT) d’environ 838 km qui assure la desserte de la clientèle BT à partir des postes HTA / BT.

La puissance totale installée en Postes sources la livraison du réseau de distribution est de 135 MW. Des travaux sont en cours sur la sous-station de Gassi et celle de Lamadji pour l’ajout d’un transformateur de 25 MVA et la création de 4 départs. Un nouveau transformateur de 40 MVA sera installé au Poste de Lamadji pour augmenter la capacité d’évacuation de Djermaya. Ces investissements permettront d’évacuer, d’ici fin 2021, une puissance de 220 MW au niveau des postes sources.

1. **Objectifs des Termes de Référence**

L’objectif des présents termes de référence est la réalisation par un bureau de Consultants ou un groupement de bureaux de Consultants qualifiés et compétents, de l’évaluation technique, économique financière et environnementale préliminaire de la dorsale trans-sahélienne du G5 Sahel incluant des parcs solaires à vocation régionale qui y seront connectés.

1. **Etendue des Prestations**

Le Consultant devra entreprendre l’étude et fournir les services requis dans les règles de l’art et ceci, conformément aux standards internationaux reconnus en matière de services de consultant. Le Consultant s’assurera aussi de la conformité aux normes internationales, aux lois et règlements applicables dans les pays concernés et aux accords internationaux sur l’environnement ratifiés par les pays impliqués dans le projet, de même qu’aux directives des partenaires techniques et financiers traditionnels comme de la Banque Africaine de Développement (BAD), de la Banque Mondiale (BM), de l’Agence Française de Développement (AFD), et de l’Union Européenne (UE).

En cas de contradiction entre les lois, règlements et directives applicables, les directives les plus exigeantes des institutions susmentionnées prévaudront.

Au titre de l’étendue des services, le Consultant devra entreprendre :

* une étude préliminaire du tracé de la dorsale trans-sahélienne, des sites des postes électriques projetés et de ceux devant abriter les centrales solaires régionales ainsi que le tracé des lignes de raccordement associées,
* une évaluation environnementale préliminaire des impacts du projet,
* des études d’intégration des parcs solaires régionaux projetés au réseau,
* une conception technique préliminaire
* une étude sur la commercialisation des fibres optiques qui seront installées dans le câble de garde de la ligne et
* la préparation des estimations préliminaires de coûts et des calendriers de mise en œuvre afin d’indiquer aux parties prenantes les conditions préliminaires de mise en œuvre du projet.

Dans l’exécution de sa mission, le Consultant devra passer en revue les études pertinentes au niveau des pays concernés et des institutions sous-régionales, notamment le Plan Directeur de la CEDEAO pour le Développement des Moyens Régionaux de Production et de Transport d’Energie Electrique 2019 - 2033, les plans directeurs nationaux des pays concernés dans l’optique de vérifier et investiguer si les investissements envisagés dans le cadre du présent projet assureront à terme, une exploitation normale du réseau régional.

Le programme de travail du Consultant doit comprendre entre autres :

* Collecte de toute information pertinente ayant rapport avec l’objet de l’étude, examen et analyse des données notamment celles concernant la demande d’énergie électrique, les réseaux électriques nationaux et régionaux et les moyens de production actuels et planifiés à court et moyen terme ;
* Études par pays et globalement, des niveaux de la demande sur la période et le long du tracé envisagés et détermination des corrélations avec les productions planifiées ;
* Etudes du réseau et détermination du niveau optimal de tension de la ligne d’interconnexion ;
* Étude de tracé de ligne en considérant une connexion au réseau interconnecté de chaque pays, y compris le raccordement des parcs solaires, choix de l'emplacement des postes, choix des sites des parcs solaires ;
* Lidar (optionnel) ;
* Identification et recensement des communautés/villes et villages le long du tracé de la ligne et des postes de raccordement ;
* Analyse de la ressource solaire disponible et campagne de mesures solaires sur chaque site sélectionné ;
* une étude de la commercialisation des fibres optiques qui seront installées dans le câble de garde de la ligne
* Conception préliminaire de la ligne de transport, des postes associés et des parcs solaires, des lignes de raccordement des parcs solaires, ainsi que des infrastructures connexes ;
* Estimation des coûts et analyses financières et économiques y compris des scenarii de sensibilité ainsi que des modes de financement qui prennent en compte la participation du secteur privé ;
* Analyse et proposition du Cadre commercial et institutionnel pour le développement du projet ;
* Cadre de gestion environnementale et sociale du projet par pays ;
* Analyses des risques ;
* Détermination de la feuille de route pour le développement du projet ;
* Estimation de la puissance de transit par tronçon pour le dimensionnement des conducteurs de la ligne en plus de sa configuration en mono ou biterne.

Le Consultant doit noter que l’ensemble des résultats attendus de ses prestations dans le cadre de l’étude doit tenir compte du genre.

* 1. **Tâche 1 : Collecte et examen des données**

Suite à la réunion de démarrage au cours de laquelle, il exposera sa méthodologie et son plan de travail, le Consultant devra immédiatement entamer l’activité de collecte de données visant, entre autres, à rassembler toutes les informations nécessaires à la conduite des études dans le plein respect de la réglementation nationale des pays et des directives des agences de financement. Le Consultant devra rassembler, examiner et compiler toutes les données environnementales, sociales, juridiques, techniques, économiques et financières pertinentes sur la demande d’énergie et sur les réseaux de la Mauritanie, du Mali, du Burkina, du Niger, et du Tchad nécessaires à la conduite des études. Le Consultant devra examiner tous les rapports disponibles et toute autre information supplémentaire qui pourraient contribuer à préparer les études.

Le Consultant collectera de façon spécifique toutes les données pertinentes pour l’étude détaillée de la demande. Il devra procéder, à une analyse fine de l’historique de la charge en vue de dresser les courbes de charges types (journalières, hebdomadaire, mensuelle et annuelle). En cas d’absence de données historiques, le Consultant pourra s’appuyer sur les données collectées sur le terrain et formuler des hypothèses. En tout état de cause, une analyse de cohérence basée sur des hypothèses réalistes viendra étayer les résultats des prévisions.

Il devra ensuite effectuer sur une base annuelle entre 2022 et 2042, une prévision de la demande en Énergie et en Puissance.

Le Consultant développera un modèle de prévision de la demande sous Excel, ouvert et facile à actualiser par les Experts des cinq (05) pays. Il proposera également trois (03) scénarios (bas, moyen et haut) pour l’évolution de la demande d’électricité sur la période de l’étude.

Une grande attention sera accordée au processus de collecte et d’analyse des données nécessaire à l’élaboration de la demande d’électricité car elle détermine la qualité de la suite du processus de planification.

Le Consultant passera en revue les politiques nationales et internationales environnementales et sociales et en matière de santé, sécurité et travail, les procédures et les législations ainsi que les cadres réglementaires pour autant qu’ils s’appliquent à la mission. Le Consultant devra donc prendre en compte les prescriptions des différentes agences chargées de la protection de l’environnement de chaque pays et s’y conformer en conséquence. Le consultant devra également prendre en compte les exigences des Agences de Financement.

Les données doivent inclure, entre autres :

1. Rapports disponibles en rapport avec les projets d’interconnexion.
2. Charges, facteurs de charges et prévisions de charges dans chaque pays
3. Production d’énergie, importation / exportation d’énergie, énergie non distribuée
4. Démographie, Statistiques sociales et économiques
5. Infrastructures de production et capacité installée par pays, infrastructures de transport (lignes et postes) dans les réseaux interconnectés avec les capacités de transit, ainsi que les dimensions des conducteurs et les plans des pylônes
6. Plans d’expansion du réseau de production et de transport (Mauritanie, Mali, Burkina, Niger, Nigeria, Tchad, EEEOA, OMVS)
7. Niveaux d’échange d’énergie envisagés entre les pays
8. Conditions de fonctionnement du réseau
9. Schémas unifilaires, plans de sites, plans d’aménagement, plans de protection, types de disjoncteurs et capacité pour les postes haute tension requis dans tous les pays concernés
10. Les informations sur les fibres optiques installées dans les câbles de garde des lignes de transport d’électricité et dans le réseau électrique dans chaque pays, leur localisation, le nombre et leur utilisation etc.. ;
11. Données et informations nécessaires pour la préparation du Cadre de Gestion Environnementale et Sociale et du Cadre de Politique de Réinstallation conformément aux règlementations nationales et aux Directives des Institutions de Financement.

Le Consultant devra s’assurer que les données les plus récentes sont collectées.

Le Secrétariat Général de l’EEEOA mettra à disposition du Consultant, sous réserve de la signature d’un accord de confidentialité, son modèle de réseau 2021 que le Consultant complètera avec les données statiques et dynamiques des réseaux de la Mauritanie et du Tchad qu’il devra collecter.

Au cas où les données requises ne sont pas disponibles, le Consultant réalisera une collecte légère permettant de réaliser son travail et basera son jugement sur les pratiques internationales acceptables pour fournir des données de substitution. Le Consultant devra notamment justifier le choix de ces données dans le Rapport de Données et faire une analyse de sensibilité sur les données clés pouvant avoir un impact sur les résultats.

Le Consultant devra présenter dans son Rapport de collecte de données, les informations relatives à l’état institutionnel et financier des secteurs de l’énergie dans chaque pays. Le Consultant devra par la suite répertorier toute réforme institutionnelle en cours dans le sous-secteur électrique au sein des pays concernés et en tenir compte dans sa proposition d’un cadre institutionnel pour la mise en œuvre du projet.

* 1. **Tâche 2 : Détermination du niveau de tension de la ligne**

Le but de cette analyse est de déterminer le niveau de tension requis pour la dorsale trans-sahélienne afin d’assurer une évacuation de façon optimale de la production solaire envisagée le long de cette dorsale et les échanges d’énergie entre non seulement les pays concernés par la ligne mais aussi entre l’ensemble des pays de la zone couverte par l’EEEOA.

Le Consultant évaluera le niveau de la tension en tenant compte entre autres du plan de développement du réseau dans les pays traversés et de la région, de la capacité de la production solaire projetée à être produite et évacuée par la ligne et déterminer le niveau de tension optimal pour assurer un transfert de puissance maximal pendant la période de l'étude.

Aux fins de l'évaluation la tension de la ligne, le Consultant doit mettre à jour les données et informations sur les réseaux des sociétés d’électricité concernées dans le modèle du réseau de l’EEEOA en PSS/E (Power System Simulation for Engineering) qui lui sera remis ainsi que les données et informations sur les réseaux de la Mauritanie et du Tchad. Le modèle de réseau mis à jour doit ensuite être validé par les sociétés d’électricité concernées avant que le Consultant ne procède aux analyses.

Concernant la comparaison des niveaux de tension, le Consultant doit d'abord évaluer les possibilités pour maintenir le plus haut niveau de tension existant dans la région du projet, en considérant le type et le nombre de de conducteurs, tels que les faisceaux de quatre conducteurs et des conducteurs à haute capacité, dans le modèle de réseau de l’EEEOA mis à jour. Le Consultant doit ensuite faire de même pour des niveaux de tension plus élevés, dans le but d'identifier une tension optimale.

L'évaluation devra notamment comparer :

1. la capacité en MVA ;
2. les pertes électriques ;
3. l’impact sur la qualité de la tension ;
4. la sécurité de l'approvisionnement en cas d'urgence N-1 ;
5. les contraintes d'exploitation ;
6. le coût ;
7. compensation de l’énergie réactive ;
8. etc.

Aussi, afin de permettre aux parties prenantes de prendre la décision relative au niveau de tension, le Consultant produira un rapport sur le choix du niveau de tension de la ligne comprenant une analyse coûts-bénéfices. Ce rapport sera présenté aux parties prenantes lors de la réunion d’adoption, à l’issue de laquelle le Consultant basera la suite de l’étude sur le niveau de tension adopté.

* 1. **Tâche 3 : Étude de tracé de ligne y compris le raccordement des parcs solaires, choix de l'emplacement des postes, choix de l’emplacement des parcs solaires**
     1. **Tâche 3.1 : Etude du tracé de la ligne**

L’étendue des services à fournir par le Consultant devra inclure, entre autres, ce qui suit :

* Etude du tracé de la ligne ;
* Préparation des cartes et dessins.

**Etude du tracé de la ligne**

Sur la base d'images satellites haute définition récentes et d'études sur le terrain, le Consultant proposera au moins trois alternatives de tracé de ligne viables pour le tracé de la dorsale. Ce tracé inclura aussi le tracé des lignes radiales devant permettre de connecter la dorsale au réseau interconnecté et au réseau régional dans chaque pays traversé. Les options de tracés de ligne à examiner comprennent, sans s'y limiter, les options suivantes :

* ***Option 1*** : Nouakchott (Mauritanie) - Kiffa (Mauritanie) - Mopti (Mali) - Ouahigouya (Burkina) – Kandadji (Niger) – Salkadamna (Niger) - Tchirozérine (Niger) - Ngourti (Niger) - Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori - Ndjamena (Tchad) avec des bretelles de Mopti à Koutiala au Mali, de Ouahigouya à Ouagadougou au Burkina, de Kandadji à Niamey et de Salkadamna à May Moudjia en passant par Tahoua, Maradi et Gazaoua, et de Ngourti à Diffa au Niger ;
* ***Option 2*** : Nouakchott (Mauritanie) – « Boucle Tombouctou (Mali) - Gao (Mali)- Kandadji (Niger) - Ouahigouya (Burkina) – Mopti (Mali) – Tombouctou » - Kandadji - Salkadamna (Niger) - Tchirozérine (Niger) – Ngourti (Niger) - Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori - Ndjamena (Tchad) avec des bretelles de Mopti à Koutiala au Mali, de Ouahigouya à Ouagadougou au Burkina, de Kandadji à Niamey, de Salkadamna à May Moudjia en passant par Tahoua, Maradi et Gazaoua, et de Ngourti à Diffa au Niger.

Le Consultant analysera les avantages de la prolongation de la ligne de Massakori à Abéché au Tchad pour recommander d’intégrer ce tronçon au stade de l’étude de faisabilité du projet.

Les distances approximatives (indicatives) de ces deux options sont comme suit :

* + **Option 1**

|  | Segment | Longueur (km) |
| --- | --- | --- |
| 1 | Nouakchott (Mauritanie) - Kiffa (Mauritanie) – Frontière Mauritanie/Mali | 1 275 |
| 2 | Frontière Mauritanie/Mali - Mopti (Mali) – Frontière Mali/Burkina + Bretelle Mopti –Koutiala (Mali) | 1 035 |
| 3 | Frontière Mali/Burkina – Ouahigouya (Burkina) – Frontière Burkina/Niger + Bretelle Ouahigouya – Ouagadougou | 700 |
| 4 | Frontière Burkina/Niger – Kandadji (Niger) – Salkadamna (Niger) – Tchirozérine (Niger) – Ngourti (Niger) – Frontière Niger/Tchad + Bretelle Kandadji - Niamey (Niger) + Bretelle Salkadamna – May Moudjia (Niger) + Bretelle Ngourti – Diffa (Niger) | 2 760 |
| 5 | Frontière Niger/Tchad – Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori (Tchad) – Ndjamena (Tchad) | 580 |
| **Total** | | **6 350** |

* + **Option 2**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Segment | Longueur (km) |
| 1 | Nouakchott (Mauritanie) – Frontière Mauritanie/Mali | 1 445 |
| 2 | Frontière Mauritanie/Mali – Tombouctou (Mali) – Gao (Mali) – Frontière Mali/Niger, Tombouctou – Mopti (Mali) – Frontière Mali/Burkina + Bretelle Mopti – Koutiala (Mali) | 1 945 |
| 3 | Frontière Mali/Burkina – Ouahigouya (Burkina) – Frontière Burkina/Niger + Bretelle Ouahigouya – Ouagadougou | 725 |
| 4 | Frontière Mali/Niger – Kandadji (Niger), Frontière Burkina/Niger – Kandadji, Salkadamna (Niger) – Tchirozérine (Niger) – Ngourti (Niger) – Frontière Niger/Tchad + Bretelle Kandadji – Niamey + Bretelle Salkadamna – May Moudjia (Niger) + Bretelle Ngourti – Diffa (Niger) | 2 760 |
| 5 | Frontière Niger/Tchad – Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori (Tchad) – Ndjamena | 580 |
| **Total** | | **7 455** |

En déterminant le tracé de la ligne, le Consultant devra tenir compte du fait que cette ligne s’intègrera dans le réseau national de chaque pays mais aussi dans le réseau régional de l’EEEOA pour permettre, non seulement, le partage de la production solaire à développer mais aussi aux différents pays de se partager la réserve tournante en vue de pallier l’intermittence de la production solaire. Il devra aussi à cet effet, tenir compte des possibilités de connecter cette ligne aux grands parcs solaires régionaux en cours de développement et dont la connexion à la dorsale contribuerait à améliorer la rentabilité et l’attractivité du projet.

Lors de l'examen de l'étude de tracé de ligne, le consultant doit tenir compte, entre autres, des caractéristiques suivantes dans le corridor de la ligne :

* Minimiser l'impact sur l'environnement physique (aménagement de zones spéciales, arbres, forêts protégées et sacrées, cimetières, site archéologiques, sites RAMSAR, etc. – prises en compte des questions techniques, économiques, environnementales, culturelles et sociales) ;
* Éviter ou minimiser les impacts sur les établissements humains et les moyens de subsistance (maisons, villages, villes, agglomérations, infrastructures publiques/communautaires, terres productives) ;
* Favoriser le regroupement des infrastructures linéaires pour éviter la fragmentation ;
* Optimiser le tracé et la technologie en zone urbaine pour minimiser les impacts ;
* Éviter les zones habitées mais rester assez près pour faciliter leur électrification ;
* Favoriser la proximité des routes afin de faciliter l'accès pour la construction et l'exploitation ;
* Éviter les zones et les plans d'eau à faible capacité portante : zones humides, zones inondées, rivières et lacs ;
* Éviter les surfaces de décollage, d'approche et de transition des aéroports et des aérodromes ainsi que des pylônes de télécommunications ;
* Éviter les zones présentant un risque important d'érosion, d'instabilité des pentes ou d'autres zones à risques géotechniques ;
* Éviter les zones inaccessibles, montagneuses, protégées et écologiquement sensibles ;
* Minimiser les coûts de construction et de maintenance de la ligne ;
* Conformité avec les plans directeurs d’aménagement de zones bâties, à l’échelle locale, régionale et nationale ;
* Directives précises des organisations concernées, selon le cas, en ce qui concerne les normes de tracé et d’aménagement en Mauritanie, au Mali, au Burkina, au Niger, au Nigeria, au Tchad, respectivement.

En utilisant une approche d'analyse décisionnelle multicritères, le Consultant doit proposer et examiner les variantes possibles pour le tracé de la ligne et faire des recommandations rationnelles pour un tracé de ligne qui minimise le plus possible les impacts environnementaux et sociaux, évite ou minimise les impacts de la réinstallation et qui se conforme aux exigences nationales, internationales et des Agences de Financement. Les justifications en faveur du tracé de ligne recommandé devraient comprendre, entre autres, une évaluation des avantages et des inconvénients de chaque alternative de tracé de ligne examiné. Le tracé de ligne proposé doit éviter toutes les zones sensibles sur le plan environnemental et social, y compris les agglomérations, les forêts protégées, les parcs nationaux, les zones humides, les sites culturels et patrimoniaux, et les sites RAMSAR. A cet égard, le Consultant doit travailler en étroite collaboration et en concertation avec les experts désignés de chaque société d’électricité et ministère en charge de l’énergie, ainsi qu'avec les parties prenantes locales telles que les conseils communaux et les ONG qui constituent un échantillon représentatif de la population (notamment les groupes de femmes, les groupes représentant différents groupes sociaux, etc).

Une description du corridor sélectionné, y compris les photographies, les images satellites, cartes et les coordonnées GPS représentant l'emplacement de tous les obstacles naturels tels que les formes de relief et les obstacles artificiels ainsi que tous les autres détails utiles doit être fournie par le Consultant. La description doit être fournie sous format SIG également. Elle doit inclure, mais sans s'y limiter, l'emplacement des différents obstacles énumérés ci-dessous qui devraient figurer dans les dessins/cartes :

* Structures ou obstacles artificiels (tout type de structures résidentielles et non résidentielles telles que les routes, les rues, les maisons, les salles communautaires, les lieux de culte, les marchés, les écoles, les barrages, les hôpitaux, les bureaux, les bâtiments commerciaux, les bâtiments gouvernementaux, etc.) ;
* Infrastructures (lignes de transport et de distribution existantes, lignes téléphoniques existantes, chemin de fer, sentiers, et passages à niveaux, tours hertziennes, ponts, etc) ;
* Caractéristiques naturelles (rivières, ruisseaux, montagnes, vallées, marécages, terres agricoles, réserves forestières, etc.)

La description sur le corridor de ligne doit notamment fournir une liste exhaustive de toutes les zones d’administration locale, provinciale, de districts et de villages traversés par le projet. Pour chacun d’eux, les éléments suivants doivent être identifiés à l’aide de coordonnées GPS :

* Limites des zones allouées ;
* Démarcation des terres agricoles et des propriétés potentiellement affectées ;
* Réserves de chasse, zones protégées, parcs nationaux et réserves forestières ;
* Sites culturels, religieux et patrimoniaux, y compris les forêts sacrées et les éléments naturelles d’importance culturelle ;
* Marchés et zones à forte densité de population dans les zones potentiellement attribuées et les zones non attribuées.

La description du corridor de ligne inclura également des commentaires sur l'importance de la biodiversité animale et végétale dans la zone élargie du corridor, le type de végétation, la topographie et la géologie (nature des sols, zone inondée, etc.) dans chaque communauté et leur mode d’utilisation des terres pour tout le tracé de la ligne.

Le Consultant doit aussi veiller à ce que tous les éléments mentionnés ci-dessus figurent dans le Projet de Rapport du tracé de ligne provisoire.

Le Consultant évaluera les exigences des pays en matière d'emprise en fonction du niveau de tension recommandé.

Sur la base des sites sélectionnés pour les parcs solaires, le Consultant doit également proposer un tracé pour les lignes de raccordement desdits parcs

**Cartographique de Corridor**

Au cours de l'étude du choix du corridor de ligne et dans le cadre du Rapport de l’étude du tracé de la ligne, le corridor doit être cartographié à l’aide du GPS et, dans le système de coordonnées XYZ. Les données XYZ du corridor seront soumises dans un format de tableur approprié et dans un format SIG, acceptable par le Client. A la fin de l'étude, un Rapport sur le corridor et la carte du tracé de ligne doit être soumis pour adoption provisoire.

**Préparation des Cartes et Dessins**

La préparation des cartes et dessins doit être conforme aux exigences des Sociétés d’électricité des différents pays et devra être en GIS-compatible.

Le consultant doit fournir le profil du tracé final de la ligne après l'approbation de ce tracé en utilisant le format suivant :

* Maximum de 4 km de ligne par dessin
* Vue en plan : 1:5 000, 200 m de large
* Profil : horizontal : 1:5 000, vertical : 1:500

Le tracé de ligne doit s’effectuer de la manière suivante :

* Une carte générale montrant le tracé de ligne/le droit de passage sur des feuilles topographiques à une échelle de 1:50 000 et 1:2 500 dans des zones fortement habitées ;
* Une carte clé montrant le tracé de ligne, par sections de 4 km, sur des feuilles topographiques à une échelle de 1:50 000 ;
* Une carte par imagerie satellite représentant le tracé/droit de passage ;
* Un fichier google Earth (kmz) et des dessins autocad (dwg) ;

Pour la préparation de toutes les versions du Rapport d'étude du tracé de la ligne, une carte du tracé complet de ligne tenant sur une taille A0 indiquant, entre autres, les caractéristiques de relief, les structures clés indiquées ci-dessus avec leurs coordonnées GPS et celles du tracé et des postes doivent être soumises.

En outre, toutes les cartes doivent être soumises sous format GIS-compatible. Celles-ci pourraient comprendre, mais sans s'y limiter, les fichiers Mxd, Shape Files, ou similaires.

* + 1. **Tâche 3.2 : Sélection des Sites des Postes**

La mission du Consultant consiste à identifier et à étudier les sites de postes conformément aux exigences et aux réglementations des Sociétés d’Electricité concernées. Les résultats de ces activités doivent figurer dans le Rapport d'étude du tracé de la ligne. En plus des postes existants à étendre, le Consultant devra identifier le long de la ligne tous les sites des postes à créer pour raccorder les parcs solaires.

À titre indicatif, et en aucun cas exhaustif ou définitif, le nombre estimé de sous-stations selon les options indiquées ci-dessus pourrait être le suivant :

* + **Option 1**

|  | Segment | Nombre approximatif de postes |
| --- | --- | --- |
| 1 | Nouakchott (Mauritanie) - Kiffa (Mauritanie) – Frontière Mauritanie/Mali | 3 |
| 2 | Frontière Mauritanie/Mali - Mopti (Mali) – Frontière Mali/Burkina + Bretelle Mopti –Koutiala (Mali) | 3 |
| 3 | Frontière Mali/Burkina – Ouahigouya (Burkina) – Frontière Burkina/Niger + Bretelle Ouahigouya – Ouagadougou | 3 |
| 4 | Frontière Burkina/Niger – Kandadji (Niger) – Sakadamna (Niger) – Tchirozérine (Niger) ) – Ngourti (Niger) – Frontière Niger/Tchad + Bretelle Kandadji - Niamey (Niger) + Bretelle Salkadamna – May Moudjia (Niger/) + Bretelle Ngourti – Diffa (Niger) | 6 |
| 5 | Frontière Niger/Tchad – Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori (Tchad) – Ndjamena (Tchad) | 2 |
| Total | | 17 |

* + **Option 2**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Segment | Nombre approximatif de postes |
| 1 | Nouakchott (Mauritanie) – Frontière Mauritanie/Mali | 3 |
| 2 | Frontière Mauritanie/Mali – Tombouctou (Mali) – Gao (Mali) – Frontière Mali/Niger, Tombouctou – Mopti (Mali) – Frontière Mali/Burkina + Bretelle Mopti – Koutiala (Mali) | 5 |
| 3 | Frontière Mali/Burkina – Ouahigouya (Burkina) – Frontière Burkina/Niger + Bretelle Ouahigouya – Ouagadougou | 3 |
| 4 | Frontière Mali/Niger – Kandadji (Niger), Frontière Burkina/Niger – Kandadji, Salkadamna (Niger) – Tchirorérine (Niger) – Ngourti (Niger) – Frontière Niger/Tchad + Bretelle Kandadji – Niamey + Bretelle Salkadamna – May Moudjia (Niger) + Bretelle Ngourti – Diffa (Niger) | 7 |
| 5 | Frontière Niger/Tchad – Rig-Rig (Tchad) - Mao (Tchad) – Massakori (Tchad) – Ndjamena | 2 |
| Total | | 20 |

Le Consultant travaillera en étroite collaboration avec les sociétés et les institutions concernées pour déterminer les emplacements appropriés pour les postes. Idéalement, les espaces des nouveaux postes ne devraient pas être inférieurs à 600 m par 600 m, mais ils doivent être confirmés par chaque pays. Tous les travaux liés à la sélection des postes seront considérés inclus dans les propositions techniques et financières du consultant.

Dans le cadre de la sélection les sites des postes, les éléments suivants, entre autres, devraient être pris en considération :

* Minimiser l'impact sur l'environnement physique (aménagement de zones spéciales, arbres, forêts protégées et sacrées, sites RAMSAR, etc ; considération des questions techniques, économiques, environnementales, culturelles et sociales ;
* Éviter ou minimiser les impacts sur les établissements humains et les moyens de subsistance (maisons, villages, villes, agglomérations, infrastructures publiques/communautaires, terres productives).
* Éviter les zones à grande inclinaison transversale ;
* Évitement des zones inaccessibles, les zones montagneuses, les zones protégées et les zones écologiquement sensibles ;
* Minimiser les coûts de construction et de maintenance de postes (accessibilité, etc.) ;
* Conformité aux plans directeurs d’aménagement locaux, régionaux et nationaux des zones bâties ;
* Directives précises des organisations concernées, selon le cas, en ce qui concerne les normes de tracé et d’aménagement en Mauritanie, au Mali, au Burkina, au Niger, , au Tchad, respectivement.

En utilisant une approche d'analyse décisionnelle multicritères, Le Consultant doit proposer et examiner des solutions de rechange pour les postes et faire des recommandations raisonnables sur des sites qui minimisent les impacts environnementaux et sociaux, évite ou minimise les impacts de la réinstallation et qui se conforme aux exigences nationales, internationales et des Agences de Financement. La justification des sites recommandés devrait contenir, entre autres, une évaluation des avantages et des inconvénients de chaque alternative du site examiné. Le site proposé doit éviter tous les domaines sensibles aux aspects environnementaux et sociaux, y compris les forêts protégées, les sites culturels et patrimoniaux et les sites RAMSAR. A cet égard, le Consultant doit travailler en étroite collaboration avec les experts désignés de chaque société nationale d’électricité.

Une description des sites sélectionnés, y compris les photographies et les coordonnées GPS indiquant l'emplacement de tous les obstacles naturels tels que les traits de relief et les obstacles artificiels, ainsi que tous les autres détails utiles doivent être fournis par le consultant. La description doit inclure, mais sans s'y limiter, l'emplacement des différents obstacles énumérés ci-dessous qui devraient figurer sur les schémas/cartes :

* Structures ou obstacles artificiels (tout type de structures résidentielles et non résidentielles telles que les routes, les rues, les écoles, les barrages, les hôpitaux, les bureaux, les bâtiments commerciaux, les bâtiments gouvernementaux, etc.) ;
* Infrastructures (lignes de transport et de distribution existantes, lignes téléphoniques existantes, chemin de fer, chemin de fer et traversée d'autoroutes, pylônes hertziens, traversées de cours d’eaux, etc ;
* Caractéristiques physiques (rivières, ruisseaux, montagnes, vallées, marécages, terres agricoles, réserves forestières, etc.).

La description des sites de postes doit notamment fournir une liste exhaustive de toutes les zones d'administration locale, provinciale, de districts et les villages où se trouvent les sites. Pour chacun d’eux, les éléments suivants doivent être identifiés à l’aide de cartographie SIG basée sur des coordonnées GPS :

* Limites des zones allouées ;
* Démarcation des terres agricoles et des propriétés potentiellement affectées ;
* Réserves de chasse et réserves forestières ;
* Sites culturels, religieux et patrimoniaux, y compris les cimetières, les forêts sacrées et les éléments naturels d'importance culturelle ;
* Marchés et zones à forte densité de population dans les zones non affectées.
  + 1. **Tâche 3.3 : Détermination des sites des parcs solaires**

Le Consultant devra identifier autour de chaque postes projetés ou existants dans la zone du projet au moins 3 sites potentiels de superficie conséquente devant abriter un parc solaire en fonction d’une revue du cadastre, des zones sensibles environnementales, des zones d’habitations (hameaux/villages etc.), des terres agricoles, des particularités géotechniques de la zone, et de l’irradiation solaire et de l’accès. En fonction des résultats de l’analyse des besoins de stockage aux tâches 8.2 et 9, les éventuels sites des unités de stockage d’énergie devront être également identifiés. Ces unités de stockage pourraient être directement liées aux parcs solaires et donc sur les mêmes sites, ou situés à d’autres endroits stratégiques déterminés par l’analyse. A titre indicatif et non définitif, il convient de noter qu'en tenant compte des parcs solaires régionaux en cours de développement ou devant être développés par le WAPP, la capacité solaire prévue être déployée dans le cadre de DtP dans les pays du G5 est la suivante :

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Pays | Capacité à développer à terme d’ici 2030 (MWc) |
| 1 | Mauritanie | 420 |
| 2 | Mali | 677 |
| 3 | Burkina | 520 |
| 4 | Niger | 292 |
| 5 | Tchad | 702 |
|  |  | **2,611** |

Les sites sélectionnés devront remplir les critères suivants :

1. Être juxtaposés au poste ou à la limite dans un rayon de 20 km autour du poste de raccordement ;
2. Avoir une superficie totale pouvant abriter un parc d’au moins 200 MWc,
3. Ne pas être dans une zone environnementale sensible, protégée ou dans une zone avec des propriétés géotechniques, et géologiques et hydrogéologiques qui ne sont pas compatibles ou qui représente un risque quelconque au développement d’une centrale solaire ;
4. Avoir un relief plat sans dépasser une pente maximale de 5% sur toute l’étendue
5. Avoir une excellente irradiation solaire.
6. Un accès facile par les voies de communications (routes, rails…)

L’analyse portera entre autres sur la viabilité environnementale des sites, les possibilités de raccordement à la dorsale trans-sahélienne, du mouvement de l’énergie et de la capacité de transit du réseau, les possibilités d’évacuer l’énergie vers le réseau interconnecté existant et les pays de la sous-région. Il sera aussi tenu compte des possibilités d’électrification des villes et communautés environnantes

Des discussions consignées par des compte rendus avec les collectivités locales et les autorités de la région devront être tenues pour s’assurer de la disponibilité des terrains et de leur potentielle allocation pour un Parc Solaire.

* 1. **Tâche 4 : LIDAR (Optionnel)**

Cette tâche est optionnelle et sera exécutée sous réserve de disponibilité de ressources financières. Pour cette raison, le LIDAR devra faire l’objet d’une proposition optionnelle du Consultant. Le relevé LIDAR devra permettre d’avoir une vue assez précise du tracé de la ligne, des sites des postes et des parcs solaires pour les études d’ingénierie détaillées et d’impacts environnemental et social. Le Consultant devra faire une proposition séparée pour chaque partie du tracé à savoir : la partie dans la région couverte par l’EEEOA, la partie sur le territoire mauritanien et celle sur le territoire tchadien.

Sur la base du tracé provisoire de la ligne approuvé et des sites de poste sélectionnés, le Consultant doit entreprendre une étude LIDAR sur un corridor de 200 m (100 m de chaque côté du tracé provisoire adopté). Le relevé LIDAR couvrira également les sites des postes et des parcs sélectionnés ainsi que les ligne de raccordement des parcs solaires, et leurs environs jusqu'à 200 m. Le relevé LIDAR sera effectué selon les spécifications suivantes :

Les données laser et le MNT (Modèle Numérique de Terrain) 3D doivent être :

* Points par mètre carré : 4 à 6 (en fonction de la végétation)
* Classification : Ground, Non Ground
* Largeur de bande : 100 m de part et d'autre de l'axe de la route provisoire
* Précision avec le contrôle au sol :
  + X et Y entre 15cm -20cm (relative et absolue).
  + Z meilleure que 8cm (relative et absolue).
* Précision sans contrôle au sol :
  + X et Y entre 15cm et 25cm relative, meilleure que 0,5m absolue.
  + Z meilleure que 8cm relatif, meilleur que 0,5m absolu

Le Système LIDAR doit permettre une bonne pénétration de la végétation afin d'obtenir les précisions mentionnées ci-dessus.

Le contrôle au sol doit être utilisé avec des points de contrôle au sol au moins tous les 5 km, bien identifiables sur les images. Les livrables de l'imagerie seront :

* Taille des pixels : 10 à 15 cm selon la topographie
* Imagerie : Ortho-photos géoréférencées en couleur

En outre, le fichier LIDAR doit être compatible SIG et soumis sous forme numérique avec toutes les informations nécessaires pour intégrer ultérieurement des cartes/dessins et pour les études détaillées sur la conception des postes et des lignes de transport.

* 1. **Tâche 5 : Identification des communautés/villes et villages le long du tracé de la ligne et des postes de raccordement**

Le Consultant devra identifier toutes les communautés/localités non électrifiées situés dans une bande de 10 km de chaque côté de la ligne (soit une largeur totale de 20 km) le long de la ligne y compris aux alentours des postes identifiés. A cet effet, après l'adoption du tracé provisoire de la ligne, le consultant devra répertorier tous les communautés / localités éligibles dans un volume séparé du rapport final sur le tracé provisoire de la ligne, en décrivant entre autres, leur distance par rapport au tracé proposé et leur population. Le Consultant devra également examiner tout le réseau de moyenne tension existant autour des villages/villes/communautés identifiés. Les résultats de cette activité seront présentés dans un rapport qui comprendra une carte avec (i) le tracé de la ligne de la Dorsale trans-sahélienne avec les postes, (ii) les localités / communautés identifiés, (iii) la concentration de la population et leur nombre, (iv) la présence ou non de réseau électrique existant à proximité et (iv) une estimation de la consommation électrique potentielle de chaque localité en se basant sur les statistiques de villages/villes similaires.

Le Consultant devra également proposer une technologie d'électrification et faire une estimation sommaire des coûts d'électrification des communautés.

Dans le cadre de l’exécution de cette tâche le Consultant devra tenir compte des programmes et plans d’électrification existants au niveau de chaque pays.

* 1. **Tâche 6 :** **Evaluation de la ressource solaire disponible sur chaque site sélectionné et campagne de mesure solaire**

Pour la réalisation de cette étude, le Consultant se basera sur les données météorologiques du NSRDB (National Solar Radiation Database) du NREL (National Renewable Energy Laboratory), ou SolarGIS TMY (Typical Meteorological Year) P50 au pas de temps horaire pour chaque site sélectionné lors de la tâche 2. Le Consultant précisera donc pour chaque site, la puissance développable et le productible annuel de chaque site à l’horizon de l’étude.

La détermination de la puissance et le productible maximum solaire développable le long de la dorsale devra prendre en compte les conditions économiques et les possibilités d’échanges d’énergie entre non seulement les pays concernés par le projet mais aussi avec les autres pays de la CEDEAO.

Dans ce cadre, le Consultant dressera un tableau comparatif des coûts de production des divers moyens de production (thermique, hydraulique, solaire, importation, etc.) avec une analyse comparative de la production solaire à grande échelle.

La puissance maximale et le productible développable seront une des données d’entrée dans la détermination du niveau de tension de la dorsale.

Le Consultant proposera ensuite la répartition de cette production solaire par pays et par site.

Afin de compléter et de valider les données déjà disponibles sur le rayonnement solaire sur chaque site, une campagne de mesure du rayonnement solaire sera effectuée sur chaque site sélectionné. Les mesures effectuées devront permettre de compléter les données disponibles à partir des relevés satellites ou des mesures effectuées dans les stations météos existantes dans la région, de façon à mieux évaluer le potentiel solaire et le productible annuel généré dans la suite du projet au cours de l’étude de faisabilité économique et financière.

Au cours de la phase de l’étude de faisabilité, les mesures effectuées sur le site sélectionné seront ensuite utilisées pour optimiser le dimensionnement des installations et affiner l’analyse technico-économique et la prévision de la production annuelle.

Le Consultant fera une proposition séparée pour l’installation de ces stations sur les sites sélection et une campagne de mesures pendant deux ans.

* + 1. **Spécifications minimales de la station de mesures solaires**

Le Consultant devra effectuer une campagne de mesure solaire avec une station de mesures solaires conforme au Tier 2 des normes développées par ESMAP (Energy Sector Manangement Assistance Program - Programme d’Assistance à la Gestion du Secteur d’Energie),

Une station de Tier 2 doit donc consister en un équipement robuste qui fonctionne de manière satisfaisante sur des périodes prolongées (un mois ou plus) sans maintenance sur site. Le minimum requis pour une station de Tier 2 est un radiomètre à bande ombrée en rotation (RSR) capable de mesurer les trois composants (GHI, DNI et Diffuse).

Une station de Tier 2 doit inclure aussi un pyranomètre ISO Secondary Standard pour permettre le contrôle de la qualité et l'étalonnage de l'équipement RSR, et doit également collecter des données sur la température, l'humidité, la pression barométrique à 1 ou 2 m du sol (agl.) et effectuer les mesures de vitesse du vent à une hauteur de 10 m au-dessus du sol. Une station de Tier 2 doit être conçue dans le but de fournir une incertitude de mesure <5% pour les valeurs quotidiennes.

* + 1. **Installation et maintenance de la station de mesures solaires**

Les mesures seront effectuées par des stations autonomes, alimentées par énergie solaire avec batterie rechargeable. Elles seront installées dans les environs du site solaire projeté et dans un espace dégagé : loin de tout ombrage et sécurisée contre toute intrusion animale.

Les enregistrements seront relevés régulièrement via une liaison GSM ou GPRS ou tout autre moyen. L’ensemble des données collectées devra être mis disponible au Client. Les paramètres techniques seront discutés en amont avec les équipes techniques du Client.

* La station sera correctement protégée contre les tempêtes / cyclones, vent de sable, la corrosion, la pluie, l’humidité, le gel et la poussière afin de fonctionner en toute sécurité dans son environnement. Toute la station doit être aussi surélevée de 15 cm au moins par rapport au sol et protégée contre toute intrusion animale par une clôture légère préventive (type grillage) et facile d’accès pour l’entretien. Les appareils électriques et les coffrets doivent avoir une classe de protection IP 65. Le chauffage par dôme doit être inclus dans les zones humides.
* La station sera protégée contre la foudre et à l'abri des interférences radio. Les mâts et les trépieds destinés au montage des équipements météorologiques doivent être fermement fixés à terre afin de permettre le passage des éclairs.
* Tous les équipements, câbles, attaches, support, coffrets, joints doivent être résistants à l’UV et les chaleurs exceptionnelles du pays.
* Il sera prévu une plaquette en aluminium anodisée fixée solidement à chaque station et de dimension minimale 20 cm x 10 cm indiquant le logo de l’EEEOA et le titre du projet, la disposition et les couleurs feront l’objet de concertations avec le Prestataire à la remise d’un échantillon.
* La station sera placée de manière à minimiser les conditions susceptibles de masquer (ombrage) les capteurs, tels que des arbres, des bâtiments ou d’autres objets de grande hauteur, notamment le mât météorologique et la perche de la girouette et anémomètre. Les capteurs météorologiques doivent être installés à un endroit ne masquant pas les capteurs solaires.
* Tous les équipements de mesure, y compris la température, l'humidité, la pression barométrique, la vitesse et la direction du vent, doivent faire l’objet d’étalonnages en usine. Une copie des certificats d’étalonnage sera remise avant l’expédition du matériel sur site.
* La station, y compris l'équipement d'enregistrement des données, est alimentée de manière autonome et continue toute l'année (panneau PV & Batterie rechargeable), avec une protection appropriée contre les surtensions et les fluctuations de fréquence.
* Les données sont collectées à une fréquence d'échantillonnage minimale de 1 seconde, calculée en moyenne sur des intervalles d'une minute.
* Des dispositions sont prises pour l’entretien et la maintenance des équipements solaires et météorologiques tout au long de la campagne de mesures.
* Le téléchargement des données à partir de chaque site doit être effectué au moins une fois par jour et vérifié pour éviter toute perte de données, toute corruption de données, toute dérive de calibration et toute défaillance de l'instrument. Il doit y avoir une capacité de stockage de données locale adéquate pour une collecte de données d'au moins trois mois.
* Des dispositions sont prises pour garantir que les données de chaque capteur sont transmises électroniquement via une connexion GSM (ou une connexion satellite si la couverture GSM est insuffisante) vers un portail de données sécurisé géré par le Consultant auquel le Client doit avoir accès en ligne.
* Toutes les données collectées et les données validées du point de vue de la qualité doivent être téléchargées chaque mois auprès du client. La transmission des données et les frais y afférents (depuis chaque site de mesure) incombe au Consultant.

Toutes les données de mesures seront transmises quotidiennement aux destinataires désignés par le Client.

Après l’installation de la station et vérification de la transmission des données vis GPRS, un procès-verbal de mise en service sera établi conjointement entre l’installateur habilité par le Consultant et le représentant de la société d’électricité du pays.

* 1. **Tâche 7 :** **Etude d’intégration au réseau**

Cette étude aura pour but de conforter la sélection de sites et de s’assurer de l’adaptation de l’infrastructure du réseau, et de vérifier la stabilité du réseau après raccordement des centrales solaires projetées.

Sur la base des modèles élaborés dans le cadre de la tâche relative à la détermination du niveau de tension de la ligne, des calculs d’écoulement de charge seront réalisés, avant et après raccordement des centrales solaires. Cette étude devra notamment permettre de déterminer le phasage optimal de développement des parcs solaires tout en prenant compte le plan de développement des réseaux nationaux et régional.

Les calculs seront réalisés en régime normal et en régime d’incident N-1.

Ce dernier régime consistera à considérer qu’un quelconque élément du réseau est indisponible, et que le réseau doit rester stable dans ces conditions.

Ces calculs de réseau identifieront les tensions à chaque nœud du réseau et les transits actifs et réactifs dans chaque dipôle, pour deux niveaux de consommation (pointe et creux).

Ces calculs permettront de connaître la marge de puissance résiduelle dans les ouvrages permettant l’intégration de nouvelles centrales solaires sans renforcement significatif de réseau.

En cas de dépassement de ces valeurs, les renforcements nécessaires seront identifiés.

Cette analyse intègrera les activités suivantes :

1. Définition des configurations de réseau et scenarios conservatifs pour l’analyse de flux en fonction du nombre d’unités de production raccordées et de niveaux de consommation
2. Analyse d’écoulement de charge aux deux ou trois horizons temporels, en N et en N-1, avec et sans parcs solaires
3. Calcul des pertes sur le réseau de transport
4. Vérification du respect des contraintes de transits
5. Vérification des contraintes et analyse des plans de tension
6. Analyse des flux de puissance réactive et exigences éventuelles pour les producteurs, compensation du réactif.
7. Recommandations de renforcements de réseaux (lignes et postes) si nécessaires
8. Impact sur les flux aux interconnexions
9. Etudes des courants de court-circuit
10. Etudes de fréquence par pays
11. Analyse du scénario de chute lente de production photovoltaïque notamment en cas de passage d’un nuage et recommandations d’exploitation du réseau
12. Etude dynamique de stabilité sur perte d’une ou des centrales PV
13. Analyse globale du seuil de pénétration du solaire dans le réseau national interconnecté à court et long terme.

Le Consultant présentera les résultats de l’étude préliminaire d’intégration et de l’identification des parcelles de terres et développera une analyse des sites présentant leur potentiel pour développer le Parc Solaire. Le choix de développer l’un ou l’autre se fera conjointement avec les différentes parties prenantes et le Client.

Les sites finaux autour de chaque poste seront clairement identifiés par leurs coordonnées GPS.

Lorsque le site final sera sélectionné, le Consultant devra aussi proposer le tracé de la ligne de raccordement selon les mêmes critères de sélection environnementaux et sociaux que le tracé de la ligne d’interconnexion.

Le Consultant devra souligner les risques de chaque site. Il devra établir une liste des permis requis pour l’occupation des terres tant nationaux que locaux.

* 1. **Tâche 8 : Conception technique préliminaire**

Dans ce cadre, le Consultant réalisera une étude d’avant-projet sommaire incluant les principales tâches requises au stade de l’étude de préfaisabilité et permettant d’avoir une estimation plus ou moins précise du coût de mise en œuvre du projet sans rentrer dans l’ingénierie détaillée qui sera réalisée au stade de l’étude faisabilité. Cette tâche concernera aussi bien la dorsale trans-sahélienne que les lignes de raccordement des parcs solaires et des lignes radiales permettant de connecter la dorsale au réseau interconnecté national que régional dans les pays traversés

* + 1. **Tâche 8.1 : Lignes et Postes :**

Le Consultant accomplira les tâches suivantes : dimensionnement des pylônes, détermination du nombre de pylônes par types, choix des accessoires de ligne et de la section des conducteurs, caractéristiques des équipements des différents postes. Il établira les schémas de principe de contrôle/commande, protection, comptage et télémesures indispensables à la construction des ouvrages du projet. Le Consultant examinera les systèmes de télécommunication, télémesure et télé-protection utilisés dans les différents pays et fera des propositions en ce qui concerne les équipements de communication et de contrôle des réseaux interconnectés les plus appropriés. Il déterminera également l'agencement général des ouvrages du poste, et établira tous les plans généraux du poste tels que les plans du poste extérieur, les schémas indiquant les emplacements des principaux équipements (transformateurs, disjoncteurs, sectionneurs, jeu de barres, circuits bouchon, transformateurs de courant et de tension, systèmes de compensation d’énergie réactive, cellules moyenne tension, etc.).

* + 1. **Tâche 8.2 : Parcs solaires**

Au titre du dimensionnement des systèmes, le Consultant s’appuiera sur les logiciels éprouvés

Dans ce cadre les prestations du Consultant incluront sans s’y limiter à :

* Délimitation de l’aire proposée avec l’implantation des parcs
* Analyser des alternatives en termes de stockage d’énergie et de la gestion optimale de la demande électrique – avec la taille du stockage qui sera définie et finalisée basée sur l’étude financière
* Conditions techniques incluant entre autres :
  + Les conditions d’ingénierie prenant en compte les normes nationales ou à défaut internationales, et les règles propres aux sociétés d’électricité
  + Les conditions ambiantes prenant en compte les données climatiques et environnementales telles que : qualité de l’air (densité, aérosols), vitesse et direction du vent, température, hygrométrie, pluviométrie, niveau de pollution, données géotechniques, sismiques, eaux de surface et souterraines, tenant compte des variations saisonnières de ces conditions et de leur évolution à moyen et long terme
  + Condition d’utilisation des batteries et présenter des journées types d’utilisation des batteries (solaire/pluvieux/demande base/demande haute etc.)
* Exigences techniques incluant entre autres :
  + Le dimensionnement des installations de contrôle des panneaux et de conversion DC/AC
  + Répartition des chaines de panneaux (strings) et leur raccordement à chaque onduleur
  + La liste et recommandations des moyens efficaces à préconiser pour assurer une qualité de nettoyage des panneaux.
  + Le système SCADA et le transfert des données de production et des mesures solaires aux centres de conduite et de supervision. Le Consultant veillera à ce que les systèmes de communication et SCADA proposés soient compatibles aux systèmes existants avec une communication efficace entre les deux systèmes.
  1. **Tâche 9 : Estimation des coûts et Analyses économiques et financières**

L'objectif de la présente étude est de déterminer la viabilité économique et financière du projet, son impact sur le développement, et de fournir des justificatifs pertinents et suffisants pour la réalisation du projet.

Le Consultant devra préparer des estimations de coûts détaillées du projet d'interconnexion et des centrales, y compris les coûts de raccordement de la dorsale au réseau national et régional ainsi qu’aux parcs arcs solaires régionaux dont la connexion à la dorsale augmenterait l’attractivité économique de cette dorsale. Ces coûts seront ventilés par pays, incluant des estimations de coût associés aux résultats des études environnementales préliminaires, à la gestion et au suivi-évaluation du projet et, si nécessaire, les renforcements nationaux requis.

Le consultant doit élaborer une analyse économique tenant compte de tous les avantages du projet et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Le consultant devra également évaluer l'applicabilité du Financement carbone et des Mécanismes de Développement Propre au projet et faire une proposition détaillée à cet égard en vue d'élargir les possibilités de financement du projet. A cet effet, le Consultant devra calculer et valoriser les émissions évitées de gaz à effet de serre du projet.

Le consultant doit élaborer une analyse financière basée sur la conception et l’accord contractuel et institutionnel recommandés. Cette analyse devrait être complétée par des options de financement. L’analyse financière devrait comprendre des hypothèses fondées sur le marché concernant les coûts de financement et estimer le tarif/prix de cession de l’énergie aux sociétés « acheteurs ». Le consultant doit également comparer le tarif estimatif avec performance financière des sociétés acheteuses potentielles dans chaque pays et analyser si ce tarif est attractif. Les données de sortie de l’analyse financière devraient comprendre les coûts nivelés, les coûts d’immobilisations, les coûts d’exploitation, la structure des immobilisations, le coût du capital et le tarif de cession. Il sera demandé au consultant d’exécuter des sensibilités sur l’analyse financière des principaux intrants.

* 1. **Tâche 10 : Etude sur la commercialisation des Fibres Optiques**

La Dorsale ainsi que les bretelles à construire seront équipées d’un câble de garde à fibres optiques (CGFO). Une partie de ces fibres optiques sera utilisée pour les besoins propres au projet dont la télécommunication entre les postes et la protection de la ligne, le fonctionnement du SCADA, dispatching, etc.

Le nombre de fibres contenu dans les câbles étant généralement supérieur au besoin de l’exploitation de la ligne, les capacités excédentaires peuvent être utilisées pour contribuer à l’extension de l’accès aux communications à haut débit pour le long de la dorsale dans les régions traversées.

L’objectif de l’étude est de réaliser une faisabilité pour le développement d’une stratégie de revente de la capacité excédentaire du Câble de Garde à Fibre Optique qui sera installé sur la Dorsale.

L'étude analysera ainsi tous les aspects clés (techniques, légaux, réglementaires, opérationnels, modèles financier et tarifaire) permettant une éventuelle utilisation des fibres optiques disponibles.

Cette étude sera réalisée à partir du siège avec une mission dans chacun des pays concernés par le projet afin de discuter avec les différents acteurs.

Cette étude comportera les volets décrits ci-dessous.

* **Volet 1 :** Confirmation de faisabilité légale et réglementaire

En partant des éléments de contexte juridique de chacun des pays concernés, le Consultant étudiera à partir d’une revue détaillée et proposera la faisabilité légale et réglementaire pour le développement d’une stratégie de revente de la capacité excédentaire du Câble de Garde à Fibre Optique (CGFO).

Le Consultant proposera et comparera les différents modèles d’activités possibles afin de mettre la capacité excédentaire de CGFO à la disposition des services de télécommunication.

A l’appui de son analyse, le Consultant veillera à fournir les éléments suivants :

* Une description des autorisations que chacune des sociétés devra obtenir ;
* Une description des différents modèles d’activité en précisant les dispositions applicables (i) pour le processus de réalisation (ii) les conditions d’exploitation et de maintenance (préventive et curative) (iii) le type de licence ou d’autorisation à attribuer (iv) démarches pour installation des équipements actifs sur l’emprise (droits d’appui et de passage) du réseau CGFO ;
* Toute suggestion appropriée sur des évolutions à apporter (i) au cadre légal et réglementaire des télécommunications / communications électroniques dans les différents pays ou au niveau régional et (ii) tout autre cadre légal et réglementaire pertinent par rapport à la mission qu’il aura identifié.
* **Volet 2 :** Confirmation de la faisabilité économique et financière

Le Consultant étudiera la faisabilité économique des différents modèles d’activité et réalisera une comparaison des modèles économiques pour le développement d’une stratégie de revente de la capacité excédentaire du Câble de Garde à Fibre Optique

A l’appui de son analyse, le Consultant veillera à produire les éléments suivants :

* Une description du catalogue de services envisagés ;
* Un plan d’affaires au format Excel correspondant au périmètre complet de l’activité des différents modèles sur la durée envisagée, dont les hypothèses de revenus et de coûts ainsi que les hypothèses de partage de revenus seront documentées et argumentées au format Word. Ce plan d’affaires devra permettre de lire facilement la capacité du projet à créer des cash-flows.
  1. **Tâche 11 : Analyse et proposition du cadre commercial et Institutionnel pour le développement du projet**

Sur la base des discussions que le Consultant mènera avec le Secrétariat Général de l’EEEOA, les parties prenantes concernées dans chaque pays, et les institutions de financement potentielles, il analysera les arrangements institutionnels, commerciaux et contractuels potentiels et recommander la meilleure façon de développer le projet. En termes de benchmark, il fournira des exemples internationaux pertinents, en tirant les leçons de ces exemples applicables à la situation spécifique étudiée, et aux caractéristiques spécifiques du projet de la dorsale trans-sahélienne telles, le nombre de pays concernés, les organisations sous-régionales auxquelles les pays appartiennent, la taille des centrales solaires projetées. La structuration proposée pour chaque centrale et la ligne d’interconnexion prendra en compte pour chaque pays : (i) sa situation géographique, son appartenance aux organisations sous-régionales, (ii) sa politique énergétique, (iii) l’économie attendue de la mise en œuvre du projet, (iii) le cadre juridique, (iv) les préférences du gouvernement pour le partenariat public-privé (« PPP ») ou la structuration contractuelle pour des producteurs d’électricité indépendants (« IPP ») et (v) le retour d’expérience pour des projets similaires.

* 1. **Tâche 12 :** **Analyses des Risques**

Le Consultant, par la méthode Monte Carlo ou une méthode similaire, devra identifier et évaluer les risques qui pèsent sur le projet autres que les risques pour l'environnement et, recommander des mesures appropriées pour prévenir la dégradation ou justifier les principaux objectifs du projet en ce qui concerne les délais, les coûts et les spécifications techniques durant la phase de mise en œuvre et les performances au cours de la phase d'exploitation.

Cette analyse comprendra les prestations suivantes :

* Identification des risques potentiels et classification de ces risques en fonction de leur :
  + lien avec le projet : interne ou externe;
  + nature : risques politique, environnemental, social, de réinstallation économique, institutionnelle, juridique, technique, organisationnelle, financier, etc.;
  + origine : sous-contractants, Pouvoirs Publics, Bailleurs de Fonds¸ consommateurs¸ etc.;
  + impact : dépassements de coûts, non-respect des délais et des spécifications techniques, retard de la Date d’Exploitation Commerciale, des contre-performances opérationnelles, la collecte des revenus prévue.
* Analyse quantitative des risques en vue d'évaluer les impacts directs et indirects sur les objectifs du projet et les probabilités de leur survenance. Cette évaluation pourrait être complétée par une analyse qualitative ;
* Proposer des mesures pour prévenir les risques et réduire leurs impacts, les éventuels scénarios de plan d'urgence, une définition des attributions et responsabilités pour la gestion des risques.

Une attention particulière devra être accordée au risque sécuritaire et des mesures de mitigation idoines devront être identifiées pour permettre la faisabilité du projet et pouvoir mobiliser des financements pour sa mise en œuvre.

Le Consultant devra proposer une stratégie de mise en œuvre du projet qui permettrait d’atténuer les risques identifiés et prévoir des scénarios éventuels de plan de secours en vue de la mise en œuvre intégrale du projet.

* 1. **Tâche 13 :** **Evaluation environnementale et sociale sommaire**

Au stade de préfaisabilité, le projet n’étant pas précisément défini, le Consultant préparera une évaluation environnementale et sociale préliminaire, permettant de dégager, les enjeux et contraintes liés à la préservation de la biodiversité, et aux activités socioéconomiques des populations potentiellement impactées et de proposer les mesures d’atténuation possibles.

La finalité de cette évaluation préliminaire en phase de préfaisabilité est de disposer d’une première évaluation des enjeux et impacts positifs et négatifs ainsi que les risques qui se rapportent au parcours de la ligne et aux emplacements des parcs solaires.

Sur la base de la documentation existante, de visites de terrain et de rencontres des principaux interlocuteurs concernés par le projet, le consultant devra faire l’évaluation environnementale et sociale sommaire qui permettra de disposer d’une première appréciation des impacts et risques environnementaux et sociaux et des principales mesures d’atténuation ou de compensation des impacts négatifs ainsi que des mesures de réinstallation des personnes susceptibles d’être déplacées involontairement à cause du projet.

Cet exercice concernera également l’électrification des localités avoisinant la Dorsale trans-Sahélienne.

Les consultations seront d’abord institutionnelles à savoir ministères et administrations concernés pour mieux connaître les différents cadres juridiques et réglementaires et les procédures environnementales et sociales. Les consultations seront aussi publiques avec les parties prenantes que sont les communautés locales, les ONGs, les autorités locales, le secteur privé, etc. avec une méthodologie appropriée pour fournir des informations, entre autres, sur les aspects discrimination de « Genre » et sur les inégalités sociales dans les zones du projet,

Somme toute, le consultant fera une revue succincte des législations et des procédures environnementales des pays concernés en vue de ressortir les autorisations et les permis divers à obtenir de façon impérative dans le cadre du développement du projet. A cet effet, il soulignera les contraintes et environnementales ou sociales pour le développement des lignes et des parcs solaires projetés à savoir : les zones écologiquement sensibles comme les zones de relief, les zones humides (les sites de RAMSAR), les aires protégées et les zones d’agglomération.

L’évaluation environnementale et sociale sommaire mettra en exergue les retombées positives du projet surtout en termes de développement économique et culturel des zones traversées, du nombre d’emplois susceptibles d’être créés aux différentes phases du projet, du nombre d’emplois à créer pour la motivation de la jeunesse. Particulièrement, le consultant montrera comment le projet permettra de réduire les inégalités sociales notamment en ce qui concerne les aspects « genre » ainsi que les impacts sur les jeunes. Puis, il envisagera dès cette étape des mesures l’atténuation des impacts négatifs y compris le déplacement et la réinstallation de communautés et des personnes riveraines.

* 1. **Tâche 14 : Détermination de la feuille de route pour le développement du projet**

En fonction des résultats et tâches précédentes, le consultant proposera la feuille de route pour la planification du [développement](https://fr.wikipedia.org/wiki/D%C3%A9veloppement_de_logiciel)/déploiement du projet. Le plan d’action définira pour chaque action un calendrier indiquant le délai nécessaire pour sa réalisation, la procédure à suivre et l’entité qui en est responsable. La feuille de route devra considérer les points suivants :

* L’étude de faisabilité de la dorsale, des lignes de raccordement des parcs solaires et des lignes radiales de connexion au réseau interconnecté national et régional
* L’étude d’impacts environnemental et social
* Mise en œuvre du PAR et de l’EIES
* Le cadre institutionnel envisagé pour le développement du projet
* Etc

1. **Durée de l’étude et calendrier**

La durée d'exécution des services ne doit pas dépasser 45 semaines. Le Consultant présentera dans sa proposition un calendrier détaillé de mise en œuvre.

A cet égard, le calendrier indicatif suivant a été proposé :

| # | Activités | Date |
| --- | --- | --- |
| 1 | Démarrage des prestations (réunion en présentiel) | So |
| 2 | Soumission du rapport de démarrage | So + 4 semaines |
| 3 | Soumission du rapport provisoire de données | So + 8 semaines |
| 4 | Soumission des commentaires sur rapport provisoire de données (réunion en présentiel) | So + 10 semaines |
| **5** | Soumission du rapport final de données | So + 12 semaines |
| 6 | Soumission du projet de rapport provisoire de tracé de ligne, des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport provisoire l’évaluation de la tension de la dorsale | So + 22 semaines |
| 7 | Soumission des commentaires sur le projet de rapport provisoire de tracé de ligne des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport provisoire l’évaluation de la tension de la dorsale (réunion en présentiel) | So + 24 semaines |
| 8 | Soumission du rapport final sur le projet de rapport provisoire de tracé de ligne des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport provisoire l’évaluation de la tension de la dorsale | So + 26 semaines |
| 9 | Soumission du rapport provisoire de l’étude de préfaisabilité | So + 34 semaines |
| 10 | Soumission des commentaires sur le rapport provisoire de l’étude de préfaisabilité (réunion en présentiel) | So + 37 semaines |
| 11 | Soumission du rapport final de l’étude de préfaisabilité | So + 40 semaines |
| 12 | Soumission du projet de rapport d'achèvement du projet | So + 42 semaines |
| 13 | Soumission des commentaires sur le projet de rapport d'achèvement du projet | So + 44 semaines |
| 14 | Soumission du rapport final d'achèvement du projet | So + 45 semaines |

1. **Organisation des réunions et prise en charge de la participation des** **sociétés d’électricité et des ministères en charge de l’énergie**

Le Consultant doit prendre des dispositions pour organiser et participer aux réunions prévues dans le cadre de l’étude, notamment :

1. la réunion de lancement de l’étude (2 jours de réunion) ;
2. la réunion d’examen et d’adoption du rapport provisoire de données (2 jours de réunion) ;
3. la réunion d’examen et d’adoption du projet de rapport provisoire de tracé de ligne, des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport provisoire l’évaluation de la tension de la dorsale (3 jours de réunion) ;
4. la réunion d’examen et d’adoption du rapport provisoire de l’étude de préfaisabilité (3 jours de réunion).

Les réunions auront lieu dans un pays de la CEDEAO, en Mauritanie ou au Tchad.

Le Consultant supportera les frais de sa propre participation aux réunions. Il fera aussi dans sa proposition financière, une provision de l’équivalent de 177 456 USD pour couvrir les frais liés l’organisation de ces réunions (location de salle, interprétation entre autres), ainsi que ceux liés à la participation auxdites réunions des sociétés d’électricité et des ministères en charge de l’énergie des pays concernés (transport, hébergement, frais de subsistance entre autres), suivant les pratiques et standards du Secrétariat Général de l’EEEOA. Le nombre de participants des sociétés et des ministères à considérer est comme suit :

* EDM-SA (2 participants),
* NIGELEC (2 participants),
* SNE (2 participants),
* SOGEM (1 participant),
* SOMELEC (2 participants),
* SONABEL (2 participants),
* Ministère en charge de l’énergie de la Mauritanie (1 participant),
* Ministère en charge de l’énergie du Mali (1 participant),
* Ministère en charge de l’énergie du Burkina (1 participant),
* Ministère en charge de l’énergie du Niger (1 participant),
* Ministère en charge de l’énergie du Tchad (1 participant).

1. **Livrables**

Les prestations à fournir au Client comprennent la préparation puis la soumission, dans les délais fixés, de tous les documents et rapports. Tous les documents et rapports doivent être préparés en français sauf mention contraire et doivent être soumis par le Consultant en version papier et en version électronique simultanément au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays concernés conformément aux spécifications ci-dessous. Les rapports seront directement aux destinataires sous le couvert d’une lettre signée du Secrétariat Général de l’EEEOA. Toutes les cartes seront fournies aussi sous forme informatique dans un format de SIG approuvé par les parties prenantes.

Les copies imprimées seront fournies dans le nombre spécifié d’exemplaires à chaque destinataire.

Le rapport du Lidar sera intégré dans le rapport de l’étude de faisabilité si cette option a été levée.

Les versions électroniques seront fournies sur une clé USB et comprendront :

* une version PDF complète du rapport imprimé, éventuellement sous forme de portfolio de façon à limiter la taille des fichiers individuels. Cette version PDF sera produite à partir des fichiers source de façon à pouvoir être indexée ; un scan du rapport imprimé n’est pas acceptable
* les fichiers source d’origine des documents dans un format approuvé par les parties prenantes (par exemple, fichier Word pour les textes ou Excel pour les tableaux). Les cartes seront fournies dans un format SIG approuvé par les parties prenantes. Les autres schémas seront fournis sous format Autocad

Dans sa proposition, le Consultant devra prévoir une réunion de lancement et des ateliers pour présenter toutes les versions provisoires des rapports en vue de faciliter la préparation des commentaires. La réunion de lancement sera organisée en visioconférence.

Toutes ces réunions et ateliers en présentiel se tiendront dans l’un des pays de la CEDEAO ou en Mauritanie ou au Tchad. Le Secrétariat Général de l’EEEOA précisera au Consultant au moment opportun le lieu selon le choix du client.

Les principales réunions prévues dans le cadre de l’étude sont :

1. La réunion de lancement de l’étude de préfaisabilité
2. Présentation du rapport de collecte des données
3. Présentation de rapport provisoire de tracé de ligne, des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport provisoire l’évaluation de la tension de la dorsale
4. L’examen du rapport provisoire d’étude de préfaisabilité

Des réunions mensuelles en visioconférence seront organisées pour le suivi de l’étude et des réunions ponctuelles d’étapes si nécessaires pourront être organisées à la demande.

Le Consultant devra prévoir dans sa proposition les coûts liés à sa participation à ces différentes réunions.

Le Consultant devra fournir des rapports trimestriels en format électronique. Ces rapports décriront les principales tâches qui ont été entreprises dans l'exécution de l’études, les étapes importantes vers l'achèvement de l’étude et le taux de réalisation à la fin du trimestre. Le planning général de l’étude sera mis à jour dans ce rapport. Les données financières incluront des photocopies des factures du Consultant ainsi que le point de la facturation et les prévisions. Les rapports seront fournis en français au plus tard le 10ème jour calendaire suivant la fin de chaque trimestre.

L’ensemble des rapports et présentations devront également être disponibles sur un site web dédié au projet à mettre en place par le Consultant et accessible aux personnes autorisées par le Client durant une période d’au moins 5 ans après la fin de l’étude.

* 1. **Rapport de démarrage**

Le Consultant devra présenter dans un délai de deux semaines, à compter du démarrage de la prestation, un rapport de démarrage qui contiendra, entre autres, le plan de travail et la méthodologie, le calendrier de travail, les commentaires annotés de chaque livrable (rapport) qui sera présenté et fourni au Secrétariat Général de l'EEEOA, aux sociétés d’électricité et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays concernés.

Le rapport sera fourni en trois (3) exemplaires imprimés et trois (3) copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)

* 1. **Rapport de Collecte des Données (Tâche 1)**

Le Consultant devra préparer un rapport de données, après l’achèvement de la tâche de collecte et d’analyse des données. Le rapport inclura toutes les données techniques et économiques sur les réseaux nationaux de transport, y compris les schémas unifilaires du réseau de transport HT et les postes de transformation. Il indiquera aussi les données physiques et environnementales recueillies sur la zone du projet.

Toutes les informations collectées par le Consultant feront partie des données à soumettre dans le cadre du Rapport de collecte de données.

Le rapport de collecte des données devra aussi indiquer les hypothèses et les données d’entrée pour la conduite de l’étude de préfaisabilité. En outre, le rapport devra préciser les critères de conception qui seront utilisés dans l’étude technique des parcs, des postes et de la ligne d’interconnexion.

Le nombre d’exemplaires des rapports à soumettre se présentera comme suit :

Rapport Préliminaire de collecte de données :

* Cinq exemplaires imprimés et cinq copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)

Rapport Final de collecte de données :

* Dix exemplaires imprimés et Dix copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)
  1. **Rapport de l’étude de tracé de ligne, des sites des postes et des parcs solaires ainsi que du rapport l’évaluation de la tension de la dorsale (Tâches 2 et 3)**

Le nombre d’exemplaires des rapports à soumettre se présentera comme suit :

Rapport Préliminaire :

* Cinq exemplaires imprimés et cinq copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)

Rapport Final:

* Dix exemplaires imprimés et Dix copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)
  1. **Rapport d’Etude de préfaisabilité (Tâches 4 à 11)**

Le rapport devra comprendre un rapport de synthèse et un rapport principal.

Le Consultant soumettra un rapport provisoire pour les commentaires du Client et un rapport final intégrant les commentaires du Client et des bailleurs pour chaque composante de l’étude.

Dans ce rapport sera inclus :

1. **Vue d’ensemble du projet** : description, soutien gouvernemental local, potentiel solaire des sites, bénéfices environnementaux et sociaux
2. **L’étude du tracé de la ligne**: un résumé du rapport de l’étude du tracé avec les différentes options de tracé et une description du tracé choisi ;
3. **Intégration au réseau** : description de la capacité installée dans chaque pays et sur chaque site, du réseau électrique et l’analyse de réseau du Parc Solaire
4. **Description de la solution technique choisie** : du tracé de la ligne et de sa tension de la configuration des postes et des parcs solaires, de la phase envisagée, des renforcements de réseaux à envisager,
5. **Etude sur la commercialisation des Fibres Optiques**
6. **Analyses économiques et financières**
7. **Analyse du Cadre commercial et Institutionnel pour le développement du projet**
8. **Analyse des risques**
9. **Analyse environnementale et sociale préliminaire.** Les aspects environnementaux et sociaux doivent être traités par pays et dans des volumes séparés.
10. **La feuille de route pour le développement du projet**

Le nombre d’exemplaires des rapports à soumettre se présentera comme suit pour l’étude de préfaisabilité :

Rapport Provisoire de l’étude de préfaisabilité :

* Cinq exemplaires imprimés et cinq copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)

Rapport Final de l’étude de préfaisabilité :

* Dix exemplaires imprimés et Dix copies électroniques en français à remettre au Secrétariat Général de l'EEEOA et aux sociétés d’électricité (SOMELEC, EDM-SA, SONABEL, Nigelec et SNE) et aux Ministères en charge de l’Énergie des pays Mauritanie, Mali, Burkina, Niger et Tchad)

Le Rapport final de l’étude de préfaisabilité devra être livré sous une forme adéquate (avec page de garde et mise en forme en particulier) conformément aux bonnes pratiques acceptables par le Client et les Agences Internationales de Financement.

Le Consultant fournira une traduction de la version finale de ce rapport en anglais en cinq (5) exemplaires imprimés et cinq (5) copies électroniques

1. **Personnel clé**

Le niveau d’effort pour la mission est estimé à 80 hommes-mois pour le personnel clé. Le personnel devra parler couramment le français et disposer de l’expérience requise telle précisée ci-dessous

La composition du personnel clé se présente comme suit :

| **Poste – Personnel clé** | **Exigences minimales** |
| --- | --- |
| Directeur de projet | Le Directeur de projet devra être titulaire d’un diplôme (BAC+5) d’ingénieur, ou d’une maitrise en Ingénierie, Gestion, Économie ou autres domaines similaires. Il devra posséder une connaissance approfondie des meilleures pratiques internationales en matière de planification et de conception de réseaux électriques, de procédures contractuelles et de suivi de projets.  Un minimum de 15 ans d’expérience professionnelle dans la mise en œuvre des projets énergétiques est requis. Le Directeur de projet devra justifier, au cours des dix dernières années, de l’expérience spécifique dans la gestion d’équipes de Consultants dans un minimum de trois projets énergétiques de taille et de complexité similaires (haute tension de 225 kV et plus), de préférence en Afrique subsaharienne. |
| Ingénieur en planification des réseaux de transport d’énergie électrique | Ingénieur (BAC+5) en Génie Electrique ou équivalent avec 10 ans d’expérience dans la planification des réseaux de transport d’énergie électrique.  Il doit avoir été impliqué dans la conception et la mise en œuvre d’au moins 3 projets de ligne de transport d’énergie à 225 kV et plus, incluant des études de faisabilité, des simulations et analyses de réseaux, dont l’une devrait être réalisée en Afrique. |
| Expert en énergie solaire | Ingénieur (BAC+5 ans) ou Master spécialisé en énergies renouvelables ou équivalent avec 10 années dans la mise en œuvre de centrales solaires photovoltaïques.  Il doit avoir acquis, au cours des dix dernières années, une expérience spécifique dans l’étude de faisabilité de projets de production solaire de taille supérieure à 20 MW sur un minimum de trois projets dont de préférence un en Afrique subsaharienne |
| Ingénieur spécialisé en lignes de transport HT | L’ingénieur (BAC+5) spécialisé dans les lignes de transport aériennes doit être un ingénieur civil, mécanique, électricien ou équivalent justifiant de 15 années d’expérience, dont 5 années à l’international, dans la réalisation de projets similaires. L’expérience doit être pertinente dans le domaine des lignes aériennes de tension électrique de 225 kV et plus, et couvrir tous les aspects relatifs à la conception et la construction des lignes aériennes.  Il doit avoir acquis, au cours des dix dernières années, une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de trois projets de lignes aériennes de haute tension de taille et impliquant au moins 2 pays, de préférence en Afrique subsaharienne. |
| Ingénieur spécialisé en conception de postes HT | L’ingénieur (BAC+5) spécialisé en conception des postes doit être un ingénieur civil, mécanique, électricien ou équivalent justifiant 15 années d’expérience, dont 5 à l’international, dans la réalisation de projets similaires. L’expérience doit être pertinente dans le domaine des postes électrique et d’appareillage de commutation à 225 kV et plus, et couvrir tous les aspects relatifs à la conception et la mise en œuvre des postes incluant les Études de Faisabilité.  Il doit avoir acquis, au cours des dix dernières années, une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de trois projets de postes haute tension de taille et impliquant au moins 2 pays, de préférence en Afrique subsaharienne. |
| Ingénieur spécialisé en Systèmes de Communication et SCADA | L’ingénieur (BAC+5) spécialisé en Systèmes de Communication et SCADA doit être un ingénieur en Télécommunication ou équivalent justifiant 15 années d’expérience, dont 5 à l’international, dans la réalisation de projets similaires.  Il doit avoir acquis, au cours des dix dernières années, une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de trois projets de postes haute tension de taille et impliquant au moins 2 pays, de préférence en Afrique subsaharienne. |
| Expert foncier, social et environnemental | L’expert en Environnement devra justifier d’un diplôme d’études supérieures en Ingénierie de l’Environnement, en Sciences de l’Environnement, en Gestion environnementale ou dans un domaine connexe de niveau Master. La formation formelle devra être assortie d’un minimum de 10 années d’expérience pertinente dans la réalisation d’études d’impact environnemental et social/d’analyses environnementales, dans la coordination d’études initiales sur l’environnement réalisées par une équipe pluridisciplinaire. Il doit justifier de connaissance en droit de l’environnement et foncier.  Il doit avoir acquis, au cours des dix dernières années, une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de trois projets de lignes de transport d’électricité de 225 kV et plus en Afrique subsaharienne (de préférence en Afrique de l’Ouest). Il devra avoir une vaste connaissance des meilleures pratiques internationales en matière d’étude d’impact environnemental et de mesures d’atténuation et avoir aussi de l’expérience dans l’application des procédures des bailleurs notamment de la BAD. Le Spécialiste devra être capable de travailler étroitement avec les homologues nationaux et les populations locales en général. |
| Expert Économiste Financier | L’Expert devra être titulaire d’un diplôme (BAC+5) en Économie, Finance ou équivalent avec 10 années d’expérience dans l’analyse économique et financière de projets d’énergie électrique.  Il doit avoir été impliqué dans des analyses économiques, financières, de risques, et de sensibilité d’au moins trois (03) projets de ligne de transport d’énergie à 225 kV dont au moins un devra avoir été réalisé en Afrique. Il doit en outre avoir au moins une expérience en analyse de projets de production solaire |
| Expert institutionnel et légal | L’expert institutionnel et légal doit avoir une maitrise en droit (BAC+4) ou équivalent avec une expérience pertinente d’au moins 10 ans dans les projets d’interconnexion entre pays, notamment les arrangements institutionnels et règlementaires.  Il doit avoir été impliqué dans l’élaboration d’accords intergouvernementaux d’au moins deux (2) projets régionaux d’énergie électrique. |
| Expert en SIG | L’Expert en Systèmes d’Information Géographique (SIG) devra être titulaire d’un diplôme (BAC+5) d’études supérieures en Géographie, Cartographie, Arpentage ou dans un domaine connexe assorti d’une expérience d’au moins 5 années dans l’analyse d’images satellitaires et la cartographie.  Il doit avoir acquis une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de trois projets de lignes aériennes de haute tension. |

Cette équipe sera complétée par au moins deux experts locaux par pays : Un expert électricien et Expert environnemental et social.

| **Poste – Personnel local** | **Exigences minimales** |
| --- | --- |
| Ingénieur électricien | Ingénieur (BAC+5) en Génie Electrique ou équivalent avec 10 ans d’expérience dans la planification des réseaux de transport d’énergie électrique dans le pays concerné.  Il doit avoir été impliqué dans la conception et la mise en œuvre d’au moins 2 projets de ligne de transport d’énergie, incluant des études de faisabilité, dont l’une devrait être réalisée dans le pays concerné. |
| Expert environnemental et social | L’expert devra justifier d’un diplôme d’études supérieures en Ingénierie de l’Environnement, en Sciences de l’Environnement, en Gestion environnementale ou dans un domaine connexe de niveau Master avec 10 années d’expérience dans la réalisation d’études d’impact environnemental et social/d’analyses environnementales. Il doit justifier de connaissance en droit de l’environnement et foncier du pays.  Il doit avoir acquis une expérience spécifique dans l’exécution de missions analogues, sur un minimum de 2 projets de lignes de transport d’électricité dont au moins 1 dans le pays concerné. |

**Annexe : Options de tracé de ligne envisagées**

**Option de tracé de ligne 1**

****

Dorsal trans-sahélienne

**Option de tracé de ligne 2**

****

Dorsal trans-sahélienne